

# **РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА ПЕНЗЫ**



## **Книга 2**

**Существующее положение в сфере  
производства, передачи и потребления  
тепловой энергии для целей  
теплоснабжения**

**Том 6. Система теплоснабжения  
от котельной «Южная»**

**Утверждаю**

Генеральный директор  
ООО «СКМ Энергосервис»

\_\_\_\_\_ В.В.Толчеев

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2013 г.

**Книга 2**

**Существующее положение в сфере производства, передачи  
и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения**

**Том 6. Система теплоснабжения от котельной «Южная»**

ОАО «Ивэлектроналадка»

Заместитель генерального директора

\_\_\_\_\_ В.С. Крашенинников

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2013 г.

ЗАО «Ивэнергосервис»

Генеральный директор

\_\_\_\_\_ Е.В. Барочкин

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2013 г.

## Содержание

Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения	6
1.1 Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций	6
Часть 2. Источник тепловой энергии	9
2.1. Структура основного оборудования котельной «Южная»	9
2.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки	9
2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности котельной «Южная»	10
2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто котельной «Южная»	10
2.5. Сроки ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса оборудования котельной «Южная»	11
2.6. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источника тепловой энергии, в том числе обоснование выбора графика изменения температур теплоносителя от котельной «Южная»	11
2.7. Среднегодовая загрузка оборудования и особенности его загрузки в период зимнего максимума потребления тепловой энергии и летнего минимума потребления тепловой энергии	12
2.8. Способы учета тепла, отпущенного потребителям от котельной «Южная»	12
2.9. Статистика отказов и восстановлений основного оборудования котельной «Южная»	12
2.10. Перечень предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной «Южная»	13
2.11. Средневзвешенное значение УРУТ на выработку тепловой энергии	13
Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты	14
3.1. Описание структуры тепловых сетей от котельной «Южная», от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов или до ввода в жилой квартал или промышленный объект	14
3.2. Электронные карты (схемы) тепловых сетей в зоне действия котельной «Южная»	14
3.3. Параметры тепловых сетей, тип изоляции, тип прокладки, материальная характеристика трубопроводов системы теплоснабжения от котельной «Южная»	14
3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях	27
3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов	27
3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности	27
3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети	27
3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики	27
3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет	29
3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за	

последние 5 лет	29
3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов	29
3.12. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей	29
3.13. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя	29
3.14. Оценка тепловых потерь в тепловых сетях	30
3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения	30
3.16. Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям	30
3.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя	31
3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи	31
3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций	32
3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления	32
3.21. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию	32
Часть 4. Зона действия источника тепловой энергии	33
4.1. Описание существующей зоны действия котельной Южная во всех системах теплоснабжения на территории городского округа	33
Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зоне действия источника тепловой энергии	34
5.1. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха по видам теплопотребления	34
5.2. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом по видам теплопотребления	36
5.3. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	38
Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	40
6.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по котельной «Южная»	40
6.2. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по котельной «Южная»	40
6.3. Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника	

тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю	40
6.4. Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения	41
6.5. Резервы тепловой мощности нетто котельной «Южная» и возможности расширения технологической зоны действия котельной «Южная» в зоны действия с дефицитом тепловой мощности	41
Часть 7. Балансы теплоносителя	42
Часть 8. Топливные балансы источника тепловой энергии и система обеспечения топливом	43
Часть 9. Надежность теплоснабжения	44
9.1. Описание показателей надежности (вероятность безотказной работы, коэффициент готовности, живучесть)	44
9.2. Методика определения надёжности работы теплосети	45
9.3. Расчёт надёжности работы теплосети котельной «Южная»	50
Раздел 10. Техничко-экономические показатели работы котельной	54
10.1. Описание результатов хозяйственной деятельности котельной «Южная» в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями»	54
10.2. Техничко-экономические показатели работы котельной «Южная»	59
10.3. Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии котельной «Южная» г. Пенза	59
10.4. Инвестиционные проекты, реализуемына котельной «Южная»	66
Раздел 11. Тарифы на тепловую энергию	68
11.1. Общие положения	68
11.2. Анализ динамики утвержденных тарифов	70
11.3. Структура тарифа	74
11.4. Плата за подключение к тепловым сетям	77
11.5. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей	78
Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа	79
12.2. Описание существующих проблем организации надёжного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надёжности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)	79
12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения	79
Список использованных источников	80

## Система теплоснабжения г. Пензы от котельной «Южная»

### Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения

#### 1.1 Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций

##### 1.1.1. Общая характеристика источника тепловой энергии

Котельная «Южная» расположена по адресу: г. Пенза, Рябова, 30. Место расположения котельной на карте города представлено на рис. 1.1.



**Рис. 1.1. Место расположения котельной «Южная» в г. Пенза**

Котельная отпускает тепловую энергию в сетевой воде потребителям на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилого сектора, административных, культурно-бытовых зданий и промышленности г. Пенза.

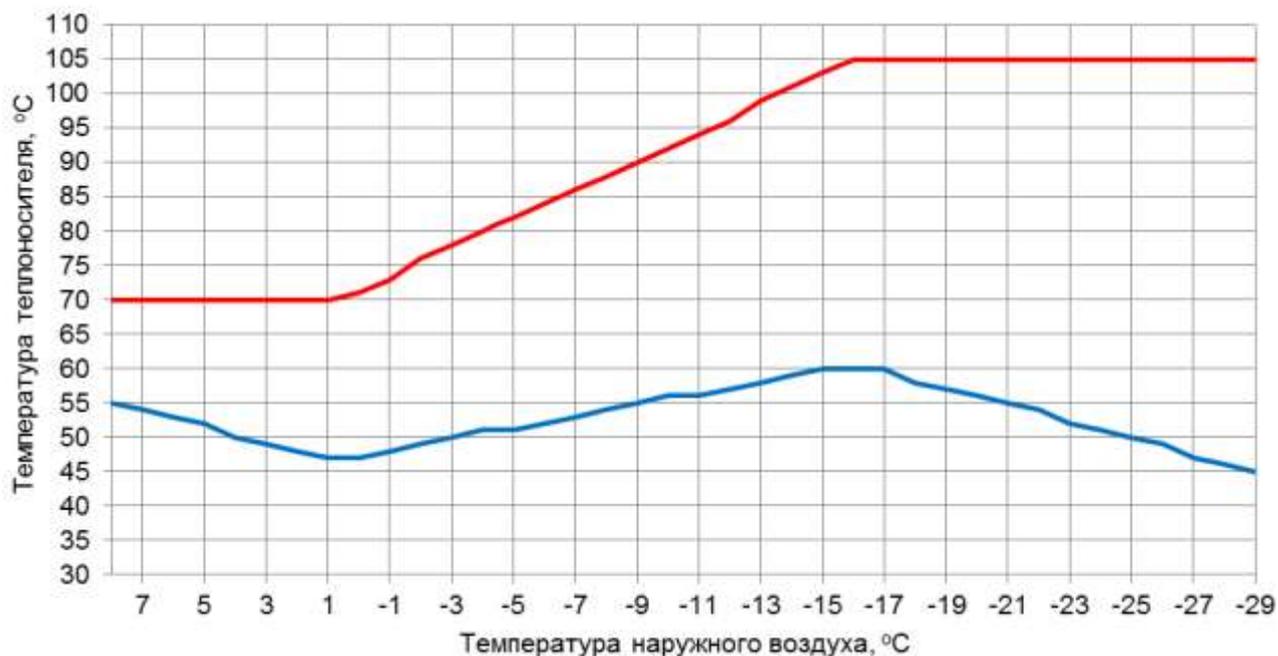
Температурный график теплосети -  $t_{пр} / t_{обр} = 130/70$  °С при расчетной температуре наружного воздуха  $t_{нв} = -29$  °С. Утвержденный температурный график отпуска тепловой энергии от котельной «Южная» представлен на рис. 1.2 и в таблице 1.1.

Для системы теплоснабжения г. Пенза отпуск тепловой энергии принят в режиме центрального качественного регулирования в диапазоне температур наружного воздуха от + 8 °С до - 29 °С. Продолжительность отопительного периода составляет 4968 ч., неотапительного – 3792 ч. Трубопроводы тепловой сети выполнены в двухтрубном и четырёх-

трубном исполнении подземной и надземной прокладки. Тепловая изоляция выполнена из минераловатных материалов и пенополиуретана.

Таблица 1.1

Среднесуточная температура наружного воздуха, °С	Температура теплоносителя, °С	
	в подающем трубопроводе	в обратном трубопроводе
8	70	55
7	70	54
6	70	53
5	70	52
4	70	50
3	70	49
2	70	48
1	70	47
0	71	47
-1	73	48
-2	76	49
-3	78	50
-4	80	51
-4,5	81	51
-5	82	51
-6	84	52
-7	86	53
-8	88	54
-9	90	55
-10	92	56
-11	94	56
-12	96	57
-13	99	58
-14	101	59
-15	103	60
-16	105	60
-17	105	60
-18	105	58
-19	105	57
-20	105	56
-21	105	55
-22	105	54
-23	105	52
-24	105	51
-25	105	50
-26	105	49
-27	105	47
-28	105	46
-29	105	45



**Рис. 1.2. Утвержденный температурный график отпуска тепловой энергии от котельной «Южная»**

### 1.1.2. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями

Перечень теплосетевых организаций, получающих и распределяющих тепловую энергию от котельной «Южная» по договорам на теплоснабжение, с указанием принадлежности тепловых сетей представлен в таблице 1.2.

**Таблица 1.2**

Источник теплоснабжения	Принадлежность источника	Тепловые сети	Теплосетевая организация, эксплуатирующая тепловые сети	Принадлежность тепловых сетей
Котельная «Южная»	ОАО «Пензтепло-снабжение»	Магистральные	ООО «СКМ Энергосервис»	ООО «СКМ Энергосервис»
		Врезки на ЦТП	ООО «СКМ Энергосервис»	ООО «СКМ Энергосервис»
		Внутриквартальные	ООО «СКМ Энергосервис»	ООО «СКМ Энергосервис»

## Часть 2. Источник тепловой энергии

### 2.1. Структура основного оборудования котельной «Южная»

Установленная тепловая мощность котельной «Южная» – 133,0 Гкал/ч. Располагаемая тепловая мощность – 133,0 Гкал/ч.

Основные характеристики котельной «Южная» по тепловой мощности приведены в таблице 2.1. Состав установленного на котельной «Южная» основного энергетического оборудования приведен в таблице 2.2.

Таблица 2.1

Наименование предприятия	Установленная мощность источника тепловой энергии		Располагаемая мощность источника тепловой энергии		Присоединенная тепловая нагрузка		Вид топлива (Основное / резервное)
	По воде, Гкал/ч	По пару, т/ч	По воде, Гкал/ч	По пару, т/ч	По воде, Гкал/ч	По пару, т/ч	
Котельная «Южная»	120,0	20,0	120,0	20,0	51,99	0,2672	природный газ/мазут

Таблица 2.2

Наименование предприятия	Основное энергетическое оборудование		
	Марка котла	Количество котлов	Год ввода
Котельная «Южная»	КВГМ 30-150	4	1986
	ДЕ-10/14	2	1988

### 2.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Состав парка котельного оборудования с параметрами теплоносителя на выходе из котлов котельной «Южная» приведен в таблице 2.3.

Таблица 2.3

Ст. №	Тип (марка) котла	Параметры теплоносителя на выходе из котла		Теплопроизводительность, Гкал/ч	Паропроизводительность, т/ч	Завод изготовитель
		Давление, кгс/см <sup>2</sup>	Температура, °С			
<b>Водогрейные котлы</b>						
1	КВГМ 30-150	15	150	30	0	ОАО "Дорогобужкотломаш"
2	КВГМ 30-150	15	150	30	0	ОАО "Дорогобужкотломаш"
3	КВГМ 30-150	15	150	30	0	ОАО "Дорогобужкотломаш"
4	КВГМ 30-150	15	150	30	0	ОАО "Дорогобужкотломаш"
<b>Паровые котлы</b>						
5	ДЕ-10/14	14	194	0	10	-
6	ДЕ-10/14	14	194	0	10	-

## 2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности котельной «Южная»

### 2.3.1 Ограничения тепловой мощности

Установленные ограничения тепловой мощности котлов:

1. Водогрейные котлы КВГМ-30-150 – ограничений не установлено.
2. Паровые котлы ДЕ-10-14 - ограничений не установлено.

### 2.3.2. Располагаемая тепловая мощность оборудования котельной «Южная»

Ограничения тепловой мощности оборудования котельной «Южная» отсутствуют. Значение располагаемой тепловой мощности соответствует установленной тепловой мощности оборудования котельной и составляет 133,0 Гкал/ч.

## 2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто котельной «Южная»

Данные по расходу тепла и теплоносителя на собственные нужды, а также отпуск тепла с коллекторов котельной в годовом выражении представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4

№ п/п	Показатель	Размерность	Отчётный год				
			2008	2009	2010	2011	2012
1	Произведено тепловой энергии	Гкал	147676,0	152442,7	158601,4	157056,2	151947,4
2	Собственные нужды котельной, в т.ч.:	Гкал	3337,0	2825,0	1902,1	1902,1	2540,0
2.1	в паре	Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2.2	в горячей воде	Гкал	3337,0	2825,0	1902,1	1902,1	2540,0
3	Расход тепла на собственные нужды, % от выработки	%	2,26	1,85	1,20	1,21	1,67
4	Отпущено тепловой энергии потребителям	Гкал	113269,0	118659,7	125936,4	127472,0	120992,1
5	Затрачено условного топлива	тут	22703,1	20729,3	22770,8	26298,5	27663,8

По статистике последних пяти лет величина потребления тепловой энергии на собственные нужды котельной составила 1,63 % от объема вырабатываемой тепловой энергии. Величина тепловой мощности нетто котельной «Южная» за 2012 г. составляет 130,78 Гкал/ч.

## **2.5. Сроки ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса оборудования котельной «Южная»**

Сроки ввода в эксплуатацию основного теплофикационного оборудования котельной «Южная» представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5

Ст. №	Наименования котлов	Год ввода в эксплуатацию	Дата освидетельствования
1	КВГМ 30-150	1986	26.09.2011
2	КВГМ 30-150	1986	13.09.2011
3	КВГМ 30-150	1986	29.12.2012
4	КВГМ 30-150	1986	-
5	ДЕ-10/14	1988	12.10.2011
6	ДЕ-10/14	1988	27.09.2011

Данные по срокам и мероприятиям для продления ресурсов котлов не предоставлены.

## **2.6. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источника тепловой энергии, в том числе обоснование выбора графика изменения температур теплоносителя от котельной «Южная»**

Котельная «Южная» отпускает тепловую энергию в сетевой воде потребителям на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилых, административных, культурно-бытовых и других зданий и сооружений г. Пенза.

Для системы теплоснабжения г. Пенза отпуск тепловой энергии принят по режиму центрального качественного регулирования в диапазоне температур наружного воздуха от + 8°C до - 29 °C. Температурный график теплосети 130/70°C со срезкой на 105 °C при температуре наружного воздуха -16 °C.

Срезка температурного графика на 105 °C выполнена по причине неудовлетворительного состояния тепловых сетей из-за превышенного срока эксплуатации. Соответственно увеличение температуры в подающем трубопроводе может негативно сказаться на надёжности работы теплосети.

## 2.7. Среднегодовая загрузка оборудования и особенности его загрузки в период зимнего максимума потребления тепловой энергии и летнего минимума потребления тепловой энергии

### 2.7.1. Среднегодовая загрузка оборудования котельной «Южная»

Количество выработанной тепловой энергии за год, среднесуточный отпуск тепловой энергии и среднегодовая загрузка оборудования за 2008 – 2012 гг. представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6

Расчётный год	Выработка тепловой энергии, Гкал/год	Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	Среднечасовой отпуск, Гкал/ч	Среднегодовая загрузка оборудования, %
2008	147676,0	133,0	17,5	13,2
2009	152442,7	133,0	18,1	13,6
2010	158601,4	133,0	18,8	14,2
2011	157056,2	133,0	18,6	14,0
2012	151947,4	133,0	18,0	13,6

Анализ данных, приведённых в таблице 2.6, показывает, что среднегодовая загрузка оборудования котельной «Южная» за период 2008–2012 гг. составляла 13,7 %.

### 2.7.2. Особенности загрузки оборудования котельной «Южная» в период зимнего максимума потребления тепловой энергии и летнего минимума потребления тепловой энергии

Данные не предоставлены.

## 2.8. Способы учета тепла, отпущенного потребителям от котельной «Южная»

Приборы коммерческого учета тепла отпускаемого потребителям, на котельной отсутствуют.

## 2.9. Статистика отказов и восстановлений основного оборудования котельной «Южная»

Даты капитального ремонта котлоагрегатов приведены в таблице 2.7.

Таблица 2.7

Ст. №	Наименования котлов	Дата капитального ремонта
1	КВГМ 30-150	2001
2	КВГМ 30-150	2006
3	КВГМ 30-150	2011
4	КВГМ 30-150	-
5	ДЕ-10/14	-
6	ДЕ-10/14	-

## 2.10. Перечень предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной «Южная»

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

## 2.11. Средневзвешенное значение УРУТ на выработку тепловой энергии

Перечень целевых показателей эффективности котельной за 2008 – 2012 гг. приведён в таблице 2.8.

Таблица 2.8

№ п/п	Показатель	Размерность	2008	2009	2010	2011	2012
1	Средневзвешенный удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.у.т / Гкал	156,60	156,97	156,79	156,71	156,84
2	Собственные нужды	Гкал/ч	0,3961	0,3354	0,2258	0,2258	0,3015
3	Средневзвешенный удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг.у.т / Гкал	200,44	174,70	180,81	206,31	228,64
4	Удельный расход электроэнергии	кВт·ч/Гкал	31,75	33,97	31,21	27,25	24,8
5	Удельный расход теплоносителя	м <sup>3</sup> /Гкал	-	-	-	-	-

## 2.12. Срок службы паровых и водогрейных котлоагрегатов котельной «Южная»

Срок службы паровых и водогрейных котлоагрегатов согласно РД 34.17.435-95 приведён в таблице 2.9.

Таблица 2.9

Ст. №	Наименования котлов	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы
1	КВГМ 30-150	1986	16
2	КВГМ 30-150	1986	16
3	КВГМ 30-150	1986	16
4	КВГМ 30-150	1986	16
5	ДЕ-10/14	1988	24
6	ДЕ-10/14	1988	24

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

#### **3.1. Описание структуры тепловых сетей от котельной «Южная», от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов или до ввода в жилой квартал или промышленный объект**

Общая структура тепловых сетей системы теплоснабжения г. Пензы от котельной «Южная» с учетом характеристик участков сетей, находящихся на балансе организаций и промышленных предприятий, представлена в таблице 3.1.

Таблица 3.1

<b>Система теплоснабжения</b>	<b>Длина трубопроводов теплосети и паропроводов (в двухтрубном исполнении), м</b>	<b>Внутренний объем систем теплоснабжения, м<sup>3</sup></b>
Магистральные сети	5460,0	3685,62
Врезки на ЦТП	1526,16	200,38
Квартальные сети	8533,02	409,58
Всего	15519,2	4295,59
Паропровод	1238,0	25,263

#### **3.2. Электронные карты (схемы) тепловых сетей в зоне действия котельной «Южная»**

Для разработки электронной модели существующей схемы теплоснабжения города Пензы использовался программно-расчетный комплекс ZuluThermo, входящий в состав геоинформационной системы Zulu (ГИС Zulu) ООО «Политерм», предназначенный для выполнения тепловых и гидравлических расчетов систем теплоснабжения.

Технический отчет «Разработка Электронной модели системы теплоснабжения» и Электронная модель системы теплоснабжения г. Пенза будут переданы Заказчику после выполнении 2-го этапа Договора.

#### **3.3. Параметры тепловых сетей, тип изоляции, тип прокладки, материальная характеристика трубопроводов системы теплоснабжения от котельной «Южная»**

Характеристика тепловых сетей котельной «Южная» представлена в таблице 3.2

Таблица 3.2

Наименование участка трассы	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Объем трубы, м <sup>3</sup>		Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
	Диаметр, мм	Длина, м	Диаметр, мм	Длина, м	подача	обратка			
<b>Магистральные сети</b>									
Котельная - т.1	530	47	530	47	9,682	9,682		воздушка	49,82
т.1 - т.2	530	40	530	40	8,240	8,240		воздушка	42,40
т.2 - т.3	920	187	920	187	118,932	118,932		воздушка	344,08
т.3 - т.4	820	124	820	124	62,248	62,248		воздушка	203,36
	820	50	820	50	25,100	25,100		воздушка	82,00
т.4 - т.5	820	33	820	33	16,566	16,566		воздушка	54,12
	820	37	820	37	18,574	18,574		воздушка	60,68
	820	137	820	137	68,774	68,774		воздушка	224,68
	820	7	820	7	3,514	3,514		воздушка	11,48
т.5 - ТК-1	820	6	820	6	3,012	3,012		воздушка	9,84
	820	110	820	110	55,220	55,220		воздушка	180,40
	820	115	820	115	57,730	57,730		воздушка	188,60
	820	144	820	144	72,288	72,288		воздушка	236,16
	820	114	820	114	57,228	57,228		воздушка	186,96
	820	163	820	163	81,826	81,826		воздушка	267,32
	820	108	820	108	54,216	54,216		воздушка	177,12
	820	223	820	223	111,946	111,946		воздушка	365,72
	820	232	820	232	116,464	116,464		воздушка	380,48
	820	198	820	198	99,396	99,396		воздушка	324,72
	820	105	820	105	52,710	52,710		воздушка	172,20
	820	5	820	5	2,510	2,510		воздушка	8,20
ТК-1 - ТК-2	820	15	820	15	7,530	7,530		подземка	24,60
ТК-2 - ТК-3	820	85	820	85	42,670	42,670		подземка, канал	139,40
ТК-3 - ТК-4	820	88	820	88	44,176	44,176		подземка, канал	144,32
ТК-4 - ТК-5	720	256	720	256	98,560	98,560		подземка, канал	368,64

Наименование участка трассы	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Объем трубы, м <sup>3</sup>		Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
	Диаметр, мм	Длина, м	Диаметр, мм	Длина, м	подача	обратка			
TK-5 - TK-6	720	162	720	162	62,370	62,370		подземка, канал	233,28
TK-6 - TK-7	720	49	720	49	18,865	18,865		подземка, канал	70,56
TK-7 - TK-7'	720	18	720	18	6,930	6,930		подземка, канал	25,92
	720	60	720	60	23,100	23,100		подземка, канал	86,40
TK-7' - TK-8	720	114	720	114	43,890	43,890		подземка, канал	164,16
TK-8 - TK-9	720	71	720	71	27,335	27,335		подземка, канал	102,24
TK-9 - TK-9'	720	60	720	60	23,100	23,100		подземка, канал	86,40
TK-9' - TK-10	720	28	720	28	10,780	10,780		подземка, канал	40,32
TK-10 - TK-11	720	76	720	76	29,260	29,260		подземка, канал	109,44
TK-11 - TK-12	530	93	530	93	19,158	19,158		подземка, канал	98,58
TK-12 - TK-13	530	83	530	83	17,098	17,098		подземка, канал	87,98
TK-13 - TK-14	530	45	530	45	9,270	9,270		подземка, канал	47,70
TK-14 - TK-15	530	26	530	26	5,356	5,356		подземка, канал	27,56
TK-15 - TK-16	530	115	530	115	23,690	23,690		подземка, канал	121,90
TK-16 - TK-17	530	35	530	35	7,210	7,210		подземка, канал	37,10
TK-17 - TK-18	530	122	530	122	25,132	25,132		подземка, канал	129,32

Наименование участка трассы	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Объем трубы, м <sup>3</sup>		Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
	Диаметр, мм	Длина, м	Диаметр, мм	Длина, м	подача	обратка			
TK-18 - TK-19	530	47	530	47	9,682	9,682		подземка, канал	49,82
	530	100	530	100	20,600	20,600		подземка, канал	106,00
TK-19 - TK-20	530	123	530	123	25,338	25,338		подземка, канал	130,38
TK-20 - TK-21	530	115	530	115	23,690	23,690		подземка, канал	121,90
TK-21 - TK-21'	530	18	530	18	3,708	3,708		подземка, канал	19,08
TK-21' - TK-22	530	116	530	116	23,896	23,896		подземка, канал	122,96
TK-22 - TK-23	530	118	530	118	24,308	24,308		подземка, канал	125,08
TK-23 - TK-24	530	10	530	10	2,060	2,060		подземка, канал	10,60
	530	151	530	151	31,106	31,106		подземка, канал	160,06
TK-24 - TK-25	325	68	325	68	5,100	5,100		подземка, канал	44,20
TK-25 - TK-26	325	82	325	82	6,150	6,150		подземка, канал	53,30
TK-26 - TK-27	273	172	273	172	9,116	9,116	1998-2003гг,	подземка, канал	93,91
TK-27 - TK-28	273	78	273	78	4,134	4,134	с 2004г,	подземка, канал	42,59
TK-28 - TK-29	219	105	219	105	3,465	3,465	с 2004г,	подземка, канал	45,99
TK-29 - ул.Терновского, 154а	219	102	219	102	3,366	3,366	с 2004г,	подземка, канал	44,68
ул.Терновского, 154а - TK-30	219	49	219	49	1,617	1,617	с 2004г,	подземка, канал	21,46

Наименование участка трассы	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Объем трубы, м <sup>3</sup>		Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
	Диаметр, мм	Длина, м	Диаметр, мм	Длина, м	подача	обратка			
ТК-30 - ул.Терновского, 156а	219	51	219	51	1,683	1,683	с 2004г,	подземка, канал	22,34
ул.Терновского, 156а - ТК-31	159	38	159	38	0,673	0,673	с 2004г,	подземка, канал	12,08
ТК-31 - ул.Терновского, 162	159	43	159	43	0,761	0,761	с 2004г,	подземка, канал	13,67
ул.Терновского, 162 - ТК-32	114	41,5	114	41,5	0,332	0,332	с 2004г,	подземка, канал	9,46
ТК-32 - ТК-33	114	31,5	114	31,5	0,252	0,252	с 2004г,	подземка, канал	7,18
ТК-33 - ул.Терновского, 162а	114	15	114	15	0,120	0,120	с 2004г,	подземка, канал	3,42
<b>Врезки на ЦТП</b>									
ТК-23 - ЦТП-27	273	117	273	117	6,201	6,201		подземка	63,88
ТК-19 - ТК-34	426	52	426	52	6,916	6,916	1990-1997гг,	подземка	44,30
ТК-34 - ТК-34'	426	163	426	163	21,679	21,679	1990-1997гг,	подземка	138,88
ТК-34' - ТК-35	273	26	273	26	1,378	1,378	1990-1997гг,	подземка	14,20
ТК-35 - ТК-36	273	40	273	40	2,120	2,120	1990-1997гг,	подземка	21,84
ТК-36 - ТК-37	273	45	273	45	2,385	2,385	1990-1997гг,	подземка	24,57
ТК-37 - ЦТП-45	273	7	273	7	0,371	0,371	1990-1997гг,	подземка	3,82
ТК-34' - ТК-38	273	24	273	24	1,272	1,272		подземка	13,10
	273	51	273	51	2,703	2,703		подземка	27,85
ТК-38 - ЦТП-50	219	36	219	36	1,188	1,188	1990-1997гг,	подземка	15,77
ТК-18 - ЦТП-3	219	8	219	8	0,264	0,264		подземка, канал	3,50
	325	5	325	5	0,375	0,375		подземка, канал	3,25
	325	81	325	81	6,075	6,075		подземка, канал	52,65
ТК-45 - ТК-47	219	26	219	26	0,858	0,858		подземка, канал	11,39

Наименование участка трассы	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Объем трубы, м <sup>3</sup>		Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
	Диаметр, мм	Длина, м	Диаметр, мм	Длина, м	подача	обратка			
ТК-47 - ЦТП-3	219	24	219	24	0,792	0,792		подземка, канал	10,51
ТК-45 - УТ-2	273	20,01	273	20,01	1,061	1,061	2011г,	подземка, канал	10,93
	273	5,00	273	5,00	0,265	0,265	2011г,	подземка, канал	2,73
	273	30,55	273	30,55	1,619	1,619	2011г,	подземка, канал	16,68
	273	30,56	273	30,56	1,620	1,620	2011г,	подземка, канал	16,69
	273	26,07	273	26,07	1,382	1,382	2011г,	подземка, канал	14,23
	273	15,88	273	15,88	0,842	0,842	2011г,	подземка, канал	8,67
	273	37,35	273	37,35	1,980	1,980	2011г,	подземка, канал	20,39
	273	28,09	273	28,09	1,489	1,489	2011г,	подземка, канал	15,34
УТ-2 - ЦТП НИИЭКИПМАШ	273	39,65	273	39,65	2,101	2,101	2011г,	воздушка	21,65
	273	83	273	83	4,399	4,399	2011г,	воздушка	45,32
	273	45	273	45	2,385	2,385	2011г,	воздушка	24,57
	273	8	273	8	0,424	0,424		воздушка	4,37
ТК-5 - ЦТП-2	219	162	219	162	5,346	5,346		подземка, канал	70,96
	219	12	219	12	0,396	0,396		подземка, канал	5,26
	219	13	219	13	0,429	0,429		подземка, канал	5,69
ТК-2 - ЦТП-1	325	265	325	265	19,875	19,875		воздушка	172,25
<b>ответвления от магистрали</b>									
ТК-29 - ул.Терновского, 154	108	14	108	14	0,111	0,111	2002г	подземка	3,02
ТК-29 - ул.Терновского, 150	89	44,2	89	44,2	0,234	0,234	2004г	подземка	7,87

Наименование участка трассы	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Объем трубы, м <sup>3</sup>		Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
	Диаметр, мм	Длина, м	Диаметр, мм	Длина, м	подача	обратка			
ТК-28 - ул.Терновского, 152	108	13	108	13	0,103	0,103	2002г	подземка	2,81
ТК-28 - ТК-28'	133	115,6	133	115,6	1,422	1,422	2004г	подземка	30,75
ТК-28" - ТК-28"	133	19,5	133	19,5	0,240	0,240	2004г	подземка	5,19
ТК-28" - ул.Терновского, 148	133	13,5	133	13,5	0,166	0,166	2004г	подземка	3,59
ТК-27 - Детский сад № 147	89	32,6	89	32,6	0,173	0,173	2008г	подземка	5,80
ТК-27 - ул.Терновского, 156	108	6	108	6	0,047	0,047	2002г	подземка	1,30
ТК-26 - ул.Терновского, 158а	159	16	159	16	0,283	0,283	2000г	подземка	5,09
ТК-25 - ул.Терновского, 160а	108	6	108	6	0,047	0,047	2003г	подземка	1,30
ТК-25 - ул.Терновского, 158в (стр. 6а)	114	23,8	114	23,8	0,190	0,190	2010г	подземка	5,43
ТК-24 - ИТП	89	83	89	83	0,440	0,440	2004г	подземка	14,77
ИТП ул.Ивановского, 71	89	32	89	32	0,170	0,170	2004г	подземка	5,70
ГВС	76	32	45	32	0,125	0,040	2004г	подземка	3,87
ТК-21' - ИТП ТСЖ "Сура-2005"	133	52	133	52	0,640	0,640	2004г	подземка	13,83
	133	71	133	71	0,873	0,873	2004г	в подвале	18,89
	133	27	133	27	0,332	0,332	2004г	подземка	7,18
ИТП - ТСЖ "Сура-2005"	108	46	108	46	0,363	0,363	2004г	подземка	9,94
ГВС	108	46	89	46	0,363	0,244	2004г	подземка	9,06
	57	18	57	18	0,036	0,036	2004г	подземка	2,05
ГВС	76	18	57	18	0,070	0,036	2004г	подземка	2,39
	57	17,5	57	17,5	0,035	0,035	2004г	подземка	2,00
ГВС	76	17,5	57	17,5	0,068	0,035	2004г	подземка	2,33
	57	26,5	57	26,5	0,053	0,053	2004г	подземка	3,02
ГВС	76	26,5	57	26,5	0,103	0,053	2004г	подземка	3,52
	76	36	76	36	0,140	0,140	2004г	подземка	5,47
ГВС	89	36	76	36	0,191	0,140	2004г	подземка	5,94
ТК-21' - ТК-45'	219	194	219	194	6,402	6,402	1990-1997гг	подземка	84,97
ТК-45 - ул.Терновского, 209	89	48	89	48	0,254	0,254	2006г	подземка	8,54
ТК-45' - ул.Терновского, 207	108	34,6	108	34,6	0,273	0,273	2009г	подземка	7,47
ТК-44 - ООО "Лига"	38	23,2	38	23,2	0,020	0,020	2010г	подземка	1,76

Наименование участка трассы	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Объем трубы, м <sup>3</sup>		Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
	Диаметр, мм	Длина, м	Диаметр, мм	Длина, м	подача	обратка			
ТК-44 - ТК-44'	133	37	133	37	0,455	0,455	2010г	подземка	9,84
ТК-44' - ул.Терновского, 203	108	96,1	108	96,1	0,759	0,759	2010г	подземка	20,76
ТК-44 - ул.Сухумская-Терновского	159	62	159	62	1,097	1,097	2012г	подземка, канал	19,72
	133	56,5	133	56,5	0,695	0,695	2012г	подземка, канал	15,03
	133	28	133	28	0,344	0,344	2012г	подземка, канал	7,45
ТК-21' - ТК-47	273	200,5	273	200,5	10,627	10,627	2011г	подземка, канал	109,47
ТК-47 - ТК-48	273	111,5	273	111,5	5,910	5,910	2011г	подземка, канал	60,88
ТК-48 - ТК-49	273	54,5	273	54,5	2,889	2,889	2011г	подземка, канал	29,76
	273	55,5	273	55,5	2,942	2,942	2011г	подземка, канал	30,30
ТК-49 - ТК-50	273	175,5	273	175,5	9,302	9,302	2011г	подземка, канал	95,82
ТК-50 - ТК-51	273	119	273	119	6,307	6,307	2011г	подземка, канал	64,97
ТК-51 - ТК-52	273	65	273	65	3,445	3,445	2011г	подземка, канал	35,49
ТК-52 - ТК-53	219	25,2	219	25,2	0,832	0,832	2011г	подземка, канал	11,04
ТК-53 - ТК-54	219	112,9	219	112,9	3,726	3,726	2011г	подземка, канал	49,45
ТК-54 - ТК-55	159	20,3	159	20,3	0,359	0,359	2011г	подземка, канал	6,46
ТК-55 - ул.Олимпийская, 1	89	28,4	89	28,4	0,151	0,151	2011г	подземка, канал	5,06
ТК-20 - ТК-41	57	35,65	57	35,65	0,071	0,071		подземка	4,06
	57	42,8	57	42,8	0,086	0,086		подземка	4,88
ТК-41 - ФОК	57	56,4	57	56,4	0,113	0,113		подземка	6,43

Наименование участка трассы	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Объем трубы, м <sup>3</sup>		Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
	Диаметр, мм	Длина, м	Диаметр, мм	Длина, м	подача	обратка			
ТК-41 - МБОУ СОШ № 59	57	39,82	57	39,82	0,080	0,080	2008г	воздушка	4,54
ТК-38 - ТК-5005	273	35,0	273	35,0	1,855	1,855		подземка	19,11
ТК-5005 - ТК-5006	273	81,0	273	81,0	4,293	4,293		подземка	44,23
ТК-5006 - ТК-39	273	182,0	273	182,0	9,646	9,646		подземка	99,37
ТК-39 - ул.Ивановская, 143	219	37,5	219,0	37,5	1,238	1,238	2009г	подземка	16,43
	159	8,25	159,0	8,25	0,146	0,146	2009г	подземка	2,62
	108	19,5	108,0	19,5	0,154	0,154	2009г	в подвале	4,21
	108	19,3	108,0	19,3	0,152	0,152	2009г	в подвале	4,17
	89	6,2	89,0	6,2	0,033	0,033	2010г	в подвале	1,10
	89	29,1	89,0	29,1	0,154	0,154	2010г	в подвале	5,18
	89	14,25	89,0	14,25	0,076	0,076	2010г	подземка	2,54
ГВС	108	14,25	89,0	14,25	0,113	0,076	2010г	подземка	2,81
	89	0,6	89,0	0,6	0,003	0,003	2010г	в подвале	0,11
	76	32,8	76,0	32,8	0,128	0,128	2011г	в подвале	4,99
	76	21,75	76,0	21,75	0,085	0,085	2011г	подземка	3,31
ГВС	89	21,75	76,0	21,75	0,115	0,085	2011г	подземка	3,59
	76	32,3	76,0	32,3	0,126	0,126	2011г	в подвале	4,91
	57	0,8	57,0	0,8	0,002	0,002	2011г	в подвале	0,09
	57	13,5	57,0	13,5	0,027	0,027	2011г	подземка	1,54
ГВС	76	13,5	57,0	13,5	0,053	0,027	2011г	подземка	1,80
	57	34,7	57,0	34,7	0,069	0,069	2011г	в подвале	3,96
	57	3,0	57,0	3,0	0,006	0,006	2011г	в подвале	0,34
	57	2,8	57,0	2,8	0,006	0,006	2011г	в подвале	0,32
	76	11,5	76,0	11,5	0,045	0,045	2011г	в подвале	1,75
ТК-39 - ТК-40	108	38	108	38	0,300	0,300	с 2004г	подземка	8,21
	89	17	89	17	0,090	0,090		подземка	3,03
	76	28	76	28	0,109	0,109	1990-1997гг	подземка	4,26
ТК-39 - т.1	108	202	108	202	1,596	1,596	1990-1997гг	подземка	43,63
ул.Ивановская, 168	57	32	57	32	0,064	0,064	1990-1997гг	подземка	3,65

Наименование участка трассы	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Объем трубы, м <sup>3</sup>		Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
	Диаметр, мм	Длина, м	Диаметр, мм	Длина, м	подача	обратка			
т.1 - т.2	108	84,6	108	84,6	0,668	0,668	1990-1997гг	воздушка	18,27
т.2 - ул.Вадинская, 41	38	22,8	38	22,8	0,019	0,019	1990-1997гг	воздушка	1,73
т.2 - ТК-39/1	76	21,1	76	21,1	0,082	0,082	1990-1997гг	воздушка	3,21
ТК-39/1 - ТК-39'	89	52	89	52	0,276	0,276	1990-1997гг	воздушка	9,26
ТК-39' - ул.Вадинская, 42	76	14,1	76	14,1	0,055	0,055	1990-1997гг	подземка	2,14
ТК-39' - ТК-39"	76	35	76	35	0,137	0,137	1990-1997гг	подземка	5,32
ТК-39" - ул.Терешковой, 36	57	16	57	16	0,032	0,032	1990-1997гг	подземка	1,82
ТК-39" - ТК-39/2	76	12,8	76	12,8	0,050	0,050	1990-1997гг	подземка	1,95
ТК-39/2 - ул.Терешковой, 34	57	10,8	57	10,8	0,022	0,022	1990-1997гг	подземка	1,23
ТК-39/2 - ул.Терешковой, 32	57	50,7	57	50,7	0,101	0,101	1990-1997гг	подземка	5,78
ТК-39/1 - ул.Терешковой, 38	76	8,5	76	8,5	0,033	0,033	1990-1997гг	подземка	1,29
ТК-34 - ул.Терновского, 212	89	26,5	89	26,5	0,140	0,140	2008г	подземка, канал	4,72
ТК-34 - ул.Терновского, 214	133	58	133	58	0,713	0,713	2007г	подземка, канал	15,43
ТК-17' - ул.Терновского, 214	133	39,5	133	39,5	0,486	0,486	2008г	подземка, канал	10,51
	76	6,5	76	6,5	0,025	0,025	2008г	подземка, канал	0,99
ГВС	76	6,5	57	6,5	0,025	0,013	2008г	подземка, канал	0,86
	114	40,3	114	40,3	0,322	0,322	2008г	подземка, канал	9,19
ГВС	89	40,3	57	40,3	0,214	0,081	2008г	подземка, канал	5,88
	114	6,4	114	6,4	0,051	0,051	2008г	подземка, канал	1,46
ГВС	114	6,4	76	6,4	0,051	0,025	2008г	подземка, канал	1,22
т.3 - УТ-3	159	93	159	93	1,646	1,646	2008г	воздушка	29,57
УТ-3 - УТ-4	159	19	159	19	0,336	0,336	2008г	подземка	6,04

Наименование участка трассы	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Объем трубы, м <sup>3</sup>		Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
	Диаметр, мм	Длина, м	Диаметр, мм	Длина, м	подача	обратка			
УТ-4 - ТК-419	159	78	159	78	1,381	1,381	2008г	воздушка	24,80
ТК-419 - ТК-420	159	36	159	36	0,637	0,637	2008г	воздушка	11,45
ТК-420 - УТ-5	159	73,4	159	73,4	1,299	1,299	2008г	воздушка	23,34
УТ-5 - УТ-6	159	32	159	32	0,566	0,566	2008г	подземка	10,18
УТ-6 - УТ-7	108	111	108	111	0,877	0,877	2008г	подземка	23,98
УТ-7 - ул.Пушанина, 54	108	60,5	108	60,5	0,478	0,478	2008г	подземка	13,07
на Пушанина, 46	108	112,2	108	112,2	0,886	0,886	2012г	воздушка	24,24
	108	12	108	12	0,095	0,095	2012г	воздушка	2,59
	108	62,2	108	62,2	0,491	0,491	2012г	воздушка	13,44
	108	12	108	12	0,095	0,095	2012г	воздушка	2,59
	108	118,4	108	118,4	0,935	0,935	2012г	воздушка	25,57
	108	16,4	108	16,4	0,130	0,130	2012г	воздушка	3,54
	108	212,1	108	212,1	1,676	1,676	2012г	воздушка	45,81
	108	18,7	108	18,7	0,148	0,148	2012г	подземка, канал	4,04
ул.Пушанина, 46	108	54	108	54	0,427	0,427	2012г	в подвале	11,66
ТК-420 - ул.Пушанина, 2	76	14	76	14	0,055	0,055		подземка	2,13
ТК-419 - ул.Пушанина, 4	76	13	76	13	0,051	0,051		подземка	1,98
на Детский сад № 120	76	60	76	60	0,234	0,234	2012г	воздушка	9,12
ТК-15 - ул.Терновского, 251	89	77	89	77	0,408	0,408		подземка, канал	13,71
ТК-13 - Автогаз	38	123,5	38	123,5	0,105	0,105	2004г	воздушка	9,39
ТК-9' - ТЦ "Слава"	108	47	108	47	0,371	0,371	2007г	подземка, канал	10,15
	108	9	108	9	0,071	0,071	2007г	подземка, канал	1,94
	57	27,6	57	27,6	0,055	0,055	2012г	подземка, канал	3,15
	57	14	57	14	0,028	0,028	2012г	в подвале	1,60
т.9' - ИП Данилюк	57	35,6	57	35,6	0,071	0,071	2010г	подземка, канал	4,06

Наименование участка трассы	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Объем трубы, м <sup>3</sup>		Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
	Диаметр, мм	Длина, м	Диаметр, мм	Длина, м	подача	обратка			
	57	25,7	57	25,7	0,051	0,051	2010г	в подвале	2,93
ТК-7' - Автомойка	57	7	57	7	0,014	0,014	2005г	подземка, канал	0,80
	38	29	38	29	0,025	0,025	2005г	воздушка	2,20
ТК-7 - ТК-55	530	337	530	337	69,422	69,422	1985г	подземка	357,22
ТК-55 - ТК-56	530	53	530	53	10,918	10,918	1985г	подземка	56,18
ТК-56 - Завод ВТ	530	10	530	10	2,060	2,060	1985г	подземка	10,60
- УТ-3	159	143	159	143	2,531	2,531	2010г	подземка	45,47
УТ-3 - УТ-5	159	91	159	91	1,611	1,611	2010г	подземка	28,94
УТ-5 - УТ-6	159	81	159	81	1,434	1,434	2010г	подземка	25,76
УТ-6 - т.1	159	89	159	89	1,575	1,575	2010г	подземка	28,30
т. - УТ-7	159	38	159	38	0,673	0,673	2010г	подземка	12,08
УТ-7 - УТ-8	159	36	159	36	0,637	0,637	2010г	подземка	11,45
УТ-8 - УТ-10	159	85	159	85	1,505	1,505	2010г	подземка	27,03
УТ-10 - УТ-11	133	104	133	104	1,279	1,279	2010г	подземка	27,66
УТ-11 - УТ-13	133	61	133	61	0,750	0,750	2010г	подземка	16,23
УТ-13 - УУ	76	27	76	27	0,105	0,105	2010г	подземка	4,10
УУ	45	38	45	38	0,048	0,048	2010г	в помещении	3,42
	38	41	38	41	0,035	0,035	2010г	в помещении	3,12
УТ-10 -	89	22	89	22	0,117	0,117	2010г	подземка	3,92
	89	46	89	46	0,244	0,244	2010г	в помещении	8,19
	89	20	89	20	0,106	0,106	2008г	в помещении	3,56
	76	120	76	120	0,468	0,468	2008г	в помещении	18,24
	89	24	89	24	0,127	0,127	2010г	в помещении	4,27

Наименование участка трассы	Подающий трубопровод		Обратный трубопровод		Объем трубы, м <sup>3</sup>		Год ввода в эксплуатацию	Вид прокладки	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
	Диаметр, мм	Длина, м	Диаметр, мм	Длина, м	подача	обратка			
	89	6	89	6	0,032	0,032	2010г	в помещении	1,07
	57	12	57	12	0,024	0,024	2008г	в помещении	1,37
	57	29	57	29	0,058	0,058	1985г	подземка	3,31
	57	43	57	43	0,086	0,086	1985г	подземка	4,90
	57	28	57	28	0,056	0,056	1985г	в помещении	3,19
т.5 - ДНП	57	334,5	57	334,5	0,669	0,669	с 2004г	воздушка	38,13
т.4 - ООО АБЗ № 1 (компрессорная)	108	47	108	47	0,371	0,371	1989г	воздушка	10,15
компрессорная - т.4'	108	127	108	127	1,003	1,003	1989г	воздушка	27,43
т.4' - гараж	108	16,5	108	16,5	0,130	0,130	1989г	воздушка	3,56
т.4' - весовая	108	41	108	41	0,324	0,324	1989г	воздушка	8,86
весовая - администрация	108	13	108	13	0,103	0,103	1989г	воздушка	2,81
	108	25	108	25	0,198	0,198	1989г	в помещении	5,40
на ОАО "Пензатоппром"	108	550	108	550	4,345	4,345	2012г	воздушка	118,80
	57	11	57	11	0,022	0,022	до 1989г	подземка	1,25
	38	50	38	50	0,043	0,043	до 1989г	подземка	3,80
	57	8	57	8	0,016	0,016	до 1989г	подземка	0,91
<b>паропровод на ООО «Опора»</b>									
	219	219			7,227	0,000		подземка	47,96
	159	1019			18,036	0,000		подземка	162,02
<b>ИТОГО</b>		<b>16757,1</b>		<b>15519,1</b>	<b>2173,37</b>	<b>2147,47</b>			<b>10631,02</b>
<b>в том числе:</b>									
<b>отопление</b>		<b>15240,4</b>		<b>15240,4</b>	<b>2146,62</b>	<b>2146,62</b>			<b>10377,82</b>
<b>ГВС</b>		<b>278,7</b>		<b>278,70</b>	<b>1,491</b>	<b>0,854</b>			<b>43,27</b>
<b>паропровод</b>		<b>1238,0</b>		<b>0,0</b>	<b>25,263</b>	<b>0,0</b>			<b>209,98</b>

### 3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

На тепловых сетях котельной «Южная» установлено 37 задвижек.

### 3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов

Тепловые камеры выполнены по типовым проектам с железобетонными стенами и железобетонными перекрытиями.

### 3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности

Для системы теплоснабжения от котельной «Южная» принято качественное регулирование отпуска тепловой энергии в сетевой воде потребителям. Расчетный температурный график – 130/70 °С при расчетной температуре наружного воздуха - 29 °С. Точка срезки температурного графика на 105 °С утверждена при температуре наружного воздуха минус 16 °С.

Температурный график теплосети представлен на рис. 3.1.

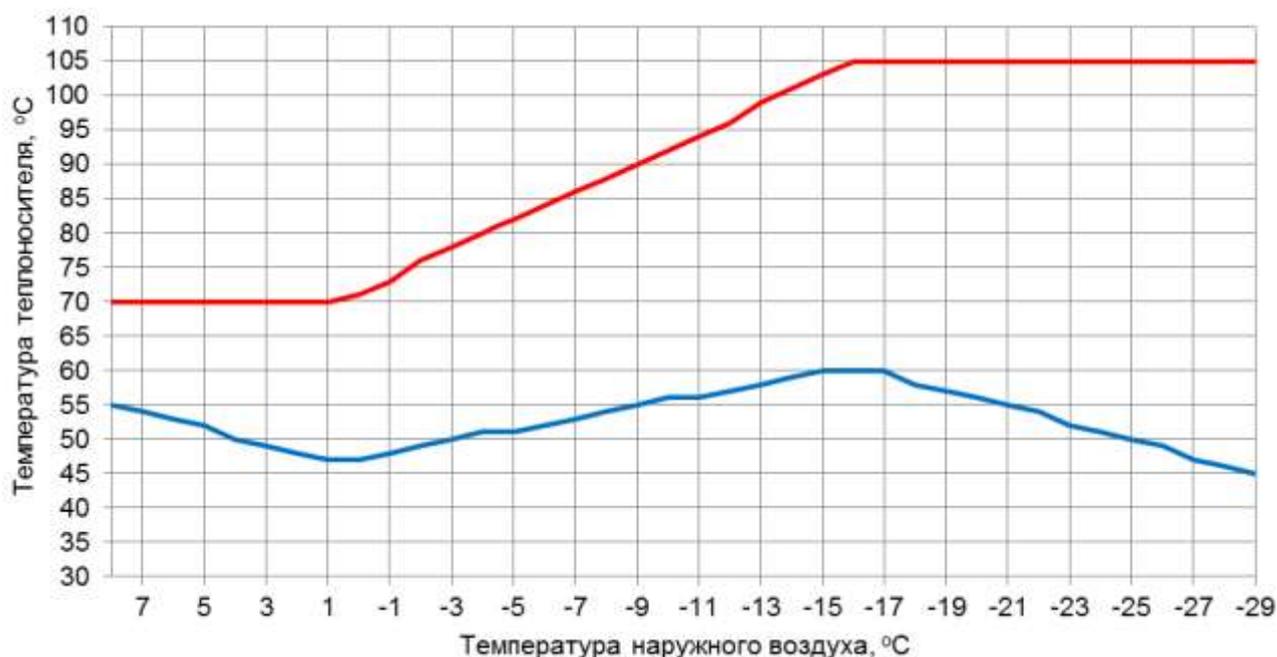


Рис. 3.1. Температурный график теплосети котельной «Южная»

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

Фактические данные по отпуску горячей воды в тепловую сеть отсутствуют, поскольку коммерческие приборы учёта на котельной не установлены.

### 3.8 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

Гидравлические режимы тепловых сетей от котельной «Южная» представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3

Тепловая нагрузка, Гкал/ч					Расход сетевой воды $G_c, \text{ м}^3/\text{ч}$	Давление на входе, $\text{кгс}/\text{см}^2$			Давление на выходе, $\text{кгс}/\text{см}^2$		Емкость $V_{\text{сети}}, \text{ м}^3$	Норма подпитки $V_{\text{подп.}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	Геодезическая отметка $H_{\text{геод.}}$	Схема присоединения системы отопления	Схема подключения ВВП горячего водоснабжения	Температурный график сетей	Примечание (подпор, подкачка, узел рассечки)
$Q_o$	$Q_B$	$Q_{\text{ГВС}}^{\text{ср}}$	$Q_{\text{ГВС}}^{\text{max}}$	$Q_{\text{общ}}$		$P_1$	$P_2$	$P_{\text{ст.}}$	$P_1$	$P_2$							
58,961	0,029	11,309	38,913	97,904	1187,9	-	-	4,7	8,0	2,0	6004,794	17,23	143,00	-	-	130-70	-

### **3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет**

Данные не предоставлены.

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

Данные не предоставлены.

### **3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов**

Процедуры диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов трубопроводов тепловых сетей в системе теплоснабжения от котельной «Южная» производятся в соответствии с утвержденным графиком

Диагностика сетей проводится по утверждаемым планам методом шурфовки. По результатам инженерной диагностики составляются и корректируются планы перспективных ремонтов и переключений тепловых сетей.

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

В соответствии с требованиями ПТЭ, каждое предприятие, эксплуатирующее тепловые сети, обязано проводить необходимые регламентные испытания тепловых сетей, объем и периодичность которых определены в ПТЭ. Информация о соблюдении требований ПТЭ по выполнению необходимых испытаний теплосетей представлена в таблице 3.4.

Таблица 3.4

Наименование	Периодичность проведения работ	Дата проведения	Статус
Летние ремонты теплосетей	Ежегодно	В соответствии с графиком работ	-
Испытания тепловых сетей на прочность и плотность	Ежегодно	В соответствии с графиком работ	-
Испытания тепловых сетей на гидравлические потери	1 раз в 5 лет	В соответствии с графиком работ	-
Испытания тепловых сетей на тепловые потери	1 раз в 5 лет	В соответствии с графиком работ	-
Испытания тепловых сетей на максимальную температуру	1 раз в 5 лет	В соответствии с графиком работ	-

### **3.13. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя**

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, включаемые в расчет отпущенных тепловой энергии и теплоносителя, разрабатываются в соответствии с требованиями Инструкции по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, утвержденной приказом Минэнерго России от «30» декабря 2008 г. № 325.

Утвержденные нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии от котельной «Южная» отсутствуют.

### 3.14. Оценка тепловых потерь в тепловых сетях

Оценка тепловых потерь в магистральных тепловых сетях в системе теплоснабжения от котельной «Южная» проводилась на основании данных расчетов, проводимых ООО «СКМ Энергосервис». Результаты расчетов тепловых потерь через изоляцию трубопроводов тепловых сетей и с утечками теплоносителя за 2009 – 2012 гг. представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5

№ п/п	Показатель	Размер мерность	2009	2010	2011	2012
1	Потери тепловой энергии, в т.ч.:	Гкал	30957,71	30647,82	27494,61	28415,36
1.1	через изоляционные конструкции теплопроводов	Гкал	27431,33	27555,84	22288,61	22892,65
1.2	то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	18,33	17,60	14,38	15,32
1.3	с утечкой теплоносителя	Гкал	3526,38	3091,98	5206	5522,71
1.4	то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	2,36	1,97	3,36	3,70
2	Потери теплоносителя	м <sup>3</sup>	92777,73	92923,23	91642,45	91395,72

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

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

### 3.16. Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям

Система теплоснабжения закрытая, присоединение систем отопления по зависимой схеме с элеваторным (преобладающая) и насосным смешением. Подогреватели ГВС подключены по последовательной схеме.

Значения суммарной тепловой нагрузки, покрываемой котельной «Южная», представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6

Источник теплоснабжения	Тепловая нагрузка, Гкал/ч				
	Отопление	Вентиляция	ГВС, (средневед.)	Пар	Суммарная
Котельная «Южная»	43,45	0,0	8,54	0,2672	52,26

### 3.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя

Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7

Источник тепло-снабжения	Балансовая принадлежность теплосетей	Эксплуатирующая организация	Обеспеченность потребителей приборами учета по годам, %						
			2013	2014	2015	2016	2017	2018 - 2022	2023 - 2027
Котельная «Южная»	ООО «СКМ Энергосервис»	ООО «СКМ Энергосервис»	50	55	60	65	70	95	100

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

Аварийно-диспетчерская служба является структурным подразделением ООО «СКМ Энергосервис» и в своей деятельности подчиняется непосредственно начальнику производства.

Цель деятельности службы является осуществление круглосуточного оперативного диспетчерского управления оборудованием, задачами которого являются:

- ведение требуемого режима работы;
- производство переключений, пусков и остановов;
- локализация аварийных нарушений и восстановление режима работы;
- подготовка к производству ремонтных работ.

В своей деятельности служба руководствуется следующими основными документами:

- правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ (РД 34.20.501-95);
- правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок;
- правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды ПБ 10-573-03
- типовой инструкцией по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения МДК 4-02.2001
- ПТБ при эксплуатации электроустановок;
- межотраслевыми правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок (Изд. НИ, ЭНАС2001г.);
- ПТБ при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей (РД 34.03.201-97) Изд. НИ, ЭНАС 1997 г.;
- межотраслевыми правилами по охране труда при работе на высоте;
- правилами пожарной безопасности для энергетических предприятий (РД 153-34.0-

03.301-00);

- правилами по организации работы с персоналом на предприятиях и учреждениях энергетического производства (РД 34.12.102-94).

В соответствии с возложенными задачами служба выполняет следующие функции:

- осуществляет оперативный контроль и координацию действий при эксплуатации и ремонте квартальных тепловых сетей, сетей горячего водоснабжения, ЦТП ГВС, котельных.

- осуществляет прием и оформление заявок на вывод в ремонт оборудования эксплуатационных районов и представляет их техническому директору. Разрешение на вывод в ремонт оборудования и производство работ дает технический директор. Заявка подается в диспетчерскую службу за двое суток до планируемого начала работ.

Аварийно-диспетчерскую службу ООО «СКМ Энергосервис» возглавляет начальник ДС. На должность начальника ДС приказом генерального директора ООО «СКМ Энергосервис» назначается лицо, имеющее высшее техническое образование или средне-техническое образование и стаж работы по оперативному управлению производством не менее 3 лет.

В подчинении начальника ДС находятся диспетчер и водитель дежурной машины (в оперативном подчинении).

Диспетчер осуществляет контроль за работой оборудования, ликвидацией аварий, гидравлическими испытаниями, включением нового оборудования, ведет необходимую документацию. В обязанности диспетчера входит: обработка оперативной информации, ведение оперативных переговоров, работой с заявками по потребителям неплательщикам,

Для ликвидации аварийных ситуаций на оборудовании и тепловых сетях диспетчер координирует работу бригады УАВР, а также контролирует выполнение заявок выездных бригад УРВР. После устранения нарушений в работе оборудования диспетчер докладывает в дневное время начальнику ДС, техническому директору и по его указанию начальнику производства или другим руководителям о проделанной работе и принятых мерах по восстановлению нормального режима.

Численный состав службы устанавливается штатным расписанием, утвержденным генеральным директором ООО «СКМ Энергосервис».

### **3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций**

Данные не предоставлены.

### **3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления**

Данные не предоставлены.

### **3.21. Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию**

Бесхозяйные тепловые сети в системе теплоснабжения г. Пенза от котельной «Южная» не выявлены.

## Часть 4. Зона действия источника тепловой энергии

### 4.1. Описание существующей зоны действия котельной Южная во всех системах теплоснабжения на территории городского округа

Существующая зона действия котельной «Южная» представлена на рис. 4.1.

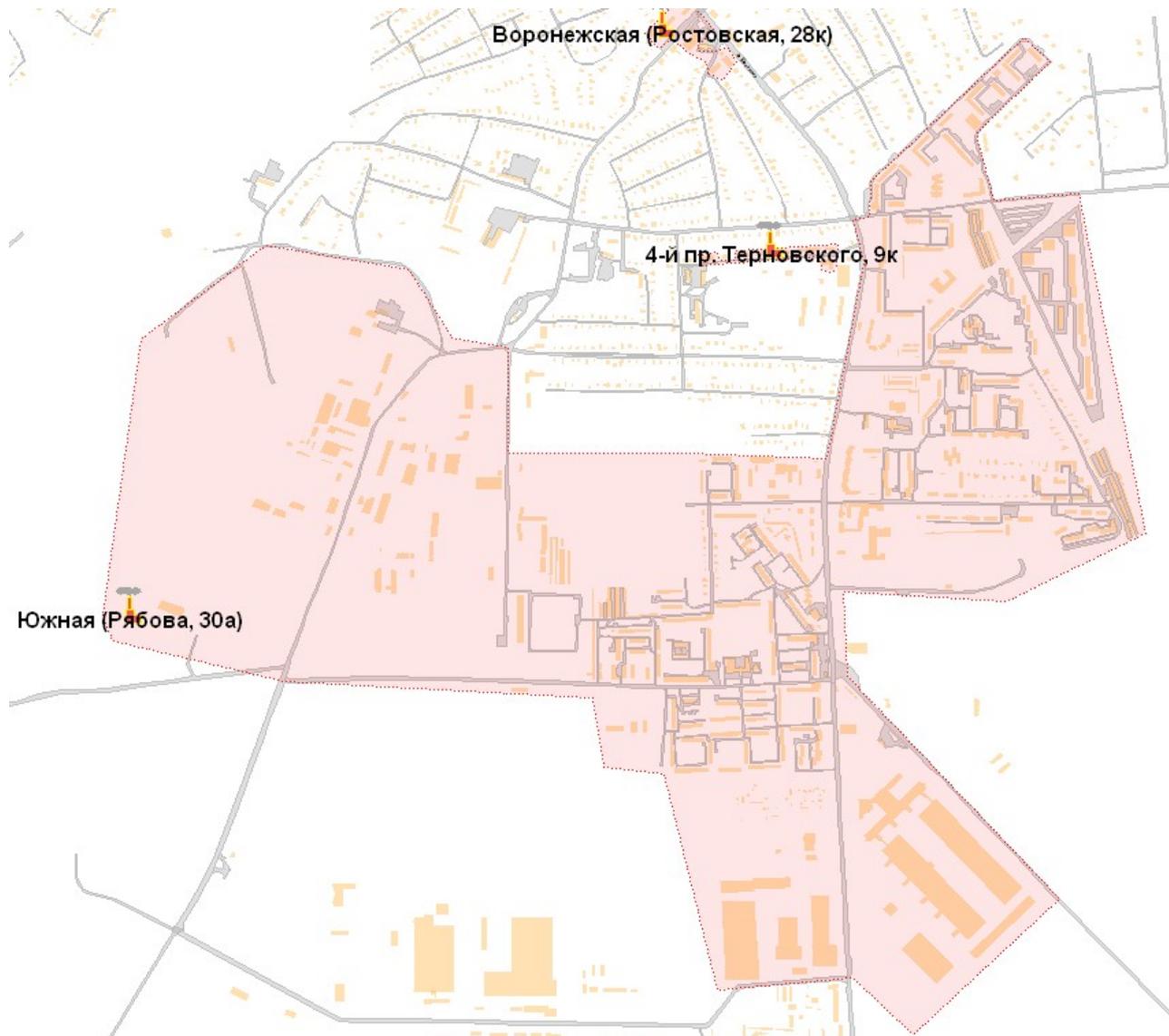


Рис. 4.1. Существующая зона действия котельной «Южная» на территории городского округа

## Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зоне действия источника тепловой энергии

### 5.1. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха по видам теплоснабжения

Зона действия котельной «Южная» на схеме города с расчетными элементами территориального деления, входящими в зону действия, представлена на рис. 5.1.

Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления, входящих в зону действия котельной, при расчетных температурах наружного воздуха по видам теплоснабжения представлены в таблице 5.1.

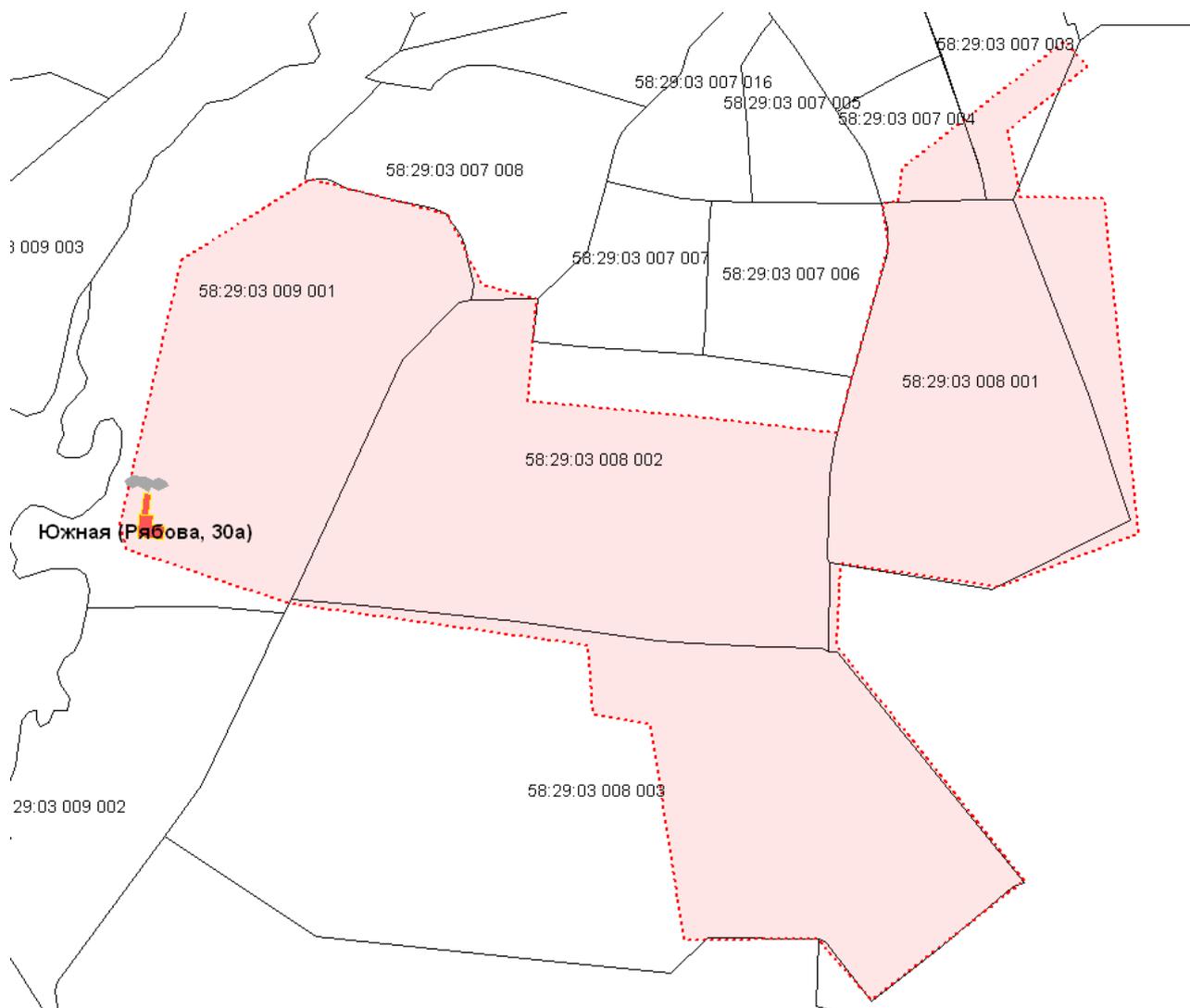


Рис. 5.1. Зона действия котельной «Южная» на схеме города с расчетными элементами территориального деления

Таблица 5.1

№ п/п	Номер квартала	Площадь микрорайона, м <sup>2</sup>	Площадь застройки, м <sup>2</sup>	Жилая площадь, м <sup>2</sup>	Площадь зданий, м <sup>2</sup>	Количество жителей, чел.	Расчетная тепловая нагрузка отопления, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка вентиляции, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка ГВС (средне-недельный), Гкал/ч	Итого, Гкал/ч
1	3007003	234685,28	61970,2	44641	0,0	2042	3,700	0,0	1,169	4,869
2	3007004	122007,15	49310,9	35500,9	0,0	1624	2,189	0,0	0,524	2,713
3	3007005	139648,47	47475,7	36965,8	0,0	1691	2,360	0,0	0,578	2,938
4	3007006	245899,4	38564,9	15423	0,0	706	1,542	0,0	0,550	2,093
5	3008001	742857,4	389314,1	199934,8	30895,7	9142	18,842	0,0	4,089	22,931
6	3008002	1241385,1	301527,4	32794,5	22788,4	1500	8,301	0,0	1,187	9,487
7	3008003	2045601,5	307169	82499,5	1535,2	3773	6,520	0,0	0,441	6,960

## 5.2. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом по видам теплопотребления

Средние значения температуры наружного воздуха в отопительном периоде и его продолжительность определены на основании соответствующих фактических данных, полученных за последние 5 лет для г. Пензы. Средняя температура наружного воздуха за отопительный период равна минус 2,1 °С. Число часов работы за отопительный и неотопительный периоды – 4968 ч и 3792 ч, соответственно. Результаты расчетов, представленные в данном разделе, получены с учетом указанных значений.

Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом по видам теплопотребления представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2

№ п/п	Наименование квартала	Потребление тепловой энергии на отопление и вентиляцию за отопительный период, Гкал	Потребление тепловой энергии на ГВС за отопительный период, Гкал	Суммарное потребление тепловой энергии за отопительный период, Гкал	Потребление тепловой энергии на ГВС за неотопительный период, Гкал	Суммарное потребление тепловой энергии за год, Гкал
1	3007003	7861,6	5806,1	13667,7	4039,0	17706,7
2	3007004	4650,4	2602,7	7253,1	1810,6	9063,7
3	3007005	5014,6	2869,5	7884,1	1996,2	9880,3
4	3007006	3277,1	2733,4	6010,5	1901,5	7912,0
5	3008001	40034,9	20313,7	60348,6	14131,2	74479,8
6	3008002	17637,2	5894,9	23532,1	4100,8	27632,9
7	3008003	13852,9	2189,9	16042,8	1523,4	17566,2

Данные по подключённой тепловой нагрузке котельной и потерям в тепловой сети в период с 2009 по 2012 гг. представлены в таблице 5.3 и на рис. 5.2.

Таблица 5.3

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2009	2010	2011	2012
1	Присоединённая тепловая нагрузка котельной в горячей воде, в т.ч:	Гкал/ч	46,4	50,3	53,7	52,0
1.1	жилые здания	Гкал/ч	36,8	39,9	42,6	41,2
1.2	общественные здания	Гкал/ч	9,6	10,4	11,1	10,8
1.3	прочее	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Тепловая нагрузка котельной:	-	-	-	-	-
2.1	отопление	Гкал/ч	42,78	43,26	45,75	43,45

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2009	2010	2011	2012
2.2	вентиляция	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00
2.3	ГВС (средненедельное)	Гкал/ч	3,67	7,01	7,97	8,54
2.4	ГВС (максимальное)	Гкал/ч	8,80	16,82	19,14	20,49
3	Потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/ч	3,67	3,64	3,26	3,37

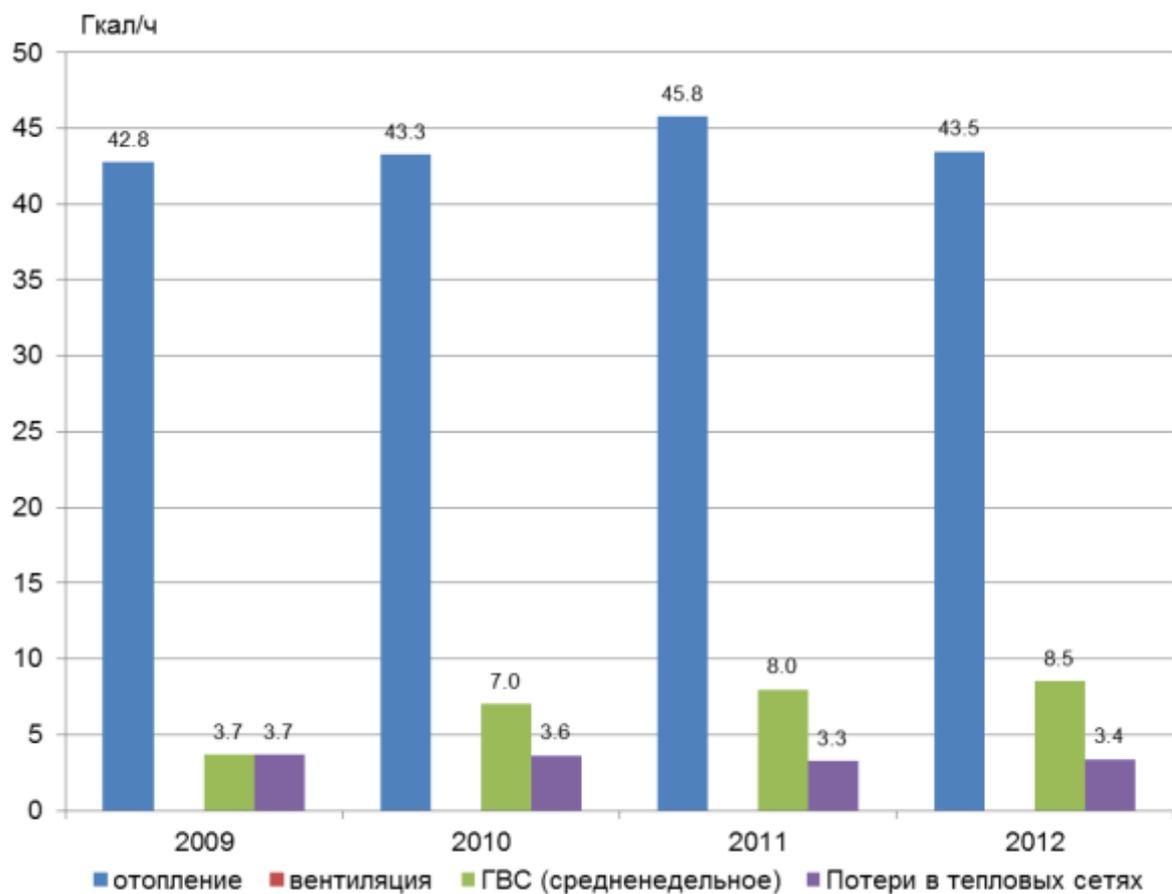


Рис. 5.2. Присоединённая тепловая нагрузка котельной «Южная» в период с 2009 по 2012 гг.

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

Приказом № 89 от 20 августа 2012 г. Управления по регулированию тарифов и энергосбережению Пензенской области установлены нормативы потребления тепловой энергии и горячего водоснабжения, представленные в таблицах 5.4, 5.5 и 5.6.

Таблица 5.4

Муниципальное образование	Норматив потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях многоквартирных и жилых домов до 1999 года постройки (включительно) в зависимости от площади ограждающих конструкций и окон (исходя из этажности), Гкал на 1 кв.м общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилого дома, в месяц	Норматив потребления коммунальной услуги по отоплению на общедомовые нужды многоквартирных домов до 1999 года постройки (включительно) в зависимости от площади ограждающих конструкций и окон (исходя из этажности), Гкал на 1 кв.м общей площади всех помещений в многоквартирном доме, в месяц	Норматив потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях многоквартирных и жилых домов после 1999 года постройки, Гкал на 1 кв.м общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилого дома, в месяц	Норматив потребления коммунальной услуги по отоплению на общедомовые нужды многоквартирных домов после 1999 года постройки, Гкал на 1 кв.м общей площади всех помещений в многоквартирном доме, в месяц
1-4 этажные	0,034	0,034	0,0113	0,0113
5,7-9 этажные	0,027	0,027		
6 этажные	0,021	0,021		
10-15 этажные	0,026	0,026		
16 этажные	0,029	0,029		

Таблица 5.5

Вид степени благоустройства	Этажность	Норматив потребления горячей воды, куб. м на 1 кв. м общей площади помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме, в месяц
Для многоквартирных домов с централизованным горячим водоснабжением, оборудованных душем	1	0,09
	2	0,09
	3	0,10
	4	0,07
	5	0,08
	6	0,09
	7	0,07
	8	0,07
	9	0,07
	10 и выше	0,07
Для многоквартирных домов с централизованным горячим водоснабжением, оборудованных ванной различной длины с душем	1	0,10
	2	0,10
	3	0,11
	4	0,08
	5	0,09
	6	0,10
	7	0,07
	8	0,08

	9	0,07
	10 и выше	0,08
Для многоквартирных домов, построенных по типу общежитий, с централизованным горячим водоснабжением, в том числе:		
с общими душевыми	1	0,05
	2	0,05
	3	0,05
	4	0,03
	5	0,04
	9	0,03
с душем при всех жилых комнатах	1	0,06
	2	0,06
	3	0,06
	4	0,04
	5	0,05
	9	0,04
с общими кухнями и общими блоками на этажах	1	0,07
	2	0,07
	3	0,07
	4	0,05
	5	0,06
	9	0,04
с общими кухнями и блоками душевых на этажах при жилых комнатах в каждой секции здания	1	0,07
	2	0,07
	3	0,07
	4	0,05
	5	0,06
	9	0,07

Таблица 5.6

Вид степени благоустройства	Норматив потребления горячей воды в жилых помещениях, куб. м на 1 человека, в месяц
Для жилых и многоквартирных домов с централизованным горячим водоснабжением, оборудованных душем	2,35
Для жилых и многоквартирных домов с централизованным горячим водоснабжением, оборудованных:	-
ванной длиной 1200 мм с душем	2,82
ванной длиной 1500 -1700 мм с душем	3,2
Для многоквартирных домов, построенных по типу общежитий с централизованным горячим водоснабжением, в том числе:	-
с общими душевыми	0,65
с душем при всех жилых комнатах	1,03
с общими кухнями и общими блоками на этажах	1,49
с общими кухнями и блоками душевых на этажах при жилых комнатах в каждой секции здания	1,69

## **Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии**

### **6.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по котельной «Южная»**

Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенная тепловая нагрузка котельной в период с 2009 по 2012 гг. представлены в таблице 6.1.

**Таблица 6.1**

<b>№ п/п</b>	<b>Показатель</b>	<b>Ед. изм.</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
1	Установленная мощность котельной	Гкал/ч	133	133	133	133
2	Располагаемая мощность котельной	Гкал/ч	133	133	133	133
3	Собственные нужды котельной	Гкал/ч	2,46	1,60	1,61	2,22
4	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	130,54	131,40	131,39	130,78
5	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	3,67	3,64	3,26	3,37
6	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	46,45	50,26	53,73	52,2

### **6.2. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по котельной «Южная»**

Резервы и дефициты тепловой мощности по котельной «Южная» представлены в таблице 6.2.

**Таблица 6.2**

<b>№ п/п</b>	<b>Показатель</b>	<b>Ед. изм.</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
1	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	130,54	131,40	131,39	130,78
2	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	3,67	3,64	3,26	3,37
3	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	46,45	50,26	53,73	52,2
4	Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	+80,41	+77,50	+74,39	+75,21

### **6.3. Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю**

По результатам расчета гидравлического режима работы системы теплоснабжения г. Пензы от котельной «Южная» трубопроводы тепловых сетей не имеют дефицита по пропускной способности.

#### **6.4. Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения**

В системе теплоснабжения от котельной «Южная» дефицита тепловой мощности не выявлено.

#### **6.5. Резервы тепловой мощности нетто котельной «Южная» и возможности расширения технологической зоны действия котельной «Южная» в зоны действия с дефицитом тепловой мощности**

На котельной «Южная» существует резерв тепловой мощности. Имеется возможность расширения технологической зоны действия котельной в зоны с дефицитом тепловой мощности и зоны перспективной застройки в г. Пенза за счет резервов тепловой мощности нетто котельной «Южная».

## Часть 7. Балансы теплоносителя

Данные о номинальной и располагаемой производительности водоподготовительной установки подпитки теплосети, а также емкости и количестве баков-аккумуляторов приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1

Наименование показателя	Ед. изм.	Отчётный год			
		2009	2010	2011	2012
Производительность ВПУ	т/ч	43	43	43	43
Располагаемая производительность ВПУ	т/ч	43	43	43	43
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0
Собственные нужды	т/ч	2,52	2,52	2,52	2,52
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Ед.	-	-	-	-
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	11,6	11,6	11,6	11,6
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	11,6	11,6	11,6	11,6
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	Данные не предоставлены			
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч	Данные не предоставлены			
Резерв(+)/дефицит (-) ВПУ	Гкал/ч	31,4	31,4	31,4	31,4
Доля резерва	%	73,0	73,0	73,0	73,0

## Часть 8. Топливные балансы источника тепловой энергии и система обеспечения топливом

Основным топливом для котлоагрегатов котельной «Южная» является природный газ, резервным – топочный мазут.

Газ поступает по газопроводу от транзитного газопровода высокого давления через ГРС, далее через ГРП котельной.

Калорийность газа составляет 8054 ккал/м<sup>3</sup>, калорийность мазута - 9496 ккал/кг .

Количество сожжённого основного и резервного топлив за 2008-2011 гг. представлены в таблице 8.1 и на рис. 8.1.

Таблица 8.1

Наименование показателя	Единица измерения	2008	2009	2010	2011	2012
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	тыс. тут	22703,1	20729,29	22770,84	26298,51	27663,83
природный газ	тыс. тут	22703,1	20729,29	22770,84	26298,51	27663,83
мазут	тыс. тут	0	0	0	0	0
Затрачено топлива, в т.ч.:	-	-	-	-	-	-
природный газ	тыс. м <sup>3</sup>	19793,46	17996,41	19756,55	22789	23877,53
мазут	тыс. т	0	0	0	0	0

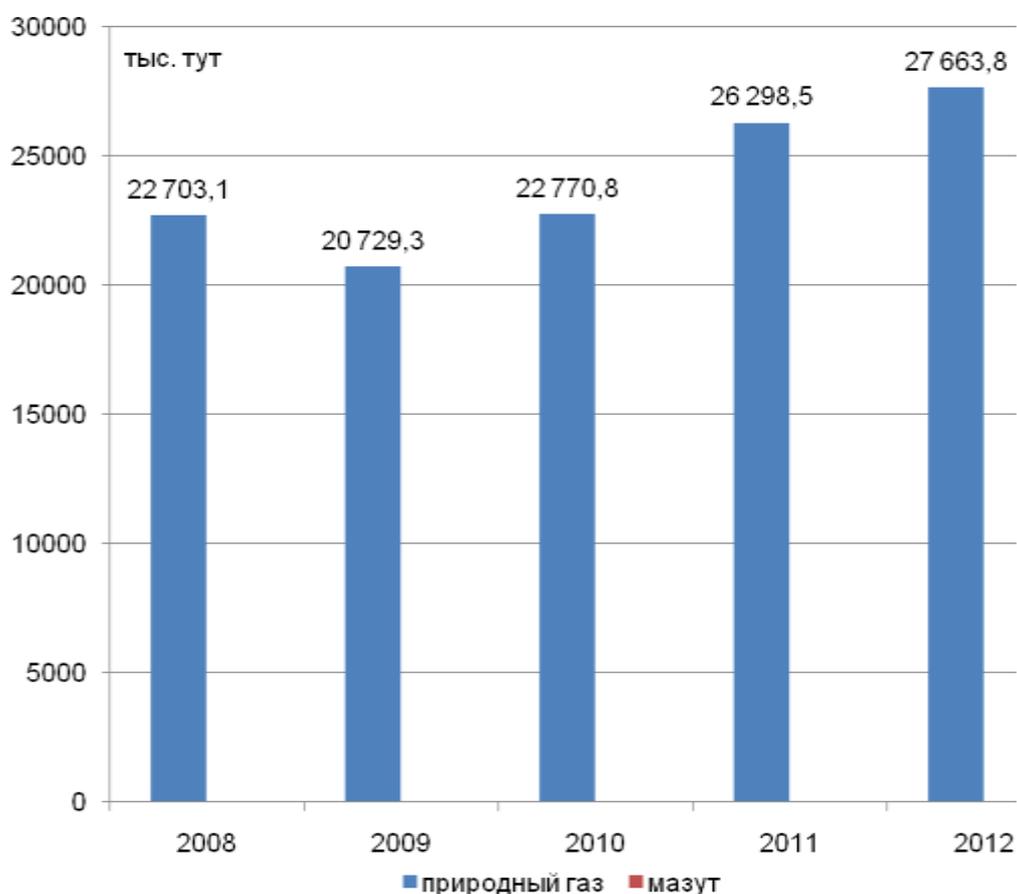


Рис. 8.1. Количество сожжённого основного и резервного топлив за 2008-2011 гг.

## **Часть 9. Надежность теплоснабжения**

### **9.1. Описание показателей надежности (вероятность безотказной работы, коэффициент готовности, живучесть)**

Оценка надежности теплоснабжения разрабатывается в соответствии с подпунктом «и» пункта 19 и пункта 46 Постановления Правительства от 22 февраля 2012 г. №154 «Требования к схемам теплоснабжения». Нормативные требования к надёжности теплоснабжения установлены в СНиП 41.02.2003 «Тепловые сети» в части пунктов 6.27-6.31 раздела «Надежность». В СНиП 41.02.2003 надежность теплоснабжения определяется по способности проектируемых и действующих источников теплоты, тепловых сетей и в целом систем централизованного теплоснабжения обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения), а также технологических потребностей предприятий в паре и горячей воде, обеспечивать нормативные показатели вероятности безотказной работы, коэффициент готовности и живучести.

Расчет показателей системы с учетом надежности должен производиться для конечного потребителя. При этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать для источника теплоты 0,97, для тепловых сетей 0,9, для потребителя теплоты 0,99.

Минимально допустимый показатель вероятности безотказной работы системы централизованного теплоснабжения в целом следует принимать равным 0,86.

Нормативные показатели безотказности тепловых сетей обеспечиваются следующими мероприятиями:

- установлением предельно допустимой длины нерезервированных участков теплопроводов (тупиковых, радиальных, транзитных) до каждого потребителя или теплового пункта;
- местом размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;
- достаточностью диаметров выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов для обеспечения резервной подачи теплоты потребителям при отказах;
- необходимостью замены на конкретных участках тепловых сетей, теплопроводов и конструкций на более надежные, а также обоснованность перехода на надземную или тоннельную прокладку;
- очередностью ремонтов и замен теплопроводов, частично или полностью утративших свой ресурс.

Готовность системы теплоснабжения к исправной работе в течение отопительного периода определяется по числу часов ожидания готовности источника теплоты, тепловых сетей, потребителей теплоты, а также числу часов нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности.

Минимально допустимый показатель готовности системы централизованного теплоснабжения к исправной работе принимается равным 0,97 (СНиП 41.02.2003 «Тепловые сети»).

Нормативные показатели готовности систем теплоснабжения обеспечиваются следующими мероприятиями:

- готовностью систем централизованного теплоснабжения к отопительному сезону;
- достаточностью установленной (располагаемой) тепловой мощности источника тепловой энергии для обеспечения исправного функционирования системы централизованного теплоснабжения при нерасчетных похолоданиях;
- способностью тепловых сетей обеспечить исправное функционирование системы централизованного теплоснабжения при нерасчетных похолоданиях;
- организационными и техническими мерами, необходимыми для обеспечения исправного функционирования системы централизованного теплоснабжения на уровне заданной готовности;
- максимально допустимым числом часов готовности для источника теплоты.

Потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на три категории. Первая категория – потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях ниже предусмотренных ГОСТ 30494. Например, больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п. Вторая категория – потребители, допускающие снижение температуры в жилых и общественных зданий до 12 °С, промышленных зданий до - 8 °С.

## **9.2. Методика определения надёжности работы теплосети**

Расчёт надёжности работы теплосети от котельной «Южная» выполняется в соответствии с «Методическими рекомендациями...» Минэнерго [34].

Расчет вероятность безотказной работы тепловой сети по отношению к каждому потребителю рекомендуется выполнять с применением приведенного ниже алгоритма.

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

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

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

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

$\lambda_0$  - средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов участков в конкретной системе теплоснабжения при продолжительности эксплуатации участков от 3 до 17 лет, 1/(км·год);

$\lambda_0$  - средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 1 до 3 лет, 1/(км·год);

$\lambda_0$  - средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 17 и более лет, 1/(км·год).

Частота (интенсивность) отказов каждого участка тепловой сети измеряется с помощью показателя  $\lambda_i$ , который имеет размерность 1/(км·год). Интенсивность отказов всей тепловой сети (без резервирования) по отношению к потребителю представляется как последовательное (в смысле надежности) соединение элементов при котором отказ одного из всей совокупности элементов приводит к отказу все системы в целом. Средняя вероятность безотказной работы системы, состоящей из последовательно соединенных элементов, будет равна произведению вероятностей безотказной работы:

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

Интенсивность отказов всего последовательного соединения равна сумме интенсивностей отказов на каждом участке:

$$\lambda_c = \lambda_1 L_1 + \lambda_2 L_2 + \dots + \lambda_n L_n, 1/\text{час},$$

где L - протяженность каждого участка, км.

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

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

где  $\tau$ - срок эксплуатации участка, лет.

Для распределения Вейбулла рекомендуется использовать следующие эмпирические коэффициенты:

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

Поскольку статистические данные о технологических нарушениях не были предоставлены котельной «Южная», то среднее значение интенсивности отказов принимается равным  $\lambda_0 = 0,05$  1/(год·км).

Значения интенсивности отказов  $\lambda(t)$  в зависимости от продолжительности эксплуатации  $\tau$  при значении  $\lambda_0 = 0,05$  1/(год·км) представлены в таблице 9.1 и на рис. 9.1.

Таблица 9.1

Наименование показателя	Продолжительность работы участка теплосети, лет									
	1	3	4	5	10	15	20	25	30	35
Значение коэффициента $\alpha$ , ед	0,80	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,36	1,75	2,24	2,88
Интенсивность отказов $\lambda(t)$ , 1/(год·км)	0,079	0,0636	0,050	0,050	0,050	0,050	0,0641	0,0990	0,1954	0,525

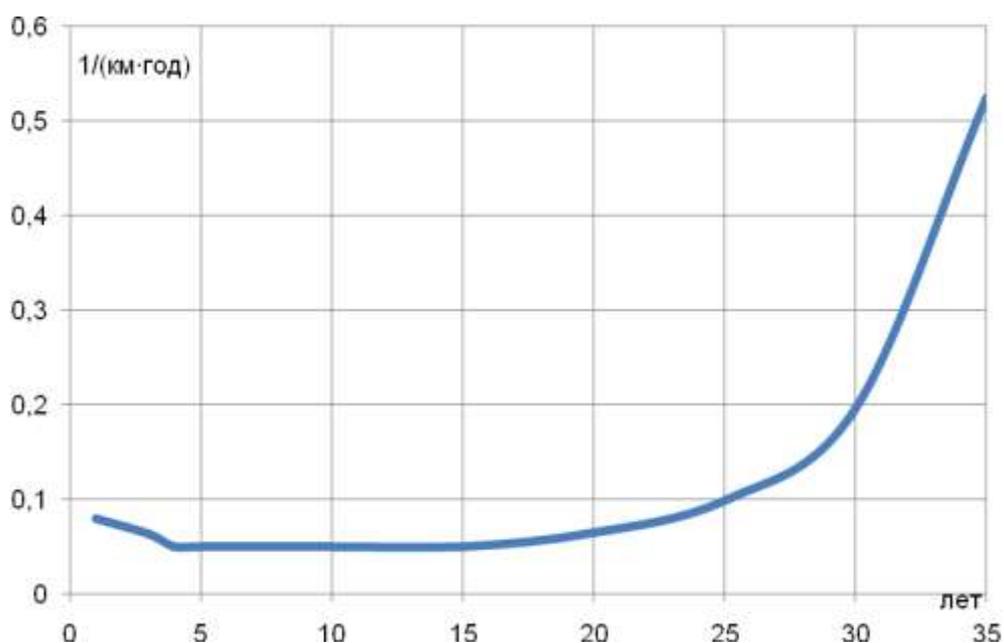


Рис. 9.1. Интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации участка тепловой сети

При использовании данной зависимости следует помнить о некоторых допущениях, которые были сделаны при отборе данных:

- она применима только тогда, когда в тепловых сетях существует четкое разделение на эксплуатационный и ремонтный периоды;
- в ремонтный период выполняются гидравлические испытания тепловой сети после каждого отказа.

5. По данным региональных справочников по климату о среднесуточных температурах наружного воздуха за последние десять лет строят зависимость повторяемости температур наружного воздуха (график продолжительности тепловой нагрузки отопления). При отсутствии этих данных зависимость повторяемости температур наружного воздуха для местоположения тепловых сетей принимают по данным СНиП 2.01.01.82 или Справочника «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей».

6. С использованием данных о теплоаккумулирующей способности объектов теплопотребления (зданий) определяют время, за которое температура внутри отапливаемого помещения снизится до температуры, установленной в критериях отказа теплоснабжения. Отказ теплоснабжения потребителя – событие, приводящее к падению температуры в отопи-

ваемых помещениях жилых и общественных зданий ниже +12 °С, в промышленных зданиях ниже +8 °С (СНиП 41-02-2003. Тепловые сети).

Для расчета времени снижения температуры в жилом здании используют формулу:

$$t_b = t_n + \frac{Q_o}{q_o V} + \frac{t'_b - t_n - \frac{Q_o}{q_o V}}{\exp(z/\beta)}$$

где  $t_b$  - внутренняя температура, которая устанавливается в помещении через время  $z$  в часах, после наступления исходного события, °С;  $z$  - время отсчитываемое после начала исходного события, ч;  $t'_b$  - температура в отапливаемом помещении, которая была в момент начала исходного события, °С;  $t_n$  - температура наружного воздуха, усредненная на периоде времени  $z$ , °С;  $Q_o$  - подача теплоты в помещение, Дж/ч;  $q_o V$  - удельные расчетные тепловые потери здания, Дж/(ч×°С);  $\beta$  - коэффициент аккумуляции помещения (здания), ч.

Для расчет времени снижения температуры в жилом здании до +12°С при внезапном прекращении теплоснабжения эта формула при  $\frac{Q_o}{q_o V} = 0$  имеет следующий вид:

$$z = \beta \times \ln \left( \frac{t_b - t_n}{t_{b.a} - t_n} \right)$$

где  $t_{b.a}$  – внутренняя температура, которая устанавливается критерием отказа теплоснабжения (+12 °С для жилых зданий).

Расчет проводится для каждой градации повторяемости температуры наружного воздуха.

Расчет времени снижения температуры внутри отапливаемого помещения для города Пенза при коэффициенте аккумуляции жилого здания  $\beta = 40$  часов приведён в таблице 9.2. Продолжительность отопительного периода составляет 4968 ч.

Таблица 9.2

Температура наружного воздуха, °С	Повторяемость температур наружного воздуха, ч	Время снижения температуры воздуха внутри отапливаемого помещения до +12 °С
8	1032	36,65
3	1032	20,43
-2	1128	14,27
-7	744	10,98
-12	576	8,93
-17	312	7,52
-22	120	6,50
-27	24	5,72
-29	0	5,46

7. На основе данных о частоте (потоке) отказов участков тепловой сети, повторяемости температур наружного воздуха и данных о времени восстановления (ремонта) элемента (участка, НС, компенсатора и т.д.) тепловых сетей определяют вероятность отказа теплоснабжения потребителя.

В случае отсутствия достоверных данных о времени восстановления теплоснабжения потребителей рекомендуется использовать эмпирическую зависимость для времени, необходимым для ликвидации повреждения, предложенную Е.Я. Соколовым [33]:

$$z_p = a \left[ 1 + (b + c \times L_{c.3}) D^{1.2} \right],$$

где  $a$ ,  $b$ ,  $c$  - постоянные коэффициенты, зависящие от способа укладки теплопровода (подземный, надземный) и его конструкции, а также от способа диагностики места повреждения и уровня организации ремонтных работ;  $L_{c.3}$  - расстояние между секционирующими задвижками, м;  $D$  - условный диаметр трубопровода, м.

Согласно рекомендациям [33] для подземной прокладки теплопроводов в непроходных каналах значения постоянных коэффициентов равны:

$$a=6; b=0,5; c=0,0015.$$

Значения расстояний между секционирующими задвижками  $L_{c.3}$  берутся из соответствующей базы электронной модели. Если эти значения в базах модели не определены, тогда расчёт выполняется по значениям, определённым СНиП41-02-2003 «Тепловые сети»:

$$L_{c.3} = \begin{cases} \leq 1000 \text{ м} & \text{при } D_i \geq 100 \text{ мм} \\ \leq 1500 \text{ м} & \text{при } 400 < D_i \leq 500 \text{ мм} \\ \leq 3000 \text{ м} & \text{при } D_i \geq 600 \text{ мм} \\ \leq 5000 \text{ м} & \text{при } D_i \geq 900 \text{ мм} \end{cases}$$

Расчет выполняется для каждого участка, входящего в путь от источника до абонента:

- вычисляется время ликвидации повреждения на  $i$ -м участке;
- по каждой градации повторяемости температур вычисляется допустимое время проведения ремонта;
- вычисляется относительная и накопленная частота событий, при которых время снижения температуры до критических значений меньше чем время ремонта повреждения;
- вычисляются относительные доли и поток отказов участка тепловой сети, способный привести к снижению температуры в отапливаемом помещении до температуры  $+12$  °С:

$$\bar{z} = \left( 1 - \frac{z_{ij}}{z_p} \right) \times \frac{\tau_j}{\tau_{он}};$$

$$\bar{\omega} = \lambda_i \times L_i \times \sum_{j=1}^{j=N} \bar{z}_{ij}.$$

- вычисляется вероятность безотказной работы участка тепловой сети относительно абонента

$$p_i = \exp(-\bar{\omega}_i).$$

### 9.3. Расчёт надёжности работы теплосети котельной «Южная»

Для расчёта надёжности работы теплосети котельной «Южная» выбирается нерезервируемый участок теплосети Котельная – ТК-31 (см. рис. 9.2).

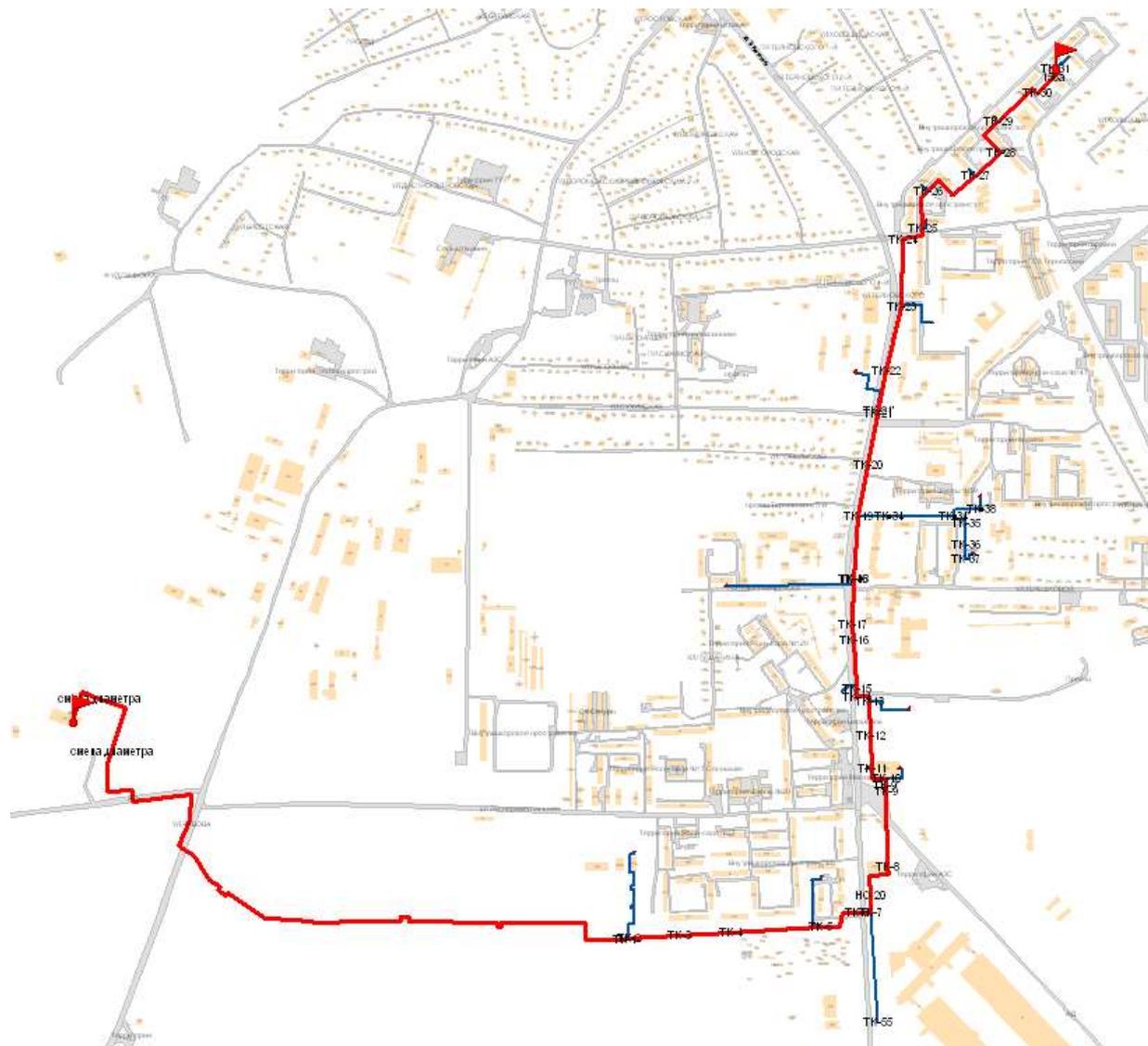


Рис. 9.2. Расчётный участок теплосети от котельной «Южная» до ТК-31

Результаты расчёта участка теплосети Котельная – ТК-31 приведены в таблице 9.3.

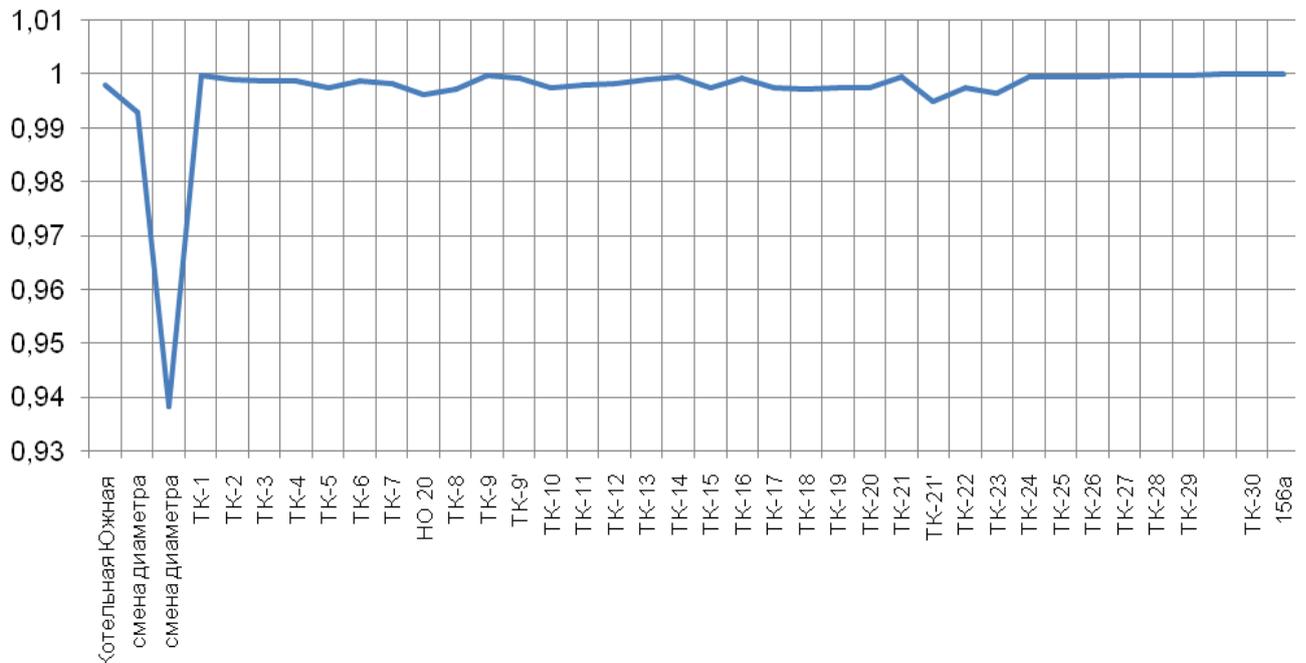
Таблица 9.3

Наименование участка		L, м	Год ввода	D <sub>y</sub> , мм	z <sub>p</sub> , ч	λ, 1/(км·год)	Σ z̄, ед	Q̄, ед.	P, ед	PR, ед
Начало	Конец									
Котельная «Южная»	смена диаметра	110	1986	500	15,556	0,111	0,1619	0,00198	0,99803	0,99803
смена диаметра	смена диаметра	176	1986	900	25,347	0,111	0,3654	0,00714	0,99289	0,99093
смена диаметра	ТК-1	1810	1986	800	22,797	0,111	0,3176	0,06382	0,93817	0,92966
ТК-1	ТК-2	10	1986	800	22,797	0,111	0,3176	0,00035	0,99965	0,92933
ТК-2	ТК-3	85	1986	800	12,771	0,111	0,0963	0,00091	0,99909	0,92849
ТК-3	ТК-4	120	1986	800	12,771	0,111	0,0963	0,00128	0,99872	0,92730
ТК-4	ТК-5	148	1986	700	11,768	0,111	0,0740	0,00122	0,99878	0,92617
ТК-5	ТК-6	297	1986	700	11,768	0,111	0,0740	0,00244	0,99756	0,92392

Наименование участка		L, м	Год ввода	D <sub>y</sub> , мм	z <sub>p</sub> , ч	λ, 1/(км·год)	Σz̄, ед	ω̄, ед.	P, ед	ПР, ед
Начало	Конец									
TK-6	TK-7	39	1986	700	22,162	0,111	0,3041	0,00132	0,99868	0,92270
TK-7	HO 20	49	1986	700	22,162	0,111	0,3041	0,00165	0,99835	0,92118
HO 20	TK-8	112,5	1986	700	22,162	0,111	0,3041	0,00380	0,99621	0,91769
TK-8	TK-9	83,7	1986	700	22,162	0,111	0,3041	0,00282	0,99718	0,91510
TK-9	TK-9'	10	1986	700	22,162	0,111	0,3041	0,00034	0,99966	0,91479
TK-9'	TK-10	24	1986	700	22,162	0,111	0,3041	0,00081	0,99919	0,91405
TK-10	TK-11	72,62	1986	700	22,162	0,111	0,3041	0,00245	0,99755	0,91181
TK-11	TK-12	100	1986	500	16,793	0,111	0,1930	0,00214	0,99786	0,90986
TK-12	TK-13	80	1986	500	16,793	0,111	0,1930	0,00171	0,99829	0,90830
TK-13	TK-14	45	1986	500	16,793	0,111	0,1930	0,00096	0,99904	0,90742
TK-14	TK-15	26	1986	500	16,793	0,111	0,1930	0,00056	0,99944	0,90692
TK-15	TK-16	120	1986	500	16,793	0,111	0,1930	0,00257	0,99743	0,90459
TK-16	TK-17	35	1986	500	16,793	0,111	0,1930	0,00075	0,99925	0,90391
TK-17	TK-18	120	1986	500	16,793	0,111	0,1930	0,00257	0,99743	0,90159
TK-18	TK-19	135	1986	500	16,793	0,111	0,1930	0,00289	0,99711	0,89899
TK-19	TK-20	123	1986	500	16,793	0,111	0,1930	0,00264	0,99737	0,89662
TK-20	TK-21	115	1986	500	16,793	0,111	0,1930	0,00246	0,99754	0,89442
TK-21	TK-21'	18	1986	500	16,793	0,111	0,1930	0,00039	0,99961	0,89407
TK-21'	TK-22	241	1986	500	16,793	0,111	0,1930	0,00516	0,99485	0,88947
TK-22	TK-23	118	1986	500	16,793	0,111	0,1930	0,00253	0,99748	0,88722
TK-23	TK-24	160	1986	500	16,793	0,111	0,1930	0,00343	0,99658	0,88419
TK-24	TK-25	68	1986	300	11,847	0,111	0,0759	0,00057	0,99943	0,88368
TK-25	TK-26	69	1986	300	11,847	0,111	0,0759	0,00058	0,99942	0,88317
TK-26	TK-27	169	2000	250	10,698	0,050	0,0496	0,00042	0,99958	0,88280
TK-27	TK-28	82	2004	250	10,698	0,050	0,0496	0,00020	0,99980	0,88262
TK-28	TK-29	105	2004	200	9,594	0,050	0,0314	0,00016	0,99984	0,88247
TK-29	-	102	2004	200	9,594	0,050	0,0314	0,00016	0,99984	0,88233
-	TK-30	41	2004	200	6,559	0,050	0,0008	0,00000	0,99999	0,88233
TK-30	156a	54	2004	200	6,559	0,050	0,0008	0,00000	0,99999	0,88233
156a	TK-31	30	2004	200	6,474	0,050	0,0006	0,00000	0,99999	<b>0,88233</b>

По результатам расчёта надёжности участка теплосети от котельной «Южная», представленного в таблице 9.3, вероятность безаварийной работы участка Котельная – ТК-31 составляет 0,8823, что ниже нормативного значения.

Вероятности безаварийной работы каждого элемента исследуемого участка теплосети от котельной «Южная» представлены на рис. 9.3.



**Рис. 9.3. Вероятности безаварийной работы каждого элемента участка Котельная – ТК-31**

Из анализа рис. 9.3. видно, что наименьшей надёжностью (0,9382) обладает отрезок теплосети «Смена диаметров – ТК-1» длиной 1810 м и диаметром 800 мм. Это вызвано продолжительным сроком службы данного отрезка теплосети и его большой длиной. В случае перекладки отрезка теплосети Смена диаметров – ТК-1 общая надёжность теплосети от котельной «Южная» вырастет до нормативного значения. В таблице 9.4. представлен расчёт надёжности теплосети от котельной «Южная» с учётом перекладки отрезка Смена диаметров – ТК-1.

**Таблица 9.4**

Наименование участка		P, ед	ПР, ед
Начало	Конец		
Котельная «Южная»	смена диаметра	0,99803	0,99803
смена диаметра	смена диаметра	0,99289	0,99093
смена диаметра	TK-1	<b>1</b>	0,99093
TK-1	TK-2	0,99965	0,99059
TK-2	TK-3	0,99909	0,98969
TK-3	TK-4	0,99872	0,98842
TK-4	TK-5	0,99878	0,98721
TK-5	TK-6	0,99756	0,98480
TK-6	TK-7	0,99868	0,98350
TK-7	HO 20	0,99835	0,98188
HO 20	TK-8	0,99621	0,97816
TK-8	TK-9	0,99718	0,97540
TK-9	TK-9'	0,99966	0,97507
TK-9'	TK-10	0,99919	0,97428
TK-10	TK-11	0,99755	0,97189
TK-11	TK-12	0,99786	0,96981
TK-12	TK-13	0,99829	0,96816
TK-13	TK-14	0,99904	0,96723
TK-14	TK-15	0,99944	0,96668

Наименование участка		Р, ед	ПР, ед
Начало	Конец		
TK-15	TK-16	0,99743	0,96420
TK-16	TK-17	0,99925	0,96348
TK-17	TK-18	0,99743	0,96100
TK-18	TK-19	0,99711	0,95822
TK-19	TK-20	0,99737	0,95570
TK-20	TK-21	0,99754	0,95335
TK-21	TK-21'	0,99961	0,95298
TK-21'	TK-22	0,99485	0,94807
TK-22	TK-23	0,99748	0,94568
TK-23	TK-24	0,99658	0,94245
TK-24	TK-25	0,99943	0,94191
TK-25	TK-26	0,99942	0,94137
TK-26	TK-27	0,99958	0,94097
TK-27	TK-28	0,9998	0,94078
TK-28	TK-29	0,99984	0,94063
TK-29	-	0,99984	0,94048
-	TK-30	0,99999	0,94047
TK-30	156a	0,99999	0,94046
156a	TK-31	0,99999	<b>0,94045</b>

## **Раздел 10. Техничко-экономические показатели работы котельной**

### **10.1. Описание результатов хозяйственной деятельности котельной «Южная» в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями»**

#### **10.1.1. Общие положения**

В настоящее время документ, определяющий стандарты раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями, органами регулирования не утвержден.

Теплосетевые организации и субъекты естественных монополий в области раскрытия информации руководствуются «Стандартами раскрытия информации организациями коммунального комплекса и субъектами естественных монополий, осуществляющими деятельность в сфере оказания услуг по передаче тепловой энергии» (Постановление № 1140 Правительства РФ от 30.12.09).

Регулируемыми организациями информация раскрывается путем:

а) опубликования в печатных средствах массовой информации, в которых в соответствии с законами субъектов Российской Федерации публикуются официальные материалы органов государственной власти, и (или) в печатных изданиях, в которых публикуются акты органов местного самоуправления, распространяемых в субъектах Российской Федерации и (или) муниципальных образованиях, на территории которых регулируемые организации осуществляют свою деятельность (далее - официальные печатные издания);

б) опубликования на официальном сайте в информационно-телекоммуникационной сети Интернет (далее - сеть Интернет) регулируемой организации, и (или) на официальном сайте в сети Интернет органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации (органа местного самоуправления), уполномоченного осуществлять контроль за соблюдением стандартов раскрытия информации, и (или) на ином официальном сайте в сети Интернет, определяемом Правительством Российской Федерации;

в) предоставления информации на основании письменных запросов потребителей товаров и услуг регулируемых организаций (далее соответственно - потребители, регулируемые товары и услуги).

Информация, подлежащая раскрытию в соответствии с Постановлением № 1140 Правительства РФ от 30.12.09, размещается регулируемой организацией на выбранных ею сайтах в сети Интернет из числа указанных в подпункте «б» пункта 3 настоящего документа и должна быть доступна в течение 5 лет.

Регулируемые организации обязаны сообщать по запросу потребителей адрес сайта в сети Интернет, на котором размещена информация, подлежащая раскрытию в соответствии с настоящим документом.

В официальных печатных изданиях (со ссылкой на адрес сайта в сети Интернет, на котором информация размещается в полном объеме) подлежит опубликованию информация,

указанная в пунктах 12, 16, 18, 23, 27, 29, 34, 38, 40, 45, 49, 51, 56 и 59 Постановления № 1140 Правительства РФ от 30.12.09.

На территориях, на которых отсутствует доступ к сети Интернет, информация раскрывается путем ее опубликования в официальных печатных изданиях в полном объеме, а также путем предоставления информации на основании письменных запросов потребителей.

Регулируемые организации в течение 5 рабочих дней со дня опубликования информации в официальных печатных изданиях (размещения на сайте в сети Интернет) в соответствии с настоящим документом сообщают в орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации (орган местного самоуправления), уполномоченный осуществлять контроль за соблюдением стандартов раскрытия информации, о раскрытии соответствующей информации с указанием официального печатного издания и (или) адреса сайта в сети Интернет, которые используются для размещения этой информации.

В случае раскрытия информации на официальном сайте в сети Интернет органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации (органа местного самоуправления), уполномоченного осуществлять контроль за соблюдением стандартов раскрытия информации, сообщение о раскрытии соответствующей информации в этот орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации и (или) орган местного самоуправления не направляется.

Перечень информации, подлежащей раскрытию в соответствии с настоящим документом, является исчерпывающим.

Одновременно с указанной в пункте Постановления № 1140 информацией о расходах на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств и расходах на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса, на сайте в сети Интернет публикуется информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по каждой из указанных статьей расходов.

Информация, подлежащая раскрытию в соответствии с Постановлением № 1140, предоставляется регулируемой организацией потребителю на основании письменного запроса о предоставлении информации.

Предоставление информации осуществляется в письменной форме посредством направления в адрес потребителя почтового отправления либо выдачи лично потребителю по месту нахождения регулируемой организации.

Регулируемые организации ведут учет письменных запросов потребителей, а также хранят копии ответов на такие запросы в течение 5 лет.

Потребитель в письменном запросе о предоставлении информации указывает регулируемую организацию, в которую направляет указанный запрос, а также свою фамилию, имя, отчество (наименование юридического лица), почтовый адрес, по которому должен быть направлен ответ, излагает суть заявления, подписывает запрос и проставляет дату, а также

указывает способ получения запрашиваемой информации (посредством почтового отправления или выдачи лично потребителю).

Поступивший в адрес регулируемой организации письменный запрос о предоставлении информации подлежит регистрации в день его поступления в регулируемую организацию с присвоением ему регистрационного номера и проставлением штампа соответствующей организации. Регулируемая организация не позднее 20 календарных дней со дня поступления запроса направляет раскрываемую в соответствии с настоящим документом информацию в адрес потребителя согласно избранному потребителем способу получения информации

#### 10.1.2. Оценка полноты раскрытия информации котельной «Южной»

Котельная «Южной» находится на балансе ООО «СКМ Энергосервис» г. Пенза. Информация, формируемая в соответствии с Постановлением № 1140, публикуется на сайте ООО «SKMGroup» (<http://www.skmg.ru>), а так же в газете "Пензенская правда".

Полнота раскрытия информации в соответствии с Постановлением № 1140 Правительства РФ от 30.12.09 оценивается в таблице 10.1. по данным отчетности «СКМ Энергосервис» за 2012 г.

Таблица 10.1

№ п/п	Наименование информации в соответствии с Постановлением № 1140 от 30.12.2009	Наличие/отсутствие
Стандарты раскрытия информации в сфере теплоснабжения и в сфере горячего водоснабжения		
1.	В сфере теплоснабжения и сфере оказания услуг по передаче тепловой энергии раскрытию подлежит информация:	
	а) о ценах (тарифах) на регулируемые товары и услуги и надбавках к этим ценам (тарифам);	+
	б) об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемых организаций, включая структуру основных производственных затрат (в части регулируемой деятельности);	+
	в) об основных потребительских характеристиках регулируемых товаров и услуг регулируемых организаций и их соответствии государственным и иным утвержденным стандартам качества;	+
	г) об инвестиционных программах и отчетах об их реализации;	+
	д) о наличии (отсутствии) технической возможности доступа к регулируемым товарам и услугам регулируемых организаций, а также о регистрации и ходе реализации заявок на подключение к системе теплоснабжения;	+
	е) об условиях, на которых осуществляется поставка регулируемых товаров и (или) оказание регулируемых услуг;	+
	ж) о порядке выполнения технологических, технических и других мероприятий, связанных с подключением к системе теплоснабжения.	+
2.	Информация о ценах (тарифах) на регулируемые товары и услуги и надбавках к этим ценам (тарифам) содержит сведения:	
	а) об утвержденных тарифах на тепловую энергию (мощность);	+
	б) об утвержденных тарифах на передачу тепловой энергии (мощности);	+
	в) об утвержденных надбавках к ценам (тарифам) на тепловую энергию для потребителей;	+
	г) об утвержденных надбавках к тарифам регулируемых организаций на тепловую энергию и надбавках к тарифам регулируемых организаций на передачу тепловой энергии;	+
	д) об утвержденных тарифах на подключение создаваемых (реконструируемых) объектов недвижимости к системе теплоснабжения;	+

№ п/п	Наименование информации в соответствии с Постановлением № 1140 от 30.12.2009	Наличие/отсутствие
	е) об утвержденных тарифах регулируемых организаций на подключение к системе теплоснабжения.	+
3.	Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемых организаций, включая структуру основных производственных затрат (в части регулируемой деятельности), содержит сведения:	
	а) о виде регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии);	+
	б) о выручке от регулируемой деятельности (тыс. рублей);	+ <sup>1)</sup>
	в) о себестоимости производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности (тыс. рублей), включающей:	+ <sup>1)</sup>
	- расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность);	+ <sup>1)</sup>
	- расходы на топливо с указанием по каждому виду топлива стоимости (за единицу объема), объема и способа его приобретения;	+ <sup>1)</sup>
	- расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе, с указанием средневзвешенной стоимости 1 кВт•ч и об объеме приобретения электрической энергии;	+ <sup>1)</sup>
	- расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе;	+ <sup>1)</sup>
	- расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе;	+ <sup>1)</sup>
	- расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала;	+ <sup>1)</sup>
	- расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе;	+ <sup>1)</sup>
	- общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды;	+ <sup>1)</sup>
	- общехозяйственные (управленческие) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды;	+ <sup>1)</sup>
	- расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств;	+ <sup>1)</sup>
	- расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса;	+ <sup>1)</sup>
	г) о валовой прибыли от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности (тыс. рублей);	+ <sup>1)</sup>
	д) о чистой прибыли от регулируемого вида деятельности с указанием размера ее расходования на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации по развитию системы теплоснабжения (тыс. рублей);	+ <sup>1)</sup>
	е) об изменении стоимости основных фондов, в том числе за счет ввода (вывода) их из эксплуатации (тыс. рублей);	+ <sup>1)</sup>
	ж) о годовой бухгалтерской отчетности, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему (раскрывается регулируемыми организациями, выручка от регулируемой деятельности которых превышает 80 процентов совокупной выручки за отчетный год);	+ <sup>1)</sup>
	з) об установленной тепловой мощности (Гкал/ч);	+
	и) о присоединенной нагрузке (Гкал/ч);	+
	к) об объеме вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии (тыс. Гкал);	+
	л) об объеме покупаемой регулируемой организацией тепловой энергии (тыс. Гкал);	+ <sup>1)</sup>
	м) об объеме тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе об объемах, отпущенных по приборам учета и по нормативам потребления (расчетным методом) (тыс. Гкал);	+
	н) о технологических потерях тепловой энергии при передаче по тепловым сетям (процентов);	+
	о) о протяженности магистральных сетей и тепловых вводов (в однострубно́м исчислении) (км);	+
	п) о протяженности разводящих сетей (в однострубно́м исчислении) (км);	+

№ п/п	Наименование информации в соответствии с Постановлением № 1140 от 30.12.2009	Наличие/отсутствие
	у) о среднесписочной численности основного производственного персонала (человек);	+
	ф) об удельном расходе условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть (кг у. т./Гкал);	+
	х) об удельном расходе электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть (тыс. кВт•ч/Гкал);	+
	ц) об удельном расходе холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть (куб. м/Гкал).	+
4.	Информация об основных потребительских характеристиках регулируемых товаров и услуг регулируемых организаций и их соответствии государственным и иным утвержденным стандартам качества содержит сведения:	+
5.	Информация об инвестиционных программах и отчетах об их реализации содержит наименование соответствующей программы, а также сведения:	
	а) о цели инвестиционной программы;	+ <sup>1)</sup>
	б) о сроках начала и окончания реализации инвестиционной программы;	+ <sup>1)</sup>
	в) о потребностях в финансовых средствах, необходимых для реализации инвестиционной программы, в том числе с разбивкой по годам, мероприятиям и источникам финансирования инвестиционной программы (тыс. рублей);	+ <sup>1)</sup>
	г) о показателях эффективности реализации инвестиционной программы, а также об изменении технико-экономических показателей регулируемой организации (с разбивкой по мероприятиям);	+ <sup>1)</sup>
	д) об использовании инвестиционных средств за отчетный год с разбивкой по кварталам, мероприятиям и источникам финансирования инвестиционной программы (тыс. рублей).	+ <sup>1)</sup>
6.	Информация о наличии (отсутствии) технической возможности доступа к регулируемым товарам и услугам регулируемых организаций, а также о регистрации и ходе реализации заявок на подключение к системе теплоснабжения содержит сведения:	
	а) о количестве поданных и зарегистрированных заявок на подключение к системе теплоснабжения;	+
	б) о количестве исполненных заявок на подключение к системе теплоснабжения;	+
	в) о количестве заявок на подключение к системе теплоснабжения, по которым принято решение об отказе в подключении;	+
	г) о резерве мощности системы теплоснабжения. При использовании регулируемые организациями нескольких систем централизованного теплоснабжения информация о резерве мощности таких систем публикуется в отношении каждой системы централизованного теплоснабжения.	+
7.	Информация об условиях, на которых осуществляется поставка регулируемых товаров и (или) оказание регулируемых услуг, содержит сведения об условиях публичных договоров поставок регулируемых товаров, оказания регулируемых услуг, в том числе договоров на подключение к системе теплоснабжения.	+
8.	Информация о порядке выполнения технологических, технических и других мероприятий, связанных с подключением к системе теплоснабжения, содержит:	+
	а) форму заявки на подключение к системе теплоснабжения;	+
	б) перечень и формы документов, представляемых одновременно с заявкой на подключение к системе теплоснабжения;	+
	в) описание (со ссылкой на нормативные правовые акты) порядка действий заявителя и регулируемой организации при подаче, приеме, обработке заявки на подключение к системе теплоснабжения, принятии решения и уведомлении о принятом решении;	+
	г) телефоны и адреса службы, ответственной за прием и обработку заявок на подключение к системе теплоснабжения.	+

Примечание: <sup>1)</sup> Данные по ООО «СКМ Энергосервис» в целом.

Исходя из данных таблицы можно заключить, что информация, предоставляемая ООО «СКМ Энергосервис» является полной и соответствует «Стандартам раскрытия информации организациями коммунального комплекса и субъектами естественных монополий, осуществляющими деятельность в сфере оказания передаче тепловой энергии».

Информация для настоящего отчета о себестоимости производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности по котельной «Южная» была предоставлена ООО «СКМ Энергосервис» по запросу.

## **10.2. Техничко-экономические показатели работы котельной «Южная»**

В соответствии с Техническим заданием и на основании данных, раскрываемых ООО «СКМ Энергосервис» в соответствии со «Стандартами раскрытия информации организациями коммунального комплекса и субъектами естественных монополий, осуществляющими деятельность в сфере оказания услуг по передаче тепловой энергии», проведена оценка технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций по состоянию на 31.12.2011.

Подключенная тепловая нагрузка составляет 53,73 Гкал/ч.

Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной составил 155,15 тыс. Гкал.

На собственные нужды котельной было израсходовано 1902,1 тыс. Гкал, что составляет в процентном соотношении 1,21 %.

Фактический удельный расход топлива (удельный расход условного топлива) на отпуск тепловой энергии в 2011 году составил 206,31 кг у.т./Гкал.

Средневзвешенный УРУТ (удельный расход условного топлива) на выработку тепловой энергии составил 156,71 кг у.т./Гкал.

Технологические потери тепловой энергии (нормативные) при передаче по тепловым сетям – 27,494 тыс. Гкал, что составляет в процентном соотношении 17,7 %.

В качестве основного вида топлива используется природный газ.

Тариф на тепловую энергию в 2011 году составил 973,54 руб/Гкал.

Тариф на ГВС составил 77,03 руб./м<sup>3</sup>.

## **10.3. Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии котельной «Южная» г. Пенза**

### **10.3.1. Сравнительный анализ производственных расходов товарного отпуска тепловой энергии**

Проведен сравнительный анализ производственных расходов товарного отпуска тепловой энергии на основании данных публикуемой финансовой отчетности за три ретроспективных года.

Данные по производственным расходам товарного отпуска тепловой энергии по котельной «Южная» получены на основании показателей отчетности ООО «СКМ Энергосервис», публикуемых на сайте ООО «SKMGroup» (<http://www.skmg.ru>), а так же в газете «Пензенская правда». а так же данных предоставленных ООО «СКМ Энергосервис» по запросу для создания настоящего отчета.

На основании предоставленных данных и произведенных расчетов заполнена таблица 10.2. «Сравнительный анализ производственных расходов товарного отпуска тепловой энергии».

Калькулирование расходов, связанных с производством электрической и тепловой энергии, осуществляется в соответствии с Постановлением Правительства Российской Фе-

дерации от 6 июля 1998 г. N 700 «О введении отдельного учета затрат по регулируемым видам деятельности в энергетике».

Распределение расхода топлива тепловых электростанций между электрической и тепловой энергией, осуществляемое в процессе калькулирования расходов на производство электрической и тепловой энергии, производится в соответствии с действующими нормативными актами.

Объем выручки от продаж тепловой энергии растет за счет увеличения тарифов на тепловую энергию.

Затраты на производство тепловой энергии увеличиваются, прежде всего в связи с ростом цен на топливо (природный газ).

В таблице 10.3. приведены данные об изменении в процентном соотношении основных статей себестоимости тепловой энергии.

**Таблица 10.3**

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2009	2010	2011	2012
1. Сырье, основные и вспомогательные материалы, покупная энергия*	%	23,5	19,9	16,6	18,0
2. Топливо на технологические цели	%	47,1	51,5	52,8	54,7
3. Затраты на оплату труда и ЕСН**	%	5,2	4,2	11,7	3,5
4. Расходы на услуги производственного характера***	%	23,3	23,7	22,9	23,2

Примечания:

\* включает в себя сырье, основные и вспомогательные материалы, покупная энергия

\*\* включает в себя затраты на оплату труда и ЕСН

\*\*\* включает в себя расходы на услуги производственного характера

На основании проведенного анализа можно сделать вывод, что размер топливной составляющей в производстве тепловой энергии на котельной «Южная» колеблется в пределах от 47,1 % до 54,7 %.

Таблица 10.2

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2009	2010			2011			2012		
			Рост	Прирост		Рост	Прирост		Рост	Прирост	
				Абс	Относит.		Абс	Относит.		Абс	Относит.
1. Сырье, основные материалы	тыс. руб.	5 664,60	6 166,77	502,17	8,87%	8 224,81	2 058,04	33,37%	9 175,06	950,25	11,55%
2. Вспомогательные материалы	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3. Работы и услуги производственного характера	тыс. руб.	2 706,37	850,78	-1 855,59	-68,56%	3 060,39	2 209,62	259,72%	3 263,66	203,27	6,64%
4. Топливо на технологические цели	тыс. руб.	40 783,39	57 566,53	16 783,15	41,15%	76 315,51	18 748,98	32,57%	85 439,00	9 123,49	11,95%
- уголь	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
- природный газ	тыс. руб.	40 783,39	57 566,53	16 783,15	41,15%	76 315,51	18 748,98	32,57%	85 439,00	9 123,49	11,95%
- мазут	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5. Энергия	тыс. руб.	11 947,41	15 259,77	3 312,37	27,72%	17 153,23	1 893,46	12,41%	15 652,82	-1 500,41	-8,75%
5.1. Энергия на технологические цели	тыс. руб.	11 947,41	15 259,77	3 312,37	27,72%	17 153,23	1 893,46	12,41%	15 652,82	-1 500,41	-8,75%
5.2. Энергия на хозяйственные нужды	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6. Затраты на оплату труда	тыс. руб.	4 231,28	4 304,27	73,00	1,73%	4 806,46	502,18	11,67%	4 957,86	151,40	3,15%
7. Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	1 086,17	1 156,99	70,82	6,52%	1 677,45	520,46	44,98%	1 475,21	-202,24	-12,06%
8. Амортизация основных средств	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	239,09	0,00	0,00	43,19	0,00	0,00
9. Прочие затраты всего, в том числе:	тыс. руб.	20 167,26	26 455,33	6 288,07	31,18%	33 151,98	6 696,65	25,31%	36 232,98	3 081,00	9,29%
9.1. Целевые средства на НИОКР	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9.2. Средства на страхование	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9.3. Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы)	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9.4. Оплата за услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9.5. Отчисления в ремонтный фонд (в случае его формирования)	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9.6. Водный налог (ГЭС)	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9.7. Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы)	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9.7.1. Налог на землю	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9.7.2. Налог на имущество	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2009	2010			2011			2012		
			Рост	Прирост		Рост	Прирост		Рост	Прирост	
				Абс	Относит.		Абс	Относит.		Абс	Относит.
9.8. Другие затраты, относимые на себестоимость продукции, всего, в т.ч.:	тыс. руб.	20 167,26	26 455,33	6 288,07	31,18%	33 151,98	6 696,65	25,31%	36 232,98	3 081,00	9,29%
9.8.1. Арендная плата	тыс. руб.	4 702,95	7 434,80	2 731,86	58,09%	15 588,88	8 154,07	109,67%	17 068,72	1 479,85	9,49%
10. Итого расходов	тыс. руб.	86 586,48	111760,4	25 173,97	29,07%	144628,9	32 868,47	29,41%	156239,8	11 610,85	8,03%
11. Недополученный по независящим причинам доход	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12. Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13. Расчетные расходы по производству продукции (услуг)	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14. Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	152,44	158,49	6,04	3,96%	157,06	-1,43	-0,90%	151,95	-5,11	-3,25%
15. Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе:	тыс. Гкал	118,66	125,93	7,27	6,13%	127,47	1,53	1,22%	121,00	-6,47	-5,08%
- в паре	тыс. Гкал	98,42	90,67	-7,75	-7,87%	89,88	-0,80	-0,88%	82,23	-7,65	-8,51%
- в горячей воде	тыс. Гкал	20,24	35,26	15,02	74,18%	37,59	2,33	6,60%	38,77	1,18	3,13%
- горячая вода	тыс. м <sup>3*</sup>	337,39	587,69	250,29	74,18%	626,50	38,81	6,60%	646,12	19,62	3,13%
16. Тариф на тепловую энергию, пар	руб/Гкал	736,83	851,00	114,17	15,49%	973,54	122,54	14,40%	1 031,62	58,08	5,97%
17. Тариф на тепловую энергию, горячее водоснабжение,	руб/Гкал	736,83	851,00	114,17	15,49%	973,54	122,54	14,40%	1 031,62	58,08	5,97%
18. Отпущено в денежном выражении, тыс. руб., в том числе:	тыс. руб.	87 433,29	107169,2	19 735,94	22,57%	124094,0	16 924,79	15,79%	124821,6	727,58	0,59%
- пар	тыс. руб.	72 517,17	77 161,84	4 644,67	6,40%	87 498,69	10 336,85	13,40%	84 828,76	-2 669,93	-3,05%
- в горячей воде	тыс. руб.	14 916,12	30 007,38	15 091,26	101,17%	36 595,33	6 587,94	21,95%	39 992,84	3 397,51	9,28%
19. Прибыль предприятия от продажи тепловой энергии	тыс. руб.	846,81	-4 591,22	-5 438,04	-642,18%	-20 534,9	-15 943,7	347,26%	-31 418,2	-10 883,3	53,00%
19.1. Налог на прибыль	тыс. руб.	169,36	0,00	-169,36	-100,00%	-4 106,98	-4 106,98	0,0	0,00	4 106,98	-100,00%
19.2. Чистая прибыль предприятия	тыс. руб.	677,45	-4 591,22	-5 268,67	-777,72%	-16 427,9	-11 836,7	257,81%	-31 418,2	-14 990,2	91,25%
20. Средняя себестоимость 1Гкал тепловой энергии	тыс. руб.	729,69	887,46	157,76	21,62%	1 134,64	247,18	27,85%	1 291,28	156,64	13,81%
21. Расход условного топлива	тут	174,70	180,81	6,11	3,50%	206,31	25,50	14,10%	228,64	22,33	10,82%

Показатели себестоимости продукции и оценке основных статей производственных расходов по данным 2011г. приведены в таблице 10.4.

Таблица 10.4

Наименование статьи затрат	Показатель	Удельный вес в % к общей себестоимости продукции
Всего затрат, в том числе:	144 628,92	100,0
1. Сырье, основные и вспомогательные материалы, покупная энергия*	24039,11251	16,6%
2. Топливо на технологические цели	76315,51307	52,8%
3. Затраты на оплату труда и ЕСН	16921,58384	7,7%
4. Расходы на услуги производственного характера	33151,9787	22,9%

Наиболее значимые статьи производственных затрат:

- топливо на технологические цели 52,8%;
- сырье, основные и вспомогательные материалы, покупная энергия 16,6%;
- расходы на услуги производственного характера 22,9%;
- затраты на оплату труда и ЕСН 7,7%.

Структура себестоимости котельной «Южная» по данным 2011г. представлена на рис. 10.1.

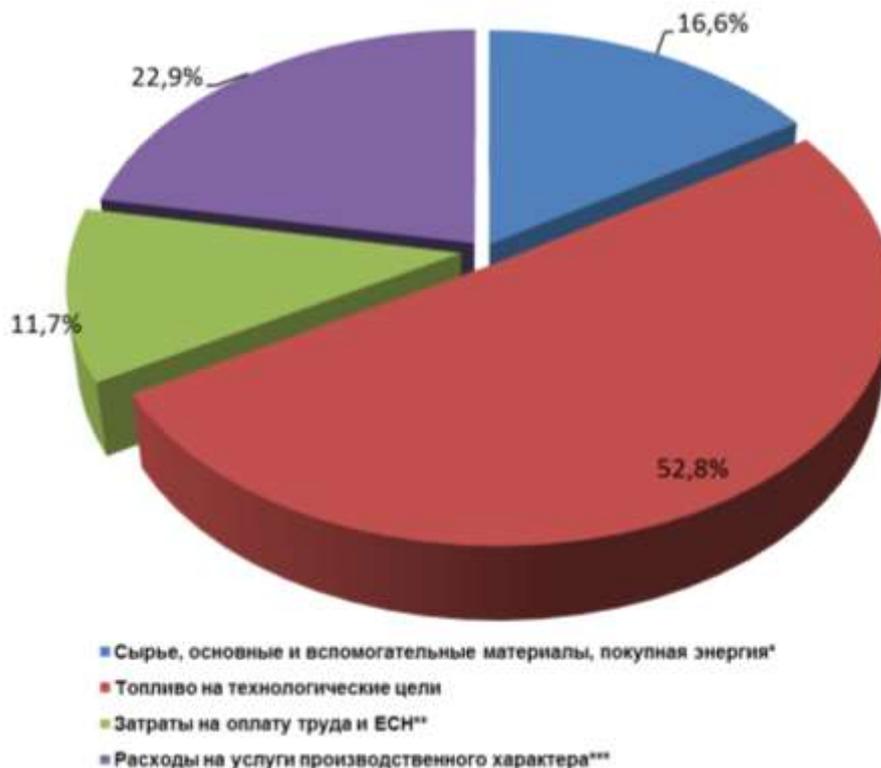


Рис. 10.1. Структура себестоимости тепловой энергии в 2011 г. котельной «Южная»

Наибольшие изменения в процентной доле затрат в период с 2009 по 2012 гг. произошли по следующим статьям:

### 1. Топливо на технологические цели

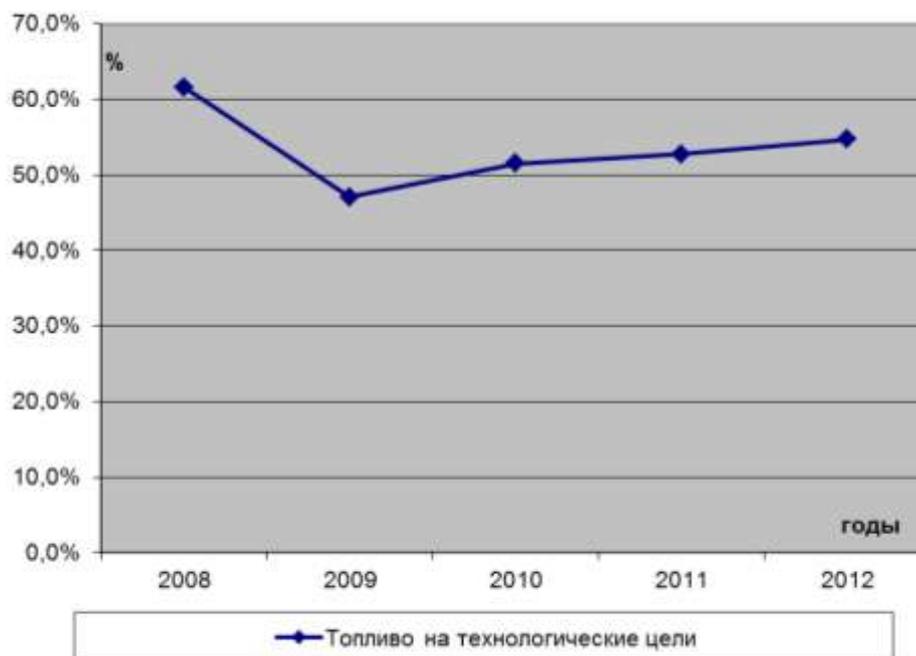


Рис. 10.2

Рост показателя связан с удорожанием топлива в среднем на 16% в год.

### 2. Сырье, основные и вспомогательные материалы, покупная энергия

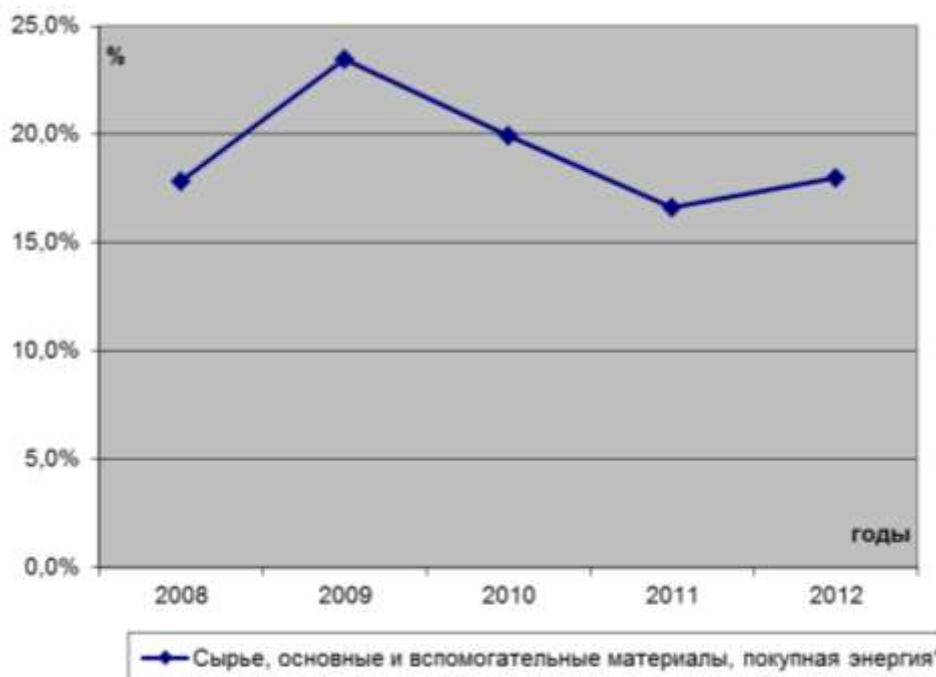


Рис. 10.3

Рост показателя связан с удорожанием покупной энергии в среднем на 7% в год.

### 3. Расходы на услуги производственного характера

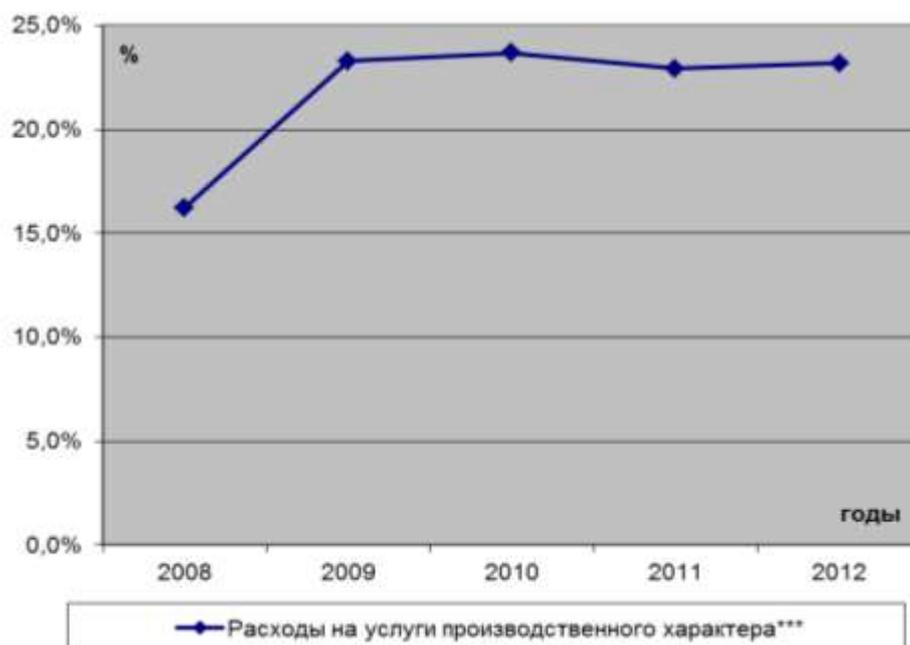


Рис. 10.4

Снижение показателя связано со снижением затрат на ремонты.

### 4. Затраты на оплату труда и ЕСН.

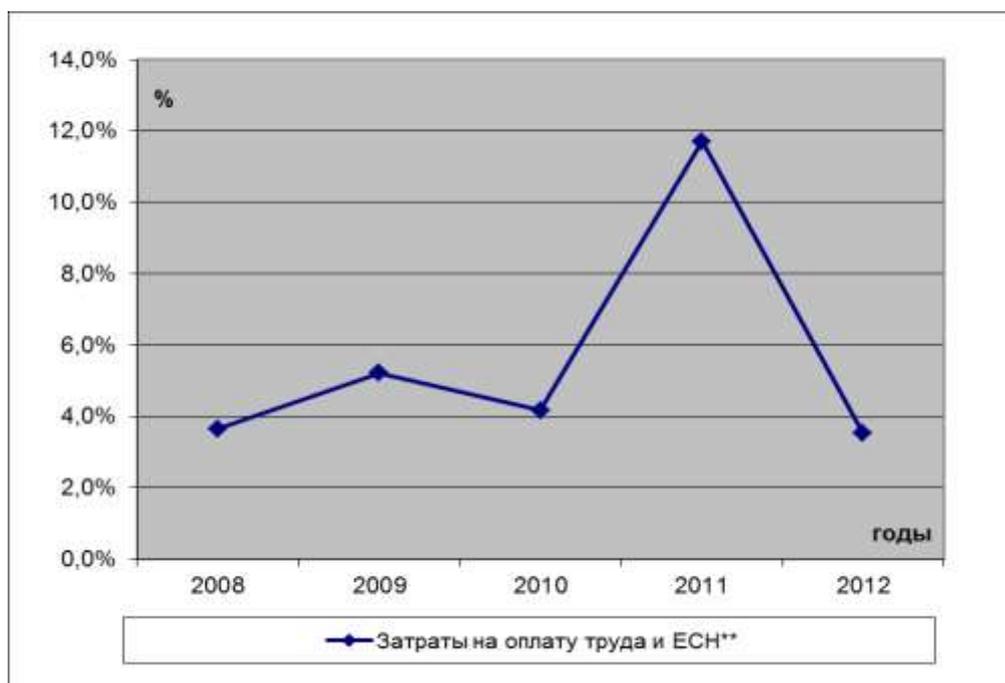


Рис. 10.5.

Снижение показателя связано с сокращением персонала, а следовательно, сокращением ФОТ.

#### 10.4. Инвестиционные проекты, реализуемые котельной «Южная»

Решением Пензенской городской Думы от 23 декабря 2008 г. N 1145-54/4 утверждена Инвестиционная программа по развитию системы теплоснабжения для котельных города Пензы на 2009 - 2011 гг. (в ред. Решения Пензенской городской Думы от 25.09.2009 N 159-9/5).

Цели программы:

- развитие системы теплоснабжения с целью обеспечения потребностей в теплоснабжении перспективной застройки;
- обеспечение ввода эффективных мощностей источника теплоснабжения, реализация наиболее рациональной схемы теплоснабжения, направленной на снижение затрат на производство и передачу тепловой энергии;
- повышение качества и надежности теплоснабжения;
- увеличение пропускной способности сетей теплоснабжения.

Задачи Программы:

- ввод в эксплуатацию дополнительных источников теплоснабжения;
- модернизация существующих источников теплоснабжения с увеличением мощности;
- модернизация тепловых сетей, сооружений на них и узлов ввода тепловых сетей в здания;
- снижение удельных потерь тепловой энергии при транспортировке теплоносителя.

В соответствии с Инвестиционной программой на котельной «Южная» были запланированы следующие мероприятия:

- |  |          |
|--|----------|
| - модернизация ЦТП N 45 (1,2 млн. руб.)  | 2009 г.; |
| - модернизация ЦТП N 27 (1,3 млн. руб.)  | 2009 г.; |
| - модернизация ЦТП N 1 (2,50 млн. руб.)  | 2009 г.; |
| - модернизация ЦТП N 2 (1,30 млн. руб.)  | 2009 г.; |
| - модернизация ЦТП N 3 (2,30 млн. руб.)  | 2009 г.; |
| - модернизация надземного участка магистральной теплотрассы (замена d 530 мм над 920 мм) (2,46 млн. руб.)  | 2009 г.; |
| - модернизация узлов вводов теплотрассы с установкой элеваторных узлов в количестве 5 шт. (d 89 мм) (33 млн. руб.)                                       | 2009 г.; |
| - модернизация котельной НИИЭКИПМАШ под ЦТП (10,10 млн. руб.)  | 2011 г.; |
| - строительство теплотрассы Д 159мм к котельной (4-й проезд Терновского), протяженностью 190 м (1,8 млн. руб.)   | 2011 г.; |
| - модернизация участка магистральной теплотрассы (замена d 219 мм на d 325 мм) спрокладкой в пенополиуретановой изоляции к ЦТП-3 (4,02 млн. руб.)        | 2009 г.; |
| - строительство магистрального участка теплотрассы d 219 мм, протяженностью 193,6 м к району застройки Сухумская -Терновского (2,79 млн. руб.)           | 2009 г.; |
| - строительство участка теплотрассы от магистрали (ТК 9) до жилого комплекса в районе магазина «Слава», 2d 159 мм, протяженностью 150 м (1,34 млн. руб.) | 2010 г.; |

- строительство участка теплотрассы ГВС от ЦТП-50 до ТК-39 с частичной реконструкцией существующей трассы ГВС (1,3 млн. руб.) 2009 г.;
- модернизация головного участка магистрали отопления теплотрассы от ЦТП-50 до ТК 5001 (2 d 159 мм на 2 d 219 мм, протяженностью 28 м) (0,25 млн. руб.) 2009 г.;
- строительство магистрального участка теплотрассы Д-325 мм протяженностью 750 п. м к району застройки "Петровский квартал" (9,4 млн. руб.) 2009 г.

Итого по котельной «Южная» объем инвестиций должен был составить составит 42,39 млн. руб.

Источником финансирования затрат на проведение мероприятий является тариф на подключение к тепловым сетям.

## Раздел 11. Тарифы на тепловую энергию

### 11.1. Общие положения

В соответствии с Приказом Федеральной службы по тарифам от 06.08.04 г. № 20-э/2 «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке» для котельной «Южная» установлены уровни тарифов на тепловую энергию,

Тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям, включают следующие показатели:

- 1) стоимость тепловой энергии (мощности);
- 2) стоимость услуг по передаче тепловой энергии (мощности) энергоснабжающими организациями и иных услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки тепловой энергии потребителям.

Регулирование тарифов (цен) основывается на принципе обязательности ведения раздельного учета организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, объемов продукции (услуг), доходов и расходов по производству, передаче и сбыту энергии в соответствии с законодательством Российской Федерации.

При установлении тарифов (цен) не допускается повторный учет одних и тех же расходов по указанным видам деятельности.

При использовании метода экономически обоснованных расходов (затрат) тарифы рассчитываются на основе размера необходимой валовой выручки организации, осуществляющей регулируемую деятельность, от реализации каждого вида продукции (услуг) и расчетного объема производства соответствующего вида продукции (услуг) за расчетный период регулирования.

Определение состава расходов, включаемых в необходимую валовую выручку, и оценка их экономической обоснованности производятся в соответствии с законодательством Российской Федерации и нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета.

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

- 1) топливо, покупная электрическая энергия;

Расходы на топливо и покупную электрическую энергию, включаемые в необходимую валовую выручку, определяются на основе:

- нормативов удельного расхода топлива, дифференцированных по типам генерирующего оборудования и видам топлива, на производство 1 Гкал тепловой энергии, утверждаемых Министерством энергетики Российской Федерации по согласованию с Федеральной службой по тарифам;

- цен на топливо

При определении расходов на топливо и покупную электрическую энергию, регулирующие органы используют:

- регулируемые государством тарифы (цены);
- цены, установленные на основании договоров, заключенных в результате проведения конкурсов, торгов, аукционов и иных закупочных процедур, обеспечивающих целевое и эффективное расходование денежных средств;

- официально опубликованные прогнозные рыночные цены и тарифы, установленные на расчетный период регулирования, в том числе фьючерсные биржевые цены на топливо и сырье.

При отсутствии указанных данных применяются индексы в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации.

- расчетных объемов потребления топлива с учетом структуры его использования, сложившейся за последние 3 года;

- [НОРМАТИВОВ](#) создания запасов топлива, рассчитываемых в соответствии с [МЕТОДИКОЙ](#), утверждаемой Министерством энергетики Российской Федерации по согласованию с Федеральной службой по тарифам.

2) оплата услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность.

3) сырье и материалы;

4) ремонт основных средств;

При определении расходов на проведение ремонтных работ учитываются:

- нормативы расходов (с учетом их индексации) на ремонт основных средств, утверждаемые соответственно Министерством энергетики Российской Федерации по согласованию с Федеральной службой по тарифам;

- программы проведения ремонтных работ, обеспечивающих надежное и безопасное функционирование производственно-технических объектов и предотвращение аварийных ситуаций, утвержденные в установленном порядке.

5) оплата труда;

При определении расходов на оплату труда, включаемых в необходимую валовую выручку, регулирующие органы определяют размер фонда оплаты труда в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями, заключенными соответствующими организациями, и фактическим объемом фонда оплаты труда в последнем расчетном периоде регулирования, а также с учетом прогнозного индекса потребительских цен.

6) амортизация основных средств;

Сумма амортизации основных средств для расчета регулируемых тарифов (цен) определяется в соответствии с нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета. При расчете налога на прибыль организаций сумма амортизации основных средств определяется в соответствии с [Налоговым кодексом](#) Российской Федерации.

7) другие расходы, связанные с производством и (или) реализацией продукции, определяемые в порядке, устанавливаемом Службой.

Внереализационные расходы (рассчитываемые с учетом внереализационных доходов), в том числе расходы по сомнительным долгам. При этом в составе резерва по сомнительным долгам может учитываться дебиторская задолженность, возникшая при осуществлении соответствующего регулируемого вида деятельности. Уплата сомнительных долгов, для погашения которых был создан резерв, включенный в тариф в предшествующий период регулирования, признается доходом и исключается из необходимой валовой выручки в следующем периоде регулирования с учетом уплаты налога на прибыль организаций.

В состав внереализационных расходов включаются также расходы на консервацию основных производственных средств, используемых в регулируемых видах деятельности.

Расходы, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль (относимые на прибыль после налогообложения), включают в себя следующие основные группы расходов:

- капитальные вложения (инвестиции) на расширенное воспроизводство;
- выплата дивидендов и других доходов из прибыли после уплаты налогов;
- взносы в уставные (складочные) капиталы организаций;
- прочие экономически обоснованные расходы, относимые на прибыль после налогообложения, включая затраты организаций на предоставление работникам льгот, гарантий и компенсаций в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями.

При отсутствии нормативов по отдельным статьям расходов допускается использовать в расчетах экспертные оценки, основанные на отчетных данных, представляемых организацией, осуществляющей регулируемую деятельность.

Планируемые расходы по каждому виду регулируемой деятельности рассчитываются как сумма прямых и косвенных расходов. Прямые расходы относятся непосредственно на соответствующий регулируемый вид деятельности.

Распределение косвенных расходов между различными видами деятельности, осуществляемыми организацией, по решению регионального органа производится в соответствии с одним из нижеследующих методов:

- согласно учетной политике, принятой в организации;
- пропорционально условно-постоянным расходам;
- пропорционально прямым расходам по регулируемым видам деятельности.

## **11.2. Анализ динамики утвержденных тарифов**

Анализ динамики утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую котельной «Южная», был проведен ретроспективным методом за три предыдущих года и текущий 2012 год. Информация о тарифах была предоставлена ООО «СКМ Энергосервис».

### **1. Тарифы на 2009 г.**

Тариф на тепловую энергию для потребителей ООО «СКМ Энергосервис» утвержден приказом Управления по регулированию тарифов, развитию инфраструктуры и энергосбережению Пензенской области от 29 декабря 2008 года № 20 в размере 736,83 руб. за 1 Гкал без учета НДС.

Срок действия с 1 января 2009 года по 31 декабря 2009 года. Источник опубликования – газета «Пензенская правда» № 104 (30 декабря 2008 г.). Одноставочный тариф на тепловую энергию, руб/Гкал, на 2009 год представлен в таблице 11.1.

**Таблица 11.1**

<b>Потребители</b>	<b>Горячая вода</b>	<b>Отопление</b>
жилые здания	736,83	736,83
общественные здания	736,83	736,83

## **2. Тарифы на 2010 г.**

Тариф на тепловую энергию для потребителей ООО «СКМ Энергосервис» утвержден приказом Управления по регулированию тарифов, энергосбережению и размещению государственного заказа Пензенской области от 25 ноября 2009 года № 29 в размере 851,00 руб. за 1 Гкал без учета НДС.

Срок действия с 1 января 2010 года по 31 декабря 2010 года. Источник опубликования - газета «Пензенская правда» № 92 (27 ноября 2009 г.). Одноставочный тариф на тепловую энергию, руб/Гкал, на 2010 год представлен в таблице 11.2.

**Таблица 11.2**

<b>Потребители</b>	<b>Горячая вода</b>	<b>Отопление</b>
жилые здания	851,00	851,00
общественные здания	851,00	851,00

## **3. Тарифы на 2011 г.**

Тариф на тепловую энергию для потребителей ООО «СКМ Энергосервис» утвержден приказом Управления по регулированию тарифов, развитию инфраструктуры и энергосбережению Пензенской области в размере 973,54 руб. за 1 Гкал без учета НДС.

Срок действия с 1 января 2011 года по 31 декабря 2011 года. Источник опубликования - газета «Пензенская правда»). Одноставочный тариф на тепловую энергию, руб/Гкал, на 2011 год представлен в таблице 11.3.

**Таблица 11.3**

<b>Потребители</b>	<b>Горячая вода</b>	<b>Отопление</b>
жилые здания	973,54	973,54
общественные здания	973,54	973,54

## **4. Тарифы на 2012 г.**

Тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям г. Пензы утверждены приказом Управления по регулированию тарифов, развитию инфраструктуры и энергосбережению Пензенской области установлены для трех периодов года:

Одноставочный тариф на тепловую энергию, руб/Гкал, на 1 полугодие 2012 год (с 1 января 2012 года по 30 июня 2012 года) представлен в таблице 11.4.

Таблица 11.4

Потребители	Горячая вода	Отопление
жилые здания	973,54	973,54
общественные здания	973,54	973,54

Одноставочный тариф на тепловую энергию, руб/Гкал, на июль – август 2012 год представлен в таблице 11.5.

Таблица 11.5

Потребители	Горячая вода	Отопление
жилые здания	1031,95	1031,95
общественные здания	1031,95	1031,95

Одноставочный тариф на тепловую энергию, руб/Гкал, на сентябрь – декабрь 2012 год представлен в таблице 11.6.

Таблица 11.6

Потребители	Горячая вода	Отопление
жилые здания	1089,39	1089,39
общественные здания	1089,39	1089,39

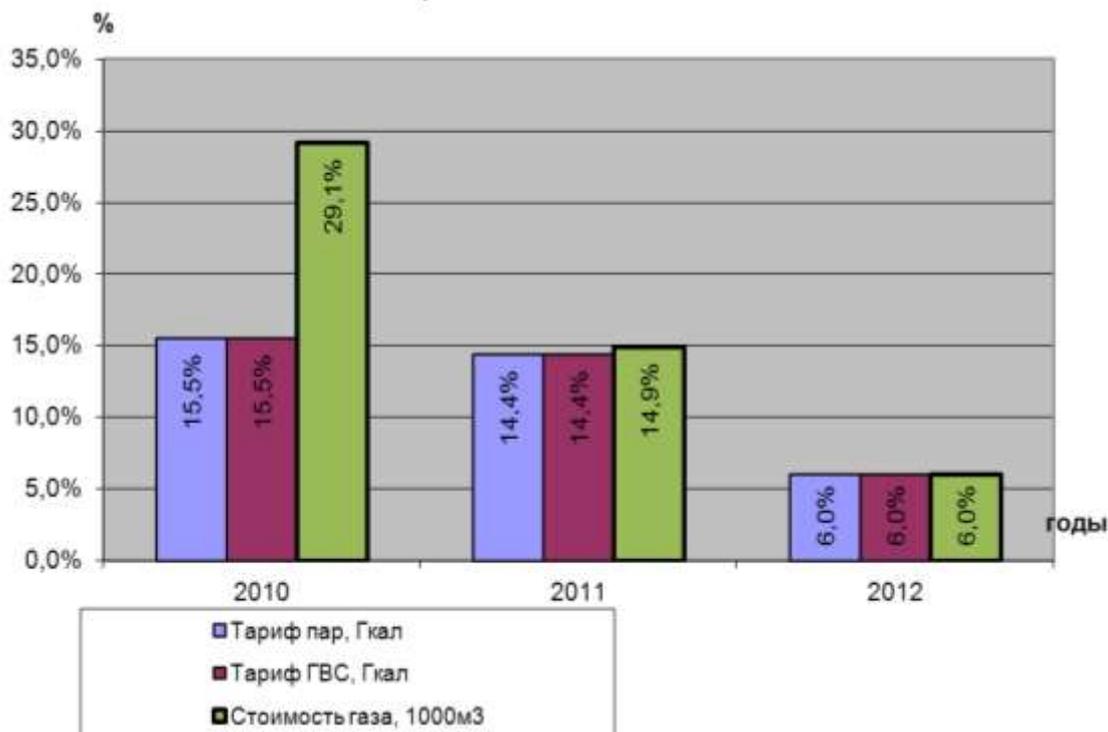
Данные по динамике тарифов на тепловую энергию по котельной «Южная» объединены в таблице 11.7.

Таблица 11.7

Показатель	2009 г.	2010 г.		2011 г.		2012 г.*				
	Рост	Рост	Прирост		Рост	Прирост				
			Абс	Относит.		Абс	Относит.	Рост	Прирост	
									Абс	Относит.
Тариф на тепловую энергию, руб./Гкал	353,80	851,0	114,17	15,49%	973,54	122,54	14,40%	1 031,62	58,08	5,97%

\* для сопоставимости и сравнения приведена средняя величина тарифа за 2012 год

На основании приведенных данных (таблица 11.7 и рис. 11.1) можно сделать вывод, что в городе Пензе рост цен на природный газ незначительно опережает или находится на одном уровне с ростом тарифов на тепловую энергию для производителей тепловой энергии (период 2011 – 2012 гг.).



**Рис. 11.1. Сравнение относительного роста цен на тарифы тепловой энергии и стоимости газа**

Сравнение данных по средней себестоимости 1Гкал тепловой энергии (по данным Раздела 10), и величины тарифа на тепловую энергию, а так же расходов условного топлива по данным отчетности ООО «СКМ Энергосервис» и данных, полученных расчетным методом выполнено в таблице 11.8.

**Таблица 11.8**

Показатель	2009	2010	2011	2012
Расход условного топлива в соответствии с отчетностью ООО «СКМ Энергосервис»	200,44	174,70	180,81	206,31
Расход условного топлива в соответствии с расчетом	153,74	174,70	180,81	206,31
Средняя себестоимость 1Гкал тепловой энергии	703,64	729,69	887,46	1 134,64
Средняя величина тарифа	700,00	736,83	851,00	973,54

На графике 11.2. отображено сравнение себестоимости тепловой энергии рассчитанной по данным отчетности ООО «СКМ Энергосервис» и среднего размера тарифа на тепловую энергию по годам.

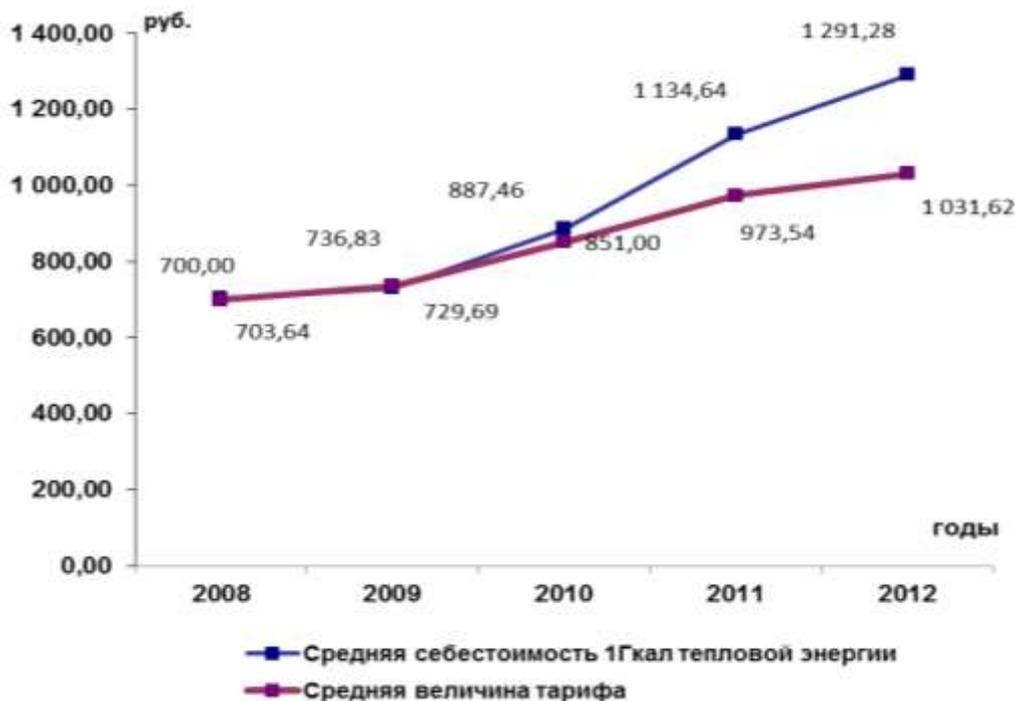


Рис. 11.2. Сравнение величины тарифа на тепловую энергию и себестоимости тепловой энергии

### 11.3. Структура тарифа

#### 11.3.1. Общие положения

Особенности расчета тарифов (цен) для отдельных групп потребителей тепловой энергии (далее - тарифные группы) определяются в соответствии с:

- статьями 2 и 5 Федерального закона "О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации";
- пунктом 59 Основ ценообразования.

Тарифные группы потребителей электрической энергии (мощности):

1-я группа. Базовые потребители.

Базовые потребители – потребители с максимальным значением заявленной мощности, равным или более 20 МВт и годовым числом часов использования заявленной мощности более 7500, подтвержденным фактическим электропотреблением за предшествующий период регулирования. Заявленная мощность  $N_{заявл}$  - мощность, участвующая в годовом совмещенном максимуме графика электрической нагрузки ОЭС.

2-я группа. Население.

Аналогично указанной группе рекомендуется производить расчет тарифов для населенных пунктов, рассчитывающихся по общему счетчику на вводе; жилищных организаций, потребляющих электроэнергию на технические цели жилых домов; садоводческих товариществ, дачно-строительных, гаражно-строительных и гаражных кооперативов, автостоянок, общежитий, жилых зон при воинских частях и исправительно-трудовых учреждениях, объединенных хозяйственных построек граждан (погреба, сараи), рассчитывающихся по общему счетчику на вводе, а также содержащихся за счет прихожан религиозных организаций.

В соответствии с пунктом 2 постановления Правительства Российской Федерации от 7 декабря 1998 г. N 1444 "Об основах ценообразования в отношении электрической энергии, потребляемой населением" для населения, проживающего в сельских населенных пунктах, а также в городских населенных пунктах в домах, оборудованных в установленном порядке стационарными электроплитами и электроотопительными установками, применяется понижающий коэффициент 0,7.

В соответствии с законодательством Российской Федерации государственное регулирование тарифов может производиться отдельно в отношении электрической энергии, поставляемой населению, в пределах социальной нормы потребления и сверх социальной нормы потребления, определяемой в установленном порядке.

3-я группа. Прочие потребители.

В целях формирования бюджетной политики в группе "Прочие потребители" потребители, финансируемые за счет средств бюджетов соответствующих уровней, указываются отдельной строкой (далее - Бюджетные потребители).

Тарифы на тепловую энергию устанавливаются отдельно по следующим видам теплоносителей:

1. горячая вода;
2. отборный пар давлением:
  - от 1,2 до 2,5 кг/см<sup>2</sup>;
  - от 2,5 до 7,0 кг/см<sup>2</sup>;
  - от 7,0 до 13,0 кг/см<sup>2</sup>;
  - свыше 13,0 кг/см<sup>2</sup>;
3. острый и редуцированный пар.

В целях реализации бюджетной политики потребители тепловой энергии, финансируемые за счет средств бюджетов соответствующих уровней, указываются отдельной строкой.

Тарифы на тепловую энергию, отпускаемую в горячей воде, для всех потребителей в одной системе, в которой теплоснабжение потребителей осуществляется от источника (источников) тепла через общую тепловую сеть (далее - система централизованного теплоснабжения (СЦТ), могут рассчитываться на едином уровне.

По решению регионального органа тарифы на тепловую энергию, отпускаемую в горячей воде, для всех потребителей, расположенных на территории субъекта Российской Федерации, могут рассчитываться на едином уровне.

Тарифы на тепловую энергию могут дифференцироваться по муниципальным образованиям.

Во всех случаях в соответствии с пунктом 59 Основ ценообразования тарифы на продукцию (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, установленные регулирующим органом по группам потребителей, должны обеспечивать получение в расчетном периоде регулирования указанными организациями необходимой валовой выручки.

### 11.3.2. Структура тарифа в 2009 г.

В 2009 г. в г. Пензе для котельной «Южная» сложилась следующая структура тарифа (в процентах от общей выручки от продажи тепловой энергии):

- отопление 82,9%;
- горячее водоснабжение 17,1%.

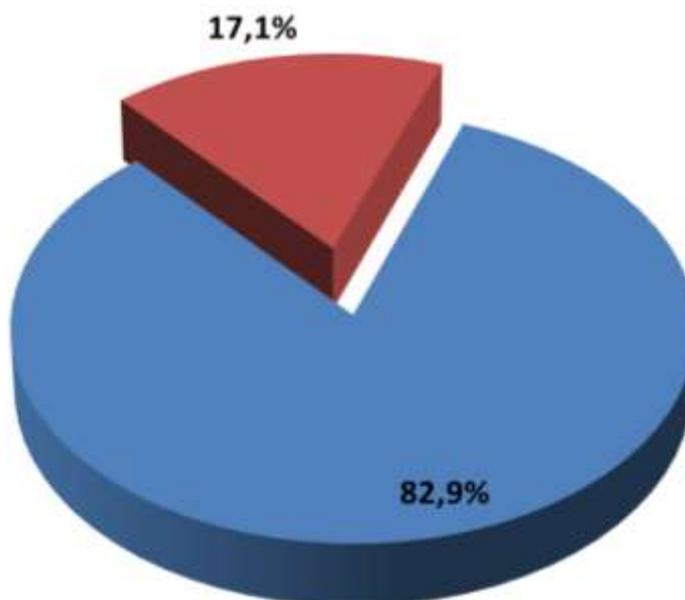


Рис. 11.3. Структура тарифа 2009 г.

Величина тарифа в 2009 г. составила 736,83 руб./Гкал.

### 11.3.3. Структура тарифа в 2010 г.

В 2010 г. в г. Пензе для котельной «Южная» сложилась следующая структура тарифа (в процентах от общей выручки от продажи тепловой энергии):

- отопление 72%;
- горячее водоснабжение 28%.

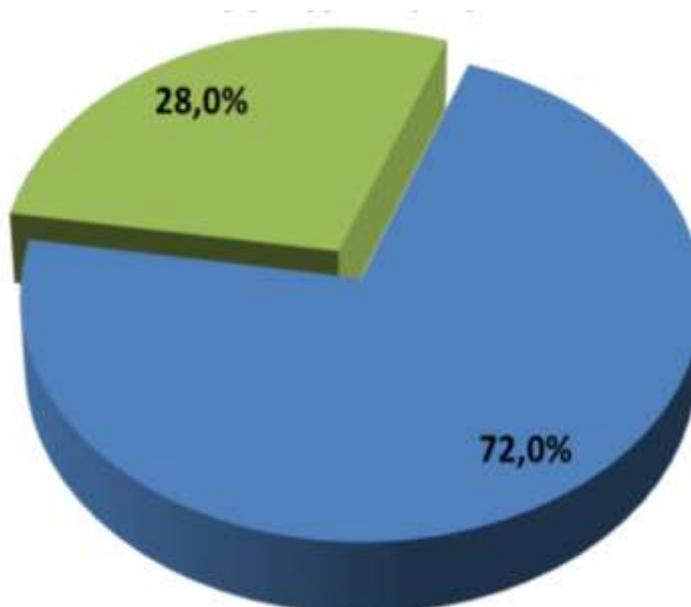


Рис. 11.4. Структура тарифа 2010 г.

Величина тарифа в 2009 г. составила 851,00 руб./Гкал.

#### 11.3.4. Структура тарифа в 2011 г.

В 2011 г. в г. Пензе для котельной «Южная» сложилась следующая структура тарифа (в процентах от общей выручки от продажи тепловой энергии):

- отопление	70,5%;
- горячее водоснабжение	29,5%.

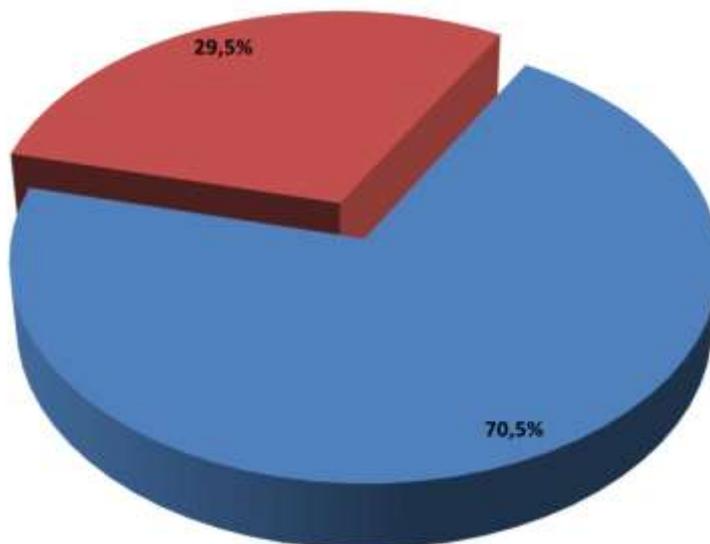


Рис. 11.5. Структура тарифа 2011 г.

Величина тарифа в 2011 г. составила 973,54 руб./Гкал.

#### 11.3.5. Структура тарифа в 2012 г.

В 2012 г. в г. Пензе для котельной «Южная» сложилась следующая структура тарифа (в процентах от общей выручки от продажи тепловой энергии):

- отопление	68%;
- горячее водоснабжение	32%.

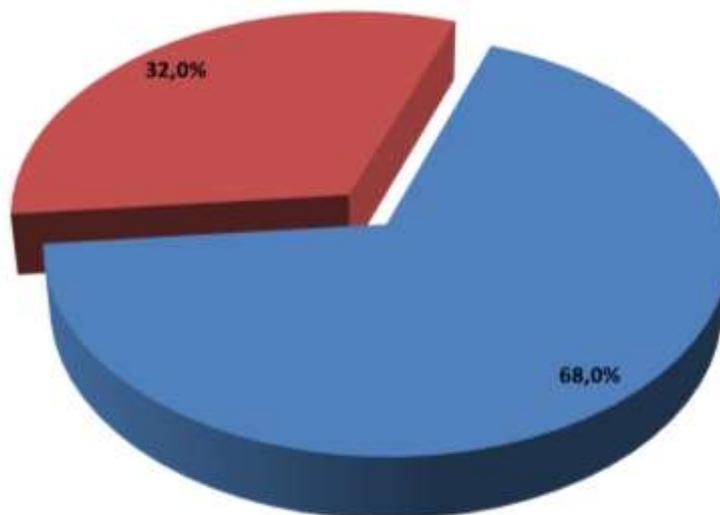


Рис. 11.6. Структура тарифа 2012 г.

Величина среднего тарифа в 2012 г. составила 1 031,62 руб./Гкал.

#### 11.4. Плата за подключение к тепловым сетям

В настоящее время плата за подключение к тепловым сетям по г. Пенза для ООО «СКМ Энергосервис» установлена постановлением Главы администрации г. Пензы от 13 февраля 2009 года № 229 и составляет 2 629 000,0 руб. за 1 Гкал/час без учета НДС.

Срок действия тарифа с 1 марта 2009г. по 31 декабря 2011 года. Источник опубликования - газета «Пензенский городской вестник», № 11 (18 февраля 2009г.).

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

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей в городе Пенза не предусмотрена.

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

На котельной «Южная» не установлены коммерческие приборы учета отпуска тепловой энергии в сетевой воде. По этой причине фактические значения температуры и расхода сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах котельной «Южная» отсутствуют, что делает невозможным определение существующих проблем организации качественного теплоснабжения.

### 12.2. Описание существующих проблем организации надёжного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надёжности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей) от котельной представлены в табл. 12.1.

Таблица 12.1

Источник теплоснабжения	Существующие проблемы организации надёжного и безопасного теплоснабжения поселения	Рекомендации
Котельная «Южная»	Надёжность тепловой сети ниже нормативного значения	Перекладка участка теплосети «смена диаметров – ТК-1» длиной 1810 м и диаметром 800 мм. Строительство резервного трубопровода.
	Износ магистральных и квартальных тепловых сетей от котельной «Южная»	Разработка программы по плановой замене трубопроводов тепловой сети при превышении расчетных сроков эксплуатации

### 12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

Описание существующих проблем развития системы теплоснабжения от котельной «Южная» представлены в табл. 12.2.

Таблица 12.2

Источник теплоснабжения	Существующие проблемы развития систем теплоснабжения
Котельная «Южная»	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Разрегулированность систем теплоснабжения (потери от «перетопов»).</li><li>2. Нарушение гидравлических режимов тепловых сетей (завышенный расход теплоносителя) и сопутствующие ему «недотопы» и «перетопы» отдельных зданий.</li><li>3. Низкая надёжность системы теплоснабжения.</li><li>4. Физический износ основного оборудования.</li></ol>

### Список использованных источников

1. Федеральный закон от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении».
2. Федеральный Закон Российской Федерации от 23.11.2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
3. Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».
4. Временная инструкция по приёмке тепловой изоляции котлов из монтажа. СО 153-34.25.401. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1975.
5. ГОСТ 26944-86. Котлы паровые стационарные с естественной циркуляцией. Общие технические требования.
6. ГОСТ 27510-87. Котлы теплофикационные водогрейные. Общие технические требования.
7. Инструкция по организации в Минэнерго России работы по расчёту и обоснованию нормативов удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электрических станций и котельных (утверждена приказом Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. № 323).
8. Инструкция по организации и объёму химического контроля вводно-химического режима на ТЭС. СО 153-34.37.303-2003.
9. Инструкция по нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для ТЭС и котельных. СО 34.02.303-98 М., СПО ОРГРЭС, 1998.
10. Инструкция по расчёту и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. И 34-70-030-87.- М.: СПО Союзтехэнерго, 1987.
11. Методика оценки технического состояния котельных установок до и после ремонта. СО 34.26.617-97. М., СПО ОРГРЭС, 1998.
12. Методика оценки технического состояния паротурбинных установок до и после ремонта и в период между ремонтами. СО 34.20.581-96. М., СПО ОРГРЭС, 1998.
13. Методика расчёта задания по степени использования резервов тепловой экономичности оборудования АО энергетики и АО-ТЭС. СО 34.08.560-00, М, СПО ОРГРЭС, 2000.
14. Методика расчёта расхода тепла на технологические нужды водоподготовительных установок: СО 34.37.530-98. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1998.
15. Методика экспресс-оценки экономической эффективности энергосберегающих мероприятий на ТЭС. СО 34.09.321-2002 - М., СПО ОРГРЭС, 2003.
16. Методические указания по анализу изменения удельных расходов топлива на электростанциях и в энергообъединениях. СО 34.08.559-96 – М, СПО ОРГРЭС, 1997.
17. Методические указания по нормированию расходов тепла на отопление и вентиляцию производственных зданий тепловых электростанций (МУ 34-70-079-84) СО 153-34.09.210 – М.: СПО Союзтехэнерго, 1984.

18. Методические указания по организации учёта топлива на тепловых электростанциях. СО 34.09.105-96. М. СПО ОРГРЭС, 1997.
19. Методические указания по прогнозированию удельных расходов топлива. СО 153-34.0-09.115-98 – М, СПО ОРГРЭС, 1999.
20. Методические указания по проведению эксплуатационных испытаний котельных установок для оценки качества ремонта. СО 34.26.303-98 М., СПО ОРГРЭС, 2000.
21. Методические указания по составлению отчёта электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования. СО 153-34.08.522-95 М, СПО ОРГРЭС, 1995.
22. Методические указания по составлению отчёта ТЭС о техническом использовании оборудования. СО 153-34.08.556-99– М, СПО ОРГРЭС, 1999.
23. Методические указания по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования ТЭС. СО 153-34.09.155-93 М. СПО ОРГРЭС, 1993 г с изменением №1 1993.
24. Методические указания по составлению режимных карт котельных установок и оптимизации управления ими. СО 34.25.514-96. М, СПО ОРГРЭС, 1998.
25. Методические указания по эксплуатационному контролю за состоянием сетевых подогревателей. СО 153- 34.40.505 - М.: СПО Союзтехэнерго, 1985.
26. Методические указания по наладке систем технического водоснабжения ТЭС. СО 34.22.401-95 – М, СПО ОРГРЭС, 1998.
27. Методические указания по определению обеспеченности электрической мощности ЭС циркуляционными системами водоснабжения. СО 34.1-22.508-2001. М, СПО ОРГРЭС, 2001.
28. Положение о нормировании расхода топлива на ЭС. СО 153-34.09.154-99, М, СПО ОРГРЭС, 1999.
29. Руководящие указания по сведению месячного пароводяного баланса на ТЭС. СО 153-34.09.110 – М, ГЭУ при Госплане СССР, 1962.
30. СНиП II-35-76 (с изм. 1978, 1 1998). Котельные установки.
31. СНиП 23-01-99 Строительная климатология. Москва, 2000 г.
32. Типовая инструкция по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей). СО 34.20.507-98, М, СПО ОРГРЭС, 1998.
33. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. М, МЭИ, 2001.
34. Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения, утверждённые приказом Минэнерго России от 29 декабря 2012 г.
35. Экспресс-анализ зависимости эффективности транспорта тепла от удалённости потребителей. Новости теплоснабжения, №6, 2006.