

# **РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА ПЕНЗЫ**



## **Книга 2**

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

**Том 8. Система теплоснабжения  
от котельной ОАО «Энергоснабжающее  
предприятие»**

**Утверждаю**

Генеральный директор  
ОАО «Энергоснабжающее предприятие»

\_\_\_\_\_ И.Н. Кольцов

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2013 г.

## **Книга 2**

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

**Том 8. Система теплоснабжения от котельной  
ОАО «Энергоснабжающее предприятие»**

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 теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	6
Часть 2. Источник тепловой энергии .....	8
2.1. Структура основного оборудования котельной ОАО «ЭСП» .....	8
2.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки.....	8
2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности котельной ОАО «ЭСП» .....	9
2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто котельной ОАО «ЭСП» .....	9
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 ОАО «ЭСП» .....	10
2.6. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источника тепловой энергии, в том числе обоснование выбора графика изменения температур теплоносителя от котельной ОАО «ЭСП».....	10
2.7. Среднегодовая загрузка оборудования и особенности его загрузки в период зимнего максимума потребления тепловой энергии и летнего минимума потребления тепловой энергии.....	10
2.8. Способы учета тепла, отпущенного потребителям от котельной ОАО «ЭСП».....	11
2.9. Статистика отказов и восстановлений основного оборудования котельной ОАО «ЭСП» за 2009 – 2011 гг. ....	11
2.10. Перечень предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной ОАО «ЭСП» .....	11
2.11. Средневзвешенное значение УРУТ на выработку тепловой энергии по котельной ОАО «ЭСП».....	11
Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты .....	12
3.1. Описание структуры тепловых сетей от котельной ОАО «ЭСП», от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов или до ввода в жилой квартал или промышленный объект ..	12
3.2. Электронные карты (схемы) тепловых сетей в зоне действия котельной ОАО «ЭСП» .....	12
3.3. Параметры тепловых сетей, тип изоляции, тип прокладки, материальная характеристика трубопроводов системы теплоснабжения от котельной ОАО «ЭСП».....	12
3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.....	17
3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов .....	17
3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности .....	17
в тепловые сети с анализом их обоснованности .....	17
3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.....	17
3.8 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики.....	17
3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет.....	17
3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет.....	17
3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных	

(текущих) ремонтов .....	18
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 .....	18
3.13. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя .....	18
3.14. Оценка тепловых потерь в тепловых сетях.....	19
3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.....	19
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 .....	19
* Фактическая тепловая нагрузка ГВС определена по данным приборов учета, установленных у потребителей.....	19
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 .....	20
3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи .....	20
3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.....	20
3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления .....	20
3.21. Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию .....	20
Бесхозяйственные тепловые сети не выявлены. ....	20
Часть 4. Зона действия источника тепловой энергии.....	21
4.1. Описание существующей зоны действия котельной ОАО «ЭСП» во всех системах теплоснабжения на территории городского округа.....	21
Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зоне действия источника тепловой энергии.....	22
5.1. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха по видам теплопотребления .....	22
5.2. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом по видам теплопотребления .....	24
5.3. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение .....	26
Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	28
6.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по котельной ОАО «ЭСП».....	28
6.2. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по котельной ОАО «ЭСП» .....	28
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.....	28
6.4. Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения .....	29

6.5. Резервы тепловой мощности нетто котельной ОАО «ЭСП» и возможности расширения технологической зоны действия котельной ОАО «ЭСП» в зоны действия с дефицитом тепловой мощности.....	29
Часть 7. Балансы теплоносителя .....	30
Часть 8. Топливные балансы источника тепловой энергии и система обеспечения топливом....	31
Часть 9. Надежность теплоснабжения.....	32
9.1. Описание показателей надежности (вероятность безотказной работы, коэффициент готовности, живучесть).....	32
9.2. Методика определения надёжности работы теплосети.....	33
9.3. Расчёт надёжности работы теплосети котельной ОАО «ЭСП» .....	38
Раздел 10. Техничко-экономические показатели работы котельной ОАО «ЭСП» г. Пенза.....	41
Раздел 11. Тарифы на тепловую энергию.....	42
Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системе теплоснабжения поселения, городского округа .....	43
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).....	43
12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.....	43
Список использованных источников.....	44

## Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения

### 1.1 Описание зон деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций

#### 1.1.1. Общая характеристика источника тепловой энергии

Котельная ОАО «ЭСП» расположена по адресу: г. Пенза, ул. Антонова, 3. Место расположения котельной ОАО «ЭСП» на карте города представлено на рис. 1.1.



**Рис. 1.1. Место расположения котельной ОАО «ЭСП» 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.

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. Температурный график теплосети 150/70 °С. Продолжительность отопительного периода составляет 4968 ч., неотапительного – 3792 ч. Трубопроводы тепловой сети выполнены в двухтрубном исполнении подземной и надземной прокладки. Тепловая изоляция выполнена из минераловатных материалов и пенополиуретана.

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

Перечень теплосетевых организаций, получающих и распределяющих тепловую энергию от котельной ОАО «ЭСР» по договорам на теплоснабжение, с указанием принадлежности тепловых сетей представлен в таблице 1.1.

Таблица 1.1

Источник теплоснабжения	Принадлежность источника	Тепловые сети	Теплосетевая организация, эксплуатирующая тепловые сети	Принадлежность тепловых сетей
Котельная ОАО «ЭСР»	ОАО «Энергоснабжающее предприятие»	Магистральные	ОАО «Энергоснабжающее предприятие»	ОАО «Энергоснабжающее предприятие»
		Внутриквартальные	ОАО «Энергоснабжающее предприятие»	ОАО «Энергоснабжающее предприятие»

## Часть 2. Источник тепловой энергии

### 2.1. Структура основного оборудования котельной ОАО «ЭСР»

Установленная тепловая мощность котельной ОАО «ЭСР» – 224,0 Гкал/ч.

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

Таблица 2.1

Наименование предприятия	Установленная мощность источника тепловой энергии		Располагаемая мощность источника тепловой энергии		Фактическая 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, Гкал/ч	
Котельная ОАО «ЭСР»	200	50	200	50	51,7	0	природный газ / мазут

Таблица 2.2

Наименование предприятия	Основное энергетическое оборудование			
	Марка котла	Количество котлов	Завод изготовитель	Год изготовления / ввода
Котельная ОАО «ЭСР»	КВГМ-100 ст. № 1	1	Дорогобужский котельный завод	1979 / 1991
	КВГМ-100 ст. № 2	1	Дорогобужский котельный завод	1978 / 1989
	ДЕ 25-14 ГМ ст. № 3	1	Бийский котельный завод	1977 / 1983
	ДЕ 25-14 ГМ ст. № 4	1	Бийский котельный завод	1977 / 1983

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

Состав парка котельного оборудования, паспортные производительности котлов и параметры теплоносителей на выходе из котлов котельной ОАО «ЭСР» приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3

Тип (марка) котла	Параметры теплоносителя на выходе из котла		Производительность	
	Давление, кгс/см <sup>2</sup>	Температура, °С	По воде, Гкал/ч	По пару, т/ч
<b>Водогрейные котлы</b>				
КВГМ-100 ст. № 1	25	150	100	0
КВГМ-100 ст. № 2	25	150	100	0
<b>Паровые котлы</b>				
ДЕ 25-14 ГМ ст. № 3	14	195	0	25
ДЕ 25-14 ГМ ст. № 4	14	195	0	25



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

### 2.3.1 Ограничения тепловой мощности

Установленные ограничения тепловой мощности котлов:

1. Водогрейный котел КВГМ-100 ст. № 1 – ограничений не установлено;
2. Водогрейный котел КВГМ-100 ст. № 2 - ограничений не установлено;
3. Паровой котел ДЕ 25-14 ГМ ст. № 3 - ограничений не установлено;
4. Паровой котел ДЕ 25-14 ГМ ст. № 4 - ограничений не установлено.

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

Ограничения тепловой мощности оборудования котельной ОАО «ЭСП» отсутствуют. Значение располагаемой тепловой мощности соответствует установленной тепловой мощности оборудования котельной и составляет 224,0 Гкал/ч.

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

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	тыс. Гкал	139,125	152,542	158,225	172,092	172,221
2	Собственные нужды котельной, в т.ч.:	тыс. Гкал	3,193	3,696	3,834	4,438	4,441
2.1	в паре	тыс. Гкал	0,960	1,110	1,150	1,330	1,330
2.2	в горячей воде	тыс. Гкал	2,233	2,586	2,684	3,108	3,111
3	Расход тепла на собственные нужды, % от выработки	%	2,30	2,42	2,42	2,58	2,58
4	Всего отпущено тепловой энергии с коллекторов	тыс. Гкал	135,932	148,846	154,391	167,654	167,780
5	Затрачено условного топлива	тыс. тут	22,672	24,810	25,735	27,009	27,029

По статистике последних пяти лет величина потребления тепловой энергии на собственные нужды котельной составила 2,47 % от объема вырабатываемой тепловой энергии. Величина тепловой мощности нетто котельной ОАО «ЭСП» за 2012 г. составляет 218,2 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 ОАО «ЭСП»**

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

Таблица 2.5

Ст. №	Наименования котлов и турбин	Год ввода в эксплуатацию	Год проведения капитального ремонта	Год проведения экспертизы промышленной безопасности	
				Последней	Следующей
1	КВГМ-100	1991	-	2011	2015
2	КВГМ-100	1989	1993	2012	2016
3	ДЕ 25-14 ГМ	1983	-	2011	2015
4	ДЕ 25-14 ГМ	1983	-	2011	2015

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 ОАО «ЭСП»**

Для системы теплоснабжения г. Пенза отпуск тепловой энергии принят по режиму центрального качественного регулирования в диапазоне температур наружного воздуха от + 8 °С до - 29 °С. Расчетный температурный график – 150/70 °С.

## **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 ОАО «ЭСП»**

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

Таблица 2.6

Расчётный год	Выработка тепловая энергии, Гкал/год	Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	Среднечасовой отпуск, Гкал/ч	Среднегодовая загрузка оборудования, %
2008	139125	224	16,47	7,35
2009	152542	224	18,11	8,08
2010	158225	224	18,78	8,39
2011	172092	224	20,43	9,12
2012	172221	224	20,39	9,10

Анализ данных, приведённых в таблице 2.6, показывает, что среднегодовая загрузка оборудования котельной ОАО «ЭСП» за период 2008–2012 гг. составляла 8,46 %. Соответственно имеется значительный резерв тепловой мощности.

### **2.7.2. Особенности загрузки оборудования котельной ОАО «ЭСП» в период зимнего**

## **максимума потребления тепловой энергии и летнего минимума потребления тепловой энергии**

Поскольку присоединённая тепловая нагрузка потребителей значительно ниже установленной тепловой мощности котельной, то, как правило, в работе находится один водогрейный котёл КВГМ-100.

### **2.8. Способы учета тепла, отпущенного потребителям от котельной ОАО «ЭСП»**

Приборы коммерческого учета тепла отпускаемого потребителям, на котельной отсутствуют.

### **2.9. Статистика отказов и восстановлений основного оборудования котельной ОАО «ЭСП» за 2009 – 2011 гг.**

Данные не предоставлены.

### **2.10. Перечень предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной ОАО «ЭСП»**

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

### **2.11. Средневзвешенное значение УРУТ на выработку тепловой энергии по котельной ОАО «ЭСП»**

Перечень целевых показателей эффективности котельной за 2008 – 2009 гг. приведён в таблице 2.7.

**Таблица 2.7**

<b>№ п/п</b>	<b>Показатель</b>	<b>Размерность</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
1	Средневзвешенный удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.у.т / Гкал	161,1	161,1	161,1	155,5	155,5
2	Собственные нужды	Гкал/ч	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49
3	Средневзвешенный удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг.у.т / Гкал	165,1	165,1	165,1	159,6	159,6
4	Удельный расход электроэнергии	кВт·ч/Гкал	31,2	30,2	29,1	30,4	28,3
5	Удельный расход теплоносителя	м <sup>3</sup> /Гкал	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5

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

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

Структура тепловых сетей системы теплоснабжения г. Пенза от котельной ОАО «ЭСП» представлена в таблице 3.1.

Таблица 3.1

<b>Система тепло-снабжения</b>	<b>Длина трубопроводов теплосети (в двухтрубном исполнении), м</b>	<b>Материальная характеристика трубопроводов теплосети, м<sup>2</sup></b>	<b>Внутренний объем систем теплоснабжения и теплопотребления, м<sup>3</sup></b>
Магистральные сети	10442,6	8154,3	2538,6
Квартальные сети	25406,7	4712,1	342,0
<b>Всего</b>	<b>35849,3</b>	<b>12866,4</b>	<b>2880,6</b>

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

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

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

Параметры магистральных тепловых сетей от котельной ОАО «ЭСП» представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Объем трубопровода, м <sup>3</sup>	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
Котельная	Котельная	50	0,704	канальная	38,91	72,00
Коллекторная	Коллекторная	0,5	0,704	канальная	0,39	0,72
Коллекторная	Коллекторная	0,5	0,704	канальная	0,39	0,72
Котельная	Коллекторная	75	0,704	надземная	58,36	108,00
Коллекторная	Коллекторная	2	0,704	канальная	1,56	2,88
Коллекторная	Коллекторная	2,5	0,704	надземная	1,95	3,60
УТ 1	УТ 2	95	0,614	надземная	56,23	119,70
УТ 2	УТ 3	90	0,614	надземная	53,27	113,40
Коллекторная	УТ 1	150	0,614	надземная	88,78	189,00
Коллекторная	Коллекторная	9	0,614	канальная	5,33	11,34
Коллекторная	Коллекторная	6	0,515	канальная	2,50	6,35
Врезка Ч.Л. Есина А.А	Задвижка	350	0,515	надземная	145,74	370,30
Врезка ЦТП "Лес. сказка"	Угол поворота	236	0,515	надземная	98,27	249,69
Задвижка	Врезка ЦТП "Лес. сказка"	186	0,515	надземная	77,45	196,79
УТ 4	УТ 8	160	0,515	надземная	66,62	169,28
Коллекторная	УТ 9	155	0,515	надземная	64,54	163,99
УТ 3	УТ 4	70	0,515	надземная	29,15	74,06
УТ 8	стена ТК-1	36	0,515	подвальная	14,99	38,09
УП 2	Врезка Ч.Л. Есина А.А	1034	0,515	надземная	430,56	1093,97
стена ТК-1	стена ТК-1	2,1	0,515	подвальная	0,87	2,22
стена ТК-1	ТК-1	2,3	0,515	подвальная	0,96	2,43
УТ 9		24	0,513	подвальная	9,92	25,30
УТ 3	Задвижка УТ 3	0,5	0,412	надземная	0,13	0,42
ТК-100 (Врезка)	ТК-101 (УТ 8 (опуск))	26,9	0,412	надземная	7,17	22,81
ТК-101 (УТ 8 (опуск))	ТК-102 (УТ 7 (смотровая))	29,9	0,412	подвальная	7,97	25,36
ТК-102 (УТ 7 (смотровая))	ТК-103 (УТ 6)	113,1	0,412	подвальная	30,14	95,91
Задвижка УТ 3	ТК-100 (Врезка)	169	0,412	надземная	45,04	143,31
ТК-4	Задвижка ТК-4	0,5	0,408	подвальная	0,13	0,42

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Объем трубопровода, м <sup>3</sup>	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
ТК-5	ТК-6	80	0,408	подвальная	20,91	67,20
ТК-6	ТК-7	119	0,408	подвальная	31,10	99,96
Угол поворота	Врезка ЦТП "УХО"	920	0,408	надземная	240,44	772,80
Задвижка ТК-1	стена ТК-1	1,39	0,408	подвальная	0,36	1,17
Врезка ЦТП "УХО"	ТК-57 "Лукойл"	250	0,408	надземная	65,34	210,00
Задвижка ТК-4		178	0,408	подвальная	46,52	149,52
Коллекторная	Коллекторная	1	0,408	канальная	0,26	0,84
Коллекторная	Коллекторная	4	0,408	канальная	1,05	3,36
Коллекторная	Коллекторная	5	0,408	надземная	1,31	4,20
Коллекторная	Коллекторная	0,4	0,408	канальная	0,10	0,34
Коллекторная	Коллекторная	0,4	0,408	канальная	0,10	0,34
Коллекторная	Коллекторная	2	0,408	канальная	0,52	1,68
Коллекторная	Задвижка	4	0,408	канальная	1,05	3,36
Задвижка	Коллекторная	0,6	0,408	канальная	0,16	0,50
Коллекторная	Коллекторная	7	0,408	канальная	1,83	5,88
	ТК-5	155,5	0,408	подвальная	40,64	130,62
стена ТК-1	ТК-2	150	0,408	подвальная	39,20	126,00
	УП 2	36	0,408	подвальная	9,41	30,24
ТК-2	ТК-3	46	0,406	подвальная	11,90	38,46
ТК-3		74	0,406	подвальная	19,15	61,86
		0,5	0,406	подвальная	0,13	0,42
	ТК-4	0,5	0,406	подвальная	0,13	0,42
УТ 20	ТК-82	60	0,357	подвальная	12,01	45,00
ТК-57 "Лукойл"	ТК-58	40	0,313	подвальная	6,15	26,32
ТК-59	ТК-60	133	0,313	подвальная	20,46	87,51
ТК-60	стена ТК-61 (стр. УТ 1)	160	0,313	подвальная	24,61	105,28
стена ТК-61 (стр. УТ 1)	ТК-61 (стр. УТ 1)	0,824	0,313	подвальная	0,13	0,54
ТК-58	ТК-59	116	0,313	подвальная	17,84	76,33
ТК-57 "Лукойл"	ТК-31	650	0,309	надземная	97,44	422,50
ТК-31	Врезка на ТП-1, ТП-2	360	0,309	надземная	53,97	234,00
Врезка мало-эт. застройки	Врезка на ЭУ№4,4А	295	0,309	надземная	44,22	191,75
Врезка на ТП-1, ТП-2	Врезка мало-	680	0,309	надземная	101,94	442,00

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Объем трубопровода, м <sup>3</sup>	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
	эт.застройки					
Врезка на ЭУ№4,4А	Задвижка	69	0,309	надземная	10,34	44,85
ТК-80	Задвижка	1	0,309	подвальная	0,15	0,65
Задвижка ТК-7	ЦТП-33	250	0,309	подвальная	37,48	162,50
УТ 17	Врезка на ФОК "Маяк"	72	0,309	надземная	10,79	46,80
Врезка на ФОК "Маяк"	УТ 19	1	0,309	надземная	0,15	0,65
УТ 19	УТ 20	100	0,309	надземная	14,99	65,00
Задвижка	УТ 16	29	0,309	подвальная	4,35	18,85
ТК-1	Задвижка ТК-1	3,175	0,309	подвальная	0,48	2,06
ТК-7	Задвижка ТК-7	1	0,309	подвальная	0,15	0,65
УТ 16	УТ 17	110	0,309	надземная	16,49	71,50
Задвижка	УТ 15	1	0,309	надземная	0,15	0,65
УТ 15	ТК-80	15	0,309	подвальная	2,25	9,75
ТК-59		1	0,259	надземная	0,11	0,55
ТК-70		161	0,259	надземная	16,96	87,91
	№1-4,вставки 1-2,1-4	1	0,259	надземная	0,11	0,55
ТК-61 (стр. УТ 1)	стена ТК-61 (стр. УТ 1)	1,236	0,259	подвальная	0,13	0,67
	ЦТП-27	5	0,259	канальная	0,53	2,73
ТК-32	Задвижка ТК-32	1	0,259	подвальная	0,11	0,55
ТК-31	ТК-32	96	0,259	подвальная	10,11	52,42
ТК-7	ЦТП-32	85	0,259	подвальная	8,95	46,41
ТК-82	Ввод теплосети	125	0,259	надземная	13,16	68,25
Задвижка ТК-32		3	0,259	подвальная	0,32	1,64
		1	0,259	канальная	0,11	0,55
Задвижка ТК-1	стена ТК-1	1,59	0,259	подвальная	0,17	0,87
ЦТП-32		34	0,259	канальная	3,58	18,56
стена ТК-61 (стр. УТ 1)		66	0,259	подвальная	6,95	36,04
ТК-61 (стр. УТ 1)	ТК-61 (стр. УТ 1)	2,061	0,259	подвальная	0,22	1,13
стена ТК-1	ТК-31	67	0,259	подвальная	7,06	36,58
	ТК-70	67,5	0,259	надземная	7,11	36,86
	Врезка в сущес т/с	73,5	0,259	надземная	7,74	40,13

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Объем трубопровода, м <sup>3</sup>	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
Врезка в сущес т/с		422	0,259	надземная	44,44	230,41
УТ 1	Задвижка УТ 1	8	0,207	подвальная	0,54	3,50
ТК-31	Задвижка ТК-31	1	0,207	подвальная	0,07	0,44
	ТК-16	62	0,207	подвальная	4,17	27,16
Врезка МУЗ "Гор. стом. пол."	Выход теплосети	34	0,207	канальная	2,29	14,89
	УТ 22	22	0,207	подвальная	1,48	9,64
УТ 30	УТ 23	32	0,207	надземная	2,15	14,02
УТ 22	УТ 30	45	0,207	надземная	3,03	19,71
Врезка Фабричной, 14	Врезка МУЗ "Гор. стом. пол."	9	0,207	канальная	0,61	3,94
Задвижка УТ 1	ТК-33	43	0,207	подвальная	2,89	18,83
ТК-33	Задвижка ТК-33	1	0,207	подвальная	0,07	0,44
Задвижка ТК-33		52	0,207	подвальная	3,50	22,78
Ввод теплосети	Врезка Фабричной, 14	18	0,207	канальная	1,21	7,88
Выход теплосети		1,5	0,207	подвальная	0,10	0,66
Задвижка ТК-31		11	0,207	подвальная	0,74	4,82
Врезка ЦТП "УХО"		0,5	0,207	надземная	0,03	0,22
		6	0,207	надземная	0,40	2,63
ЦТП-33	ЦТП-33	24	0,207	канальная	1,61	10,51
ЦТП-33	ТК-41 (стр. УТ №8)	4,35	0,207	подвальная	0,29	1,91
УТ 23	УП 1	23	0,207	подвальная	1,55	10,07
УП 1	УП 2	9,5	0,207	подвальная	0,64	4,16
УП 3	УП 4	11	0,207	подвальная	0,74	4,82
УП 4	ТК-1	3,433	0,207	подвальная	0,23	1,50
ТК-1	стена ТК-1	0,567	0,207	подвальная	0,04	0,25
УП 2	УП 3	59,5	0,207	подвальная	4,00	26,06
	Пензгорстрой-к (2 ж/д)	212,2	0,207	подвальная	14,28	92,94
Пензгорстрой-к (2 ж/д)	перспектива 1,2,3,11,2 ж/д,д/с	277,1	0,207	подвальная	18,64	121,37
<b>Всего</b>		<b>10442,6</b>			<b>2538,6</b>	<b>8154,3</b>



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

На магистральных тепловых сетях котельной ОАО «ЭСП» установлено 421 задвижка.

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

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

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

Для системы теплоснабжения от котельной ОАО «ЭСП» принято качественное регулирование отпуска тепловой энергии в сетевой воде потребителям. Расчетный температурный график – 150/70 °С при расчетной температуре наружного воздуха - 29 °С.

### **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 не установлены.

### **3.8 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики**

Системы отопления присоединены по элеваторной схеме смешения. Расчетные параметры на источнике тепла  $P_1 = 9,5 \text{ кг/см}^2$ .  $P_2 = 2,5 \text{ кг/см}^2$ .

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

Статистика отказов тепловых сетей от котельной ОАО «ЭСП» представлена в таблице 3.3.

Таблица 3.3

Показатель	2007	2008	2009	2010	2011
Количество отказов	19	19	14	12	5

Причина отказов :

- 97% - коррозия;
- 3% - механические повреждения трубопроводов.

Распределение отказов по трубопроводам:

- 8% - магистральные;
- 92% - внутриквартальные.

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

Среднее время на восстановление работоспособности тепловых сетей (или продолжительность аварийно-восстановительного ремонта) - 5 часов.

### **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 ОАО «ЭСП» 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, объём и периодичность которых определены в ПТЭ. Информация о соблюдении требований ПТЭ по выполнению необходимых испытаний теплосетей представлена в таблице 3.4.

Таблица 3.4

<b>Наименование</b>	<b>Периодичность проведения работ</b>	<b>Дата проведения</b>	<b>Статус</b>
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 ОАО «ЭСП» отсутствуют.

### 3.14. Оценка тепловых потерь в тепловых сетях

Оценка тепловых потерь в магистральных тепловых сетях в системе теплоснабжения от котельной ОАО «ЭСП» выполнялась на основании данных расчётов, проводимых ОАО «Энергоснабжающее предприятие». Результаты расчетов тепловых потерь через изоляцию трубопроводов тепловых сетей и с утечками теплоносителя за 2008 – 2012 гг. представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Отчётный год				
			2008	2009	2010	2011	2012
1	Потери тепловой энергии, в т.ч.:	Гкал	24600	27800	28100	30800	30300
1.1	через изоляционный конструкции теплопроводов	Гкал	20700	23300	23600	25900	25400
1.2	то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	15,23	15,65	15,29	15,45	15,14
1.3	с утечкой теплоносителя	Гкал	3900	4500	4500	4900	4900
1.4	то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	2,87	3,02	2,91	2,92	2,92
2	Потери теплоносителя	м <sup>3</sup>	31700	14600	18200	22300	22400

### 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. Приготовление горячей воды осуществляется в ЦТП и ИТП.

Значения суммарной тепловой нагрузки за 2012 г., покрываемой котельной ОАО «ЭСП», представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6

Источник теплоснабжения	Фактическая тепловая нагрузка, Гкал/ч			
	Отопление	Вентиляция	ГВС (средневед.)*	Суммарная
Котельная ОАО «ЭСП»	48,9	0,0	2,8	51,7

\* Фактическая тепловая нагрузка ГВС определена по факту реализации объёмов горячей воды, где часть объёмов определена по показаниям приборов учета, другая часть - по существующим нормативам потребления горячей воды

### **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 теплоснабжения	Балансовая принадлежность теплосетей	Эксплуатирующая организация	Обеспеченность потребителей приборами учета по годам, %						
			2013	2014	2015	2016	2017	2018 - 2022	2023 - 2027
Котельная ОАО «ЭСР»	ОАО «Энергоснабжающее предприятие»	ОАО «Энергоснабжающее предприятие»	77	78	80	85	90	100	100

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

Диспетчерская служба отсутствует.

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

Уровень автоматизации регуляторов температуры ГВС составляет 100 %. Уровень автоматизации регуляторов температуры отопления составляет 50 %.

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

Для защиты тепловых сетей от превышения давления на котельной и в ЦТП установлены сбросные клапаны.

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

Бесхозяйственные тепловые сети не выявлены.

## Часть 4. Зона действия источника тепловой энергии

### 4.1. Описание существующей зоны действия котельной ОАО «ЭСП» во всех системах теплоснабжения на территории городского округа

Существующая зона действия котельной ОАО «ЭСП» на территории городского округа, представлена на рис. 4.1.

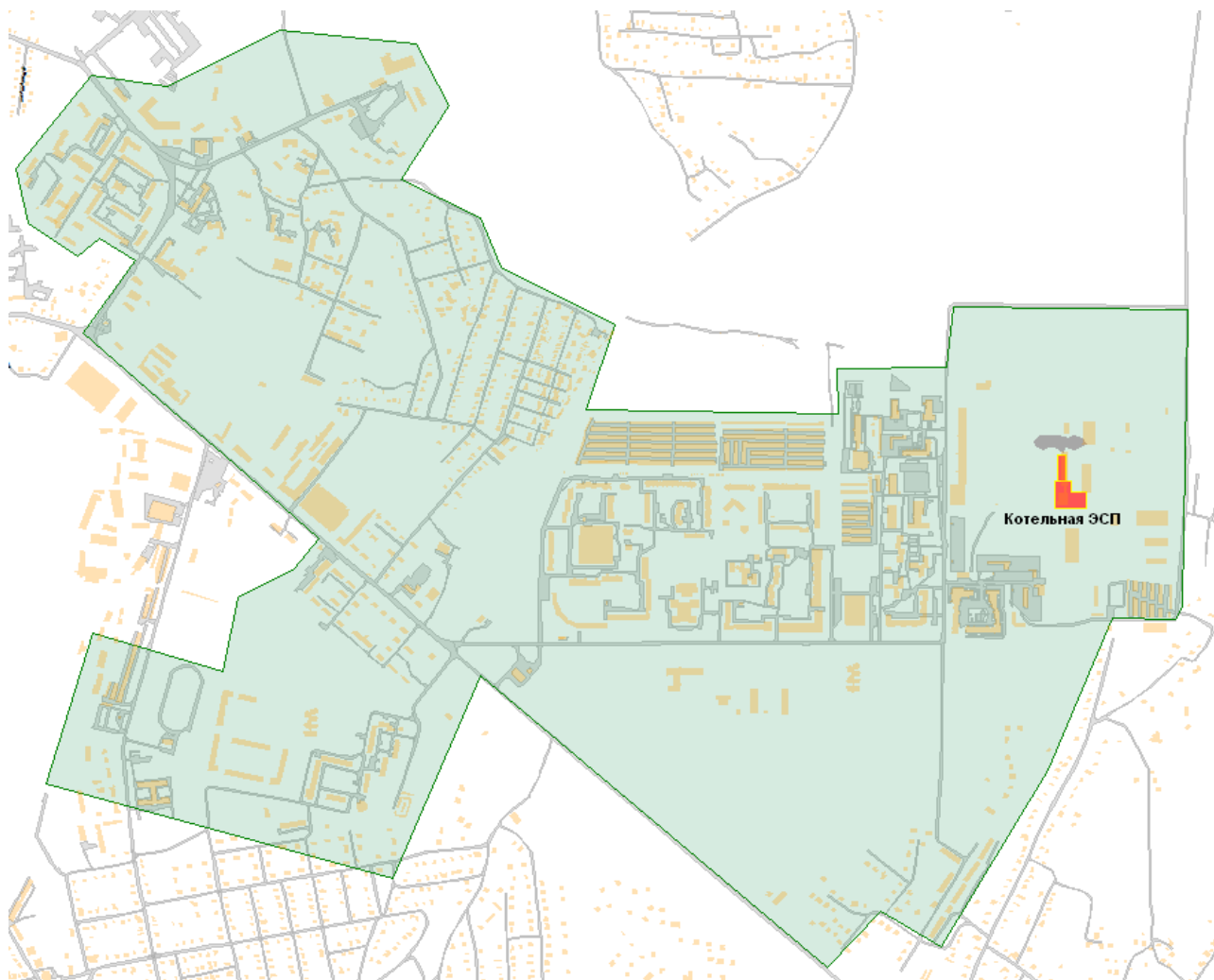


Рис. 4.1. Зона действия котельной ОАО «ЭСП»

## 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 ОАО «ЭСП» 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.

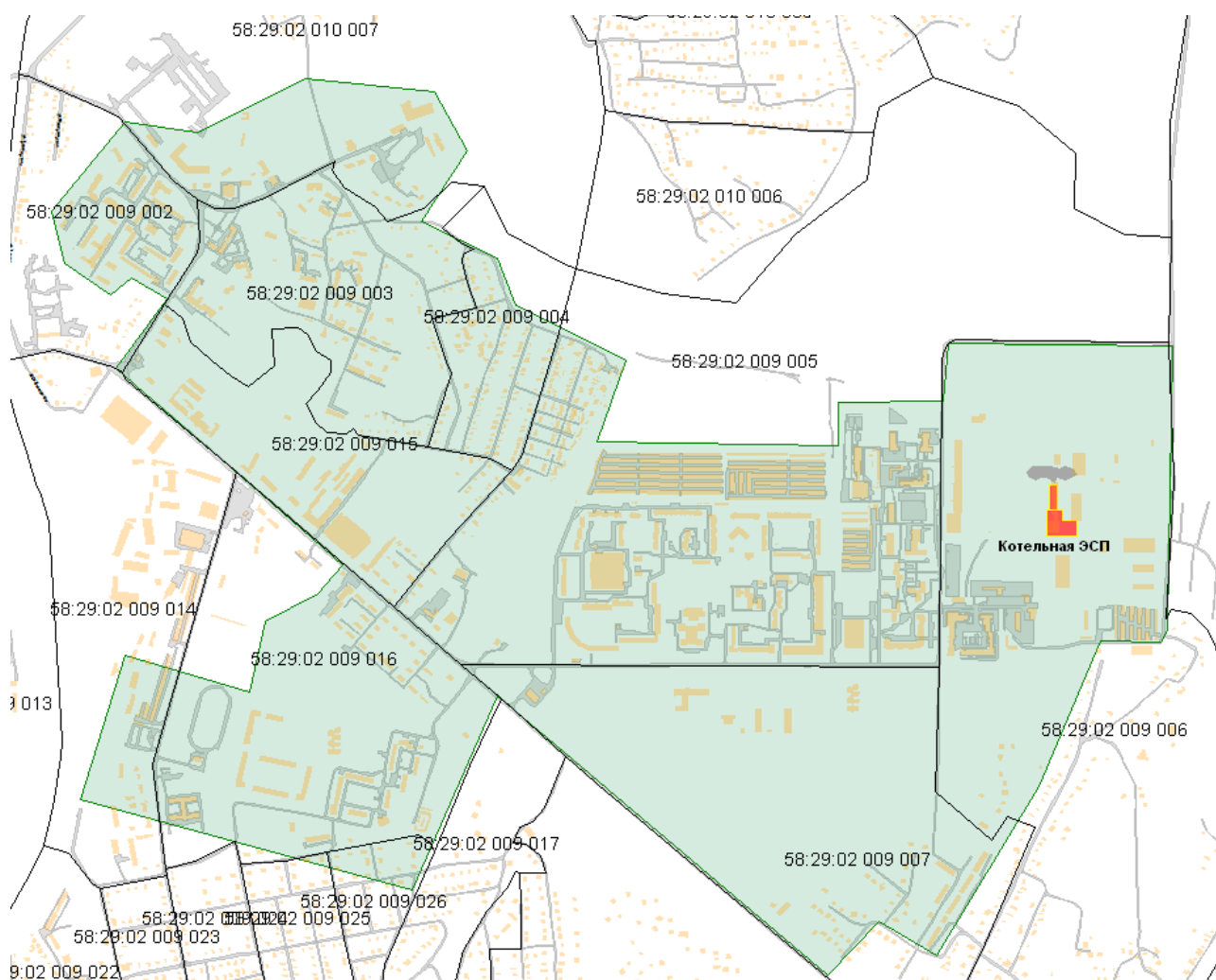


Рис. 5.1. Зона действия котельной ОАО «ЭСП» на схеме города с расчетными элементами территориального деления

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	2009002	282315,8	105219,1	35002,8	1189,8	1601	3,29	0	0,16	3,45
2	2009003	355212,1	56397,5	22448,1	2264,2	1027	2,65	0	0,04	2,69
3	2009005	1547780	495833,6	194531,1	28849,4	8895	20,78	0	1,51	22,28
4	2009006	1452723	144897	0	15919,9	0	4,87	0	0,01	4,88
5	2009007	729064,4	56944,1	39341,2	2120	1799	4,12	0	0,26	4,38
6	2009016	563879,9	120996,2	96661,7	2776,8	4420	9,00	0	0,80	9,80
7	2009025	82059,71	10222,7	0	3440	0	0,34	0	0,02	0,36
8	2010007	1009003	188693,9	29946,2	3652,6	1370	3,86	0	0,04	3,90

## 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

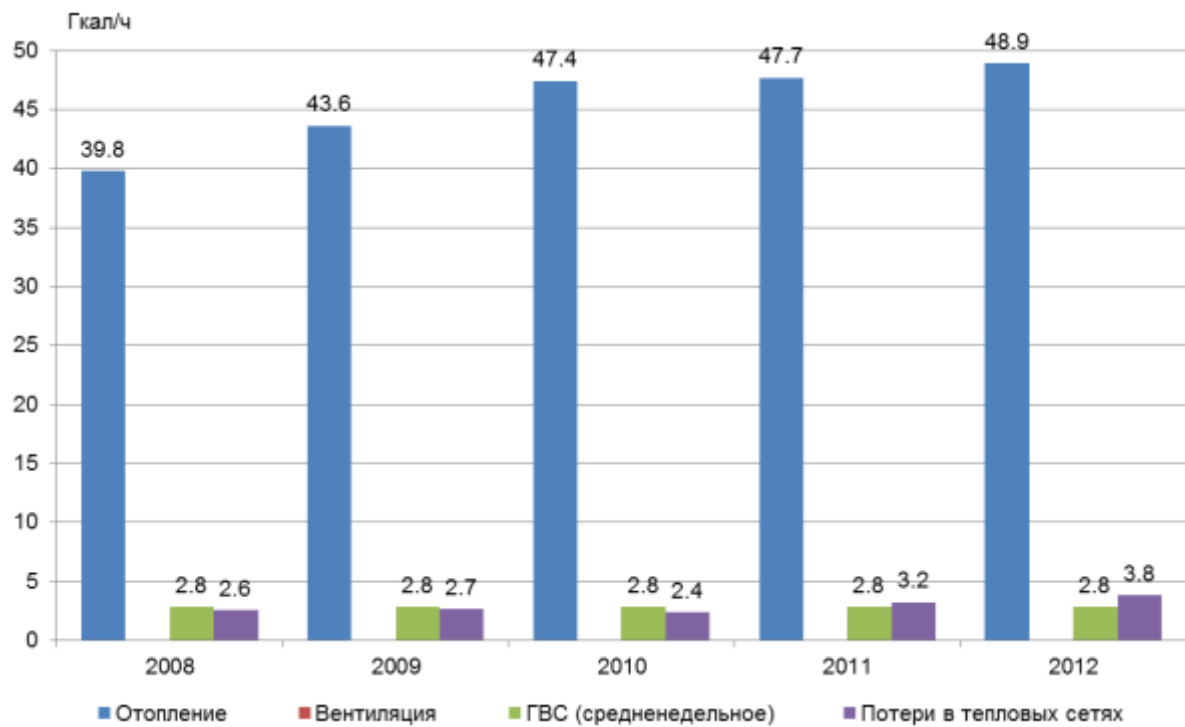
№ п/п	Наименование квартала	Потребление тепловой энергии на отопление и вентиляцию за отопительный период, Гкал	Потребление тепловой энергии на ГВС за отопительный период, Гкал	Суммарное потребление тепловой энергии за отопительный период, Гкал	Потребление тепловой энергии на ГВС за неотопительный период, Гкал	Суммарное потребление тепловой энергии за год, Гкал
1	2009002	6982,1	816,2	7798,4	567,8	8366,2
2	2009003	5630,8	213,9	5844,7	148,8	5993,5
3	2009005	44145,1	7481,9	51627,1	5204,8	56831,9
4	2009006	10347,8	37,6	10385,4	26,1	10411,6
5	2009007	8752,1	1287,5	10039,6	895,6	10935,2
6	2009016	19121,2	3961,7	23082,9	2755,9	25838,8
7	2009025	730,9	97,3	828,3	67,7	896,0
8	2010007	8203,9	213,0	8416,9	148,2	8565,0

Данные по подключённой тепловой нагрузке котельной и потерям в тепловой сети в период с 2008 по 2012 гг. представлены в таблице 5.3 и на рис. 5.2.

Таблица 5.3

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2008	2009	2010	2011	2012
1	Фактическая тепловая нагрузка котельной:	Гкал/ч	42,64	46,44	50,24	50,54	51,74
1.1	отопление	Гкал/ч	39,8	43,6	47,4	47,7	48,9
1.2	вентиляция	Гкал/ч	0	0	0	0	0
1.3	ГВС (средненедельное)	Гкал/ч	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84
2	Потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/ч	2,55	2,66	2,38	3,23	3,82





**Рис. 5.2. Фактическая присоединённая тепловая нагрузка котельной ОАО «ЭСП» в период с 2008 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 ОАО «ЭСР»**

Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенная тепловая нагрузка котельной в период с 2008 по 2012 гг. представлены в таблице 6.1.

**Таблица 6.1**

<b>№ п/п</b>	<b>Показатель</b>	<b>Ед. изм.</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
1	Установленная мощность котельной	Гкал/ч	224	224	224	224	224
2	Располагаемая мощность котельной	Гкал/ч	224	224	224	224	224
3	Собственные нужды котельной	Гкал/ч	5,14	5,43	5,43	5,78	5,78
4	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	218,9	218,6	218,6	218,2	218,2
5	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	2,55	2,66	2,38	3,23	3,82
6	Фактическая присоединённая тепловая нагрузка	Гкал/ч	42,64	46,44	50,24	50,54	51,74

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

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

**Таблица 6.2**

<b>№ п/п</b>	<b>Показатель</b>	<b>Ед. изм.</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
1	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	218,9	218,6	218,6	218,2	218,2
2	Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	2,55	2,66	2,38	3,23	3,82
3	Фактическая присоединённая тепловая нагрузка	Гкал/ч	42,64	46,44	50,24	50,54	51,74
4	Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	+173,7	+169,5	+166,0	+164,5	+162,7

### **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 ОАО «ЭСР» пропускная способность тепломагистрали от коллекторной до мкр-на Маяк имеет ограничение по пропуску расчетного расхода теплоносителя, соответствующего присоединенной тепловой нагрузке.

Давление теплоносителя в обратных трубопроводах тепловых сетей у самых удаленных потребителей (жилые дома мкр-на Маяк) составляет  $P_2 = 5,5 \text{ кг/см}^2$ . Дальнейшее увеличение тепловой нагрузки, присоединяемой к существующей тепломагистрали коллекторная – Маяк, вызовет недопустимый рост давления в обратных трубопроводах систем отопления и превысит величину допускаемого рабочего давления для чугунных радиаторов, установленных в жилых домах старой застройки  $P_{\text{раб}} = 6,0 \text{ кг/см}^2$ .

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

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

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

На котельной ОАО «ЭСП» существуют резервы 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 ОАО «ЭСП».

## 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.	2008	2009	2010	2011	2012
Производительность ВПУ	т/ч	176	176	176	176	176
Располагаемая производительность ВПУ	т/ч	176	176	176	176	176
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0
Собственные нужды	т/ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя*	Ед.	2	2	2	2	2
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	1200	1200	1200	1200	1200
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	3,8	1,7	2,2	2,7	2,7
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	8,9	8,9	9,0	9,1	9,4
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч	60	60	60	60	60
Резерв(+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	172,2	174,3	173,8	173,3	173,3
Доля резерва	%	97,8	99,0	98,8	98,5	98,5

\* В настоящее время баки-аккумуляторы не задействованы

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

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

Калорийность газа составляет 8050 ккал/м<sup>3</sup>, калорийность мазута - 9496 ккал/кг .

Количество сожжённого основного и резервного топлив за 2008-2012 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	22,672	24,810	25,735	27,009	27,029
природный газ	тыс. тут	22,362	24,764	25,735	27,009	27,029
мазут	тыс. тут	0,185	0,0	0,0	0,0	0,0
прочие виды топлива	тыс. тут	0,125	0,046	0,0	0,0	0,0
Затрачено топлива, в т.ч.:	-	-	-	-	-	-
природный газ	тыс. м <sup>3</sup>	19,378	21,459	22,300	23,404	23,422
мазут	тыс. т	0,089	0,0	0,0	0,0	0,0
прочие виды топлива	тыс. т	0,135	0,032	0,0	0,0	0,0

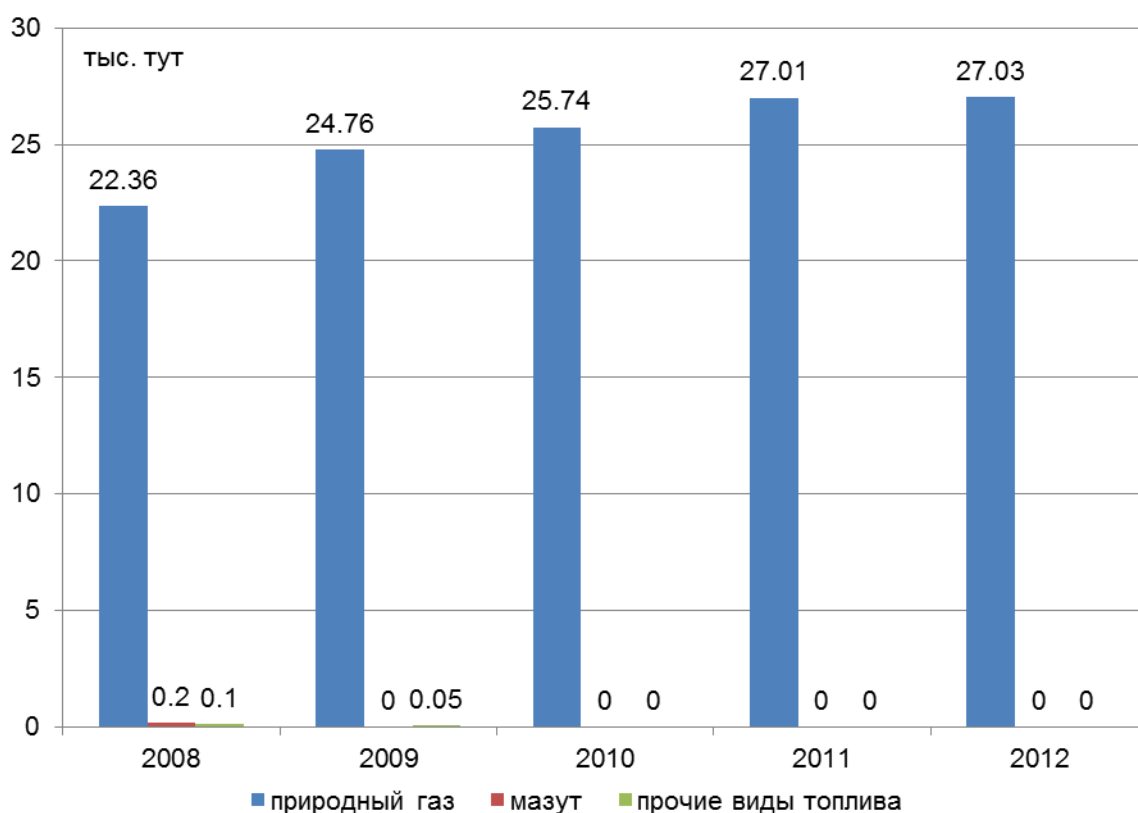


Рис. 8.1. Количество сожжённого основного и резервного топлив за 2008-2012 гг.

## **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 ОАО «ЭСП» 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, предоставленные котельной ОАО «ЭСП», недостаточно полные, 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

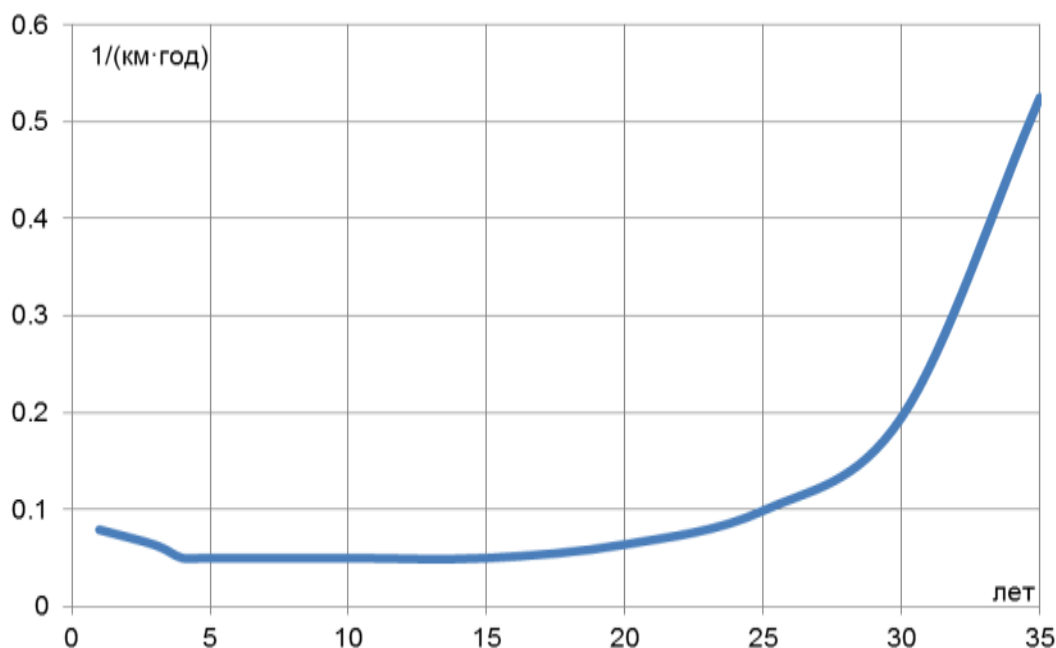


Рис. 9.1. Интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации участка тепловой сети

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 задании 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]:

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

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;  $L_{c.з}$  - 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  $L_{c.з}$  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»:

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

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:

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

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

- вычисляется вероятность безотказной работы участка тепловой сети относительно абонента

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

### 9.3. Расчёт надёжности работы теплосети котельной ОАО «ЭСП»

Для расчёта надёжности работы теплосети котельной ОАО «ЭСП» выбирается нерезервируемый участок Котельная – ул. Стрельбищенская (см. рис. 9.2).

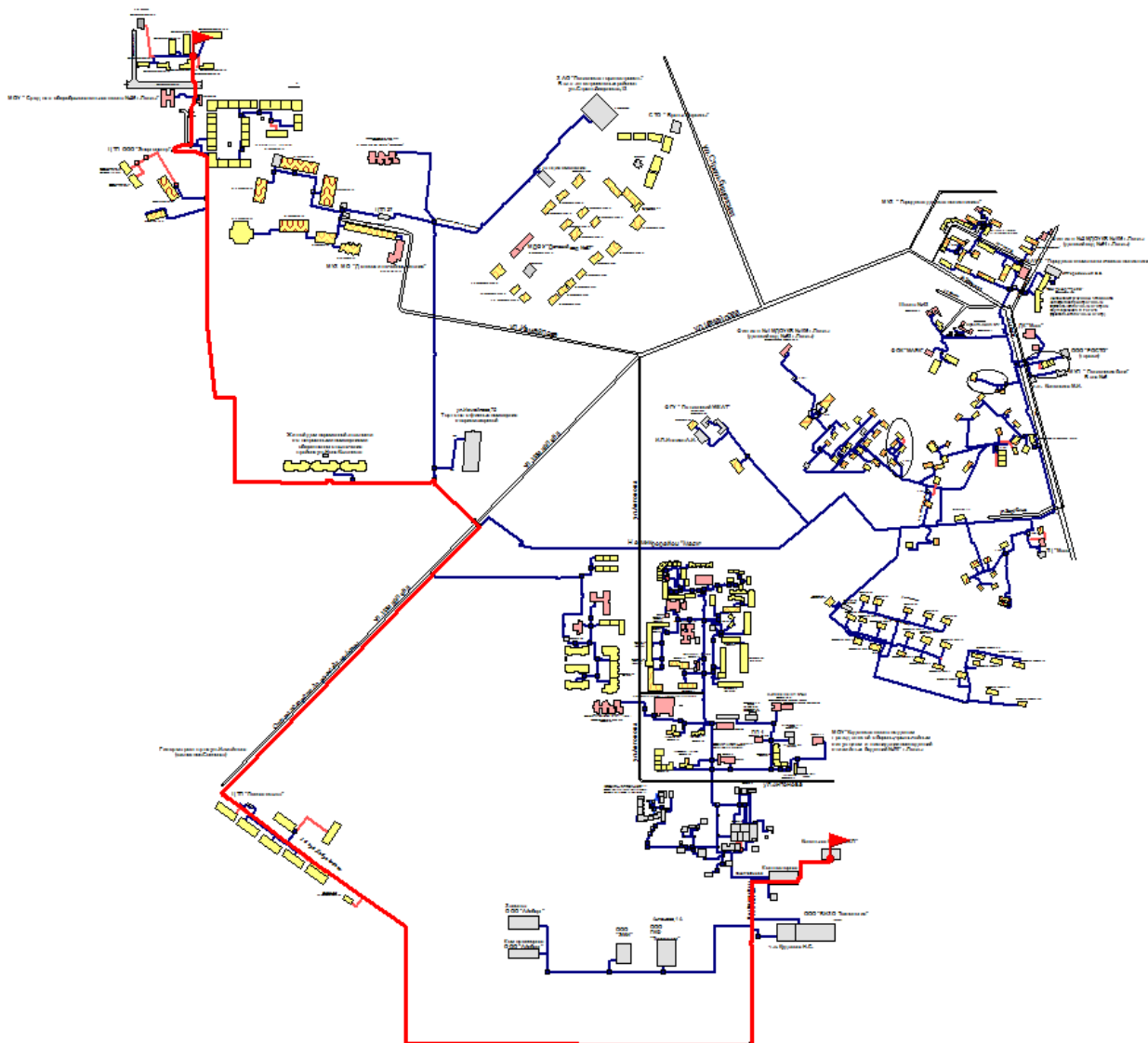


Рис. 9.2. Расчётный участок теплосети котельной ОАО «ЭСП»

Результаты расчёта участка Котельная – ул. Стрельбищенская приведены в таблице 9.3.

Таблица 9.3

Наименование участка		L, м	Год	D <sub>y</sub> , мм	z <sub>p</sub> , ч	λ, 1/(км·год)	Σ z̄, ед	ω̄, ед	P, ед	ПР, ед
Начало	Конец									
Котельная	Коллекторная	75	1983	700	8,4916	0,1440	0,0144	1,56E-04	0,99984	0,99984
Коллекторная	Коллекторная	5	1983	400	7,2730	0,1440	0,0036	2,59E-06	1,00000	0,99984
Коллекторная	Коллекторная	7	1983	400	7,2730	0,1440	0,0036	3,62E-06	1,00000	0,99984
Коллекторная	Коллекторная	0,4	1983	400	7,2730	0,1440	0,0036	2,07E-07	1,00000	0,99984
Коллекторная	Задвижка	4	1983	400	7,2730	0,1440	0,0036	2,07E-06	0,99999	0,99984

Наименование участка		L, м	Год	D <sub>y</sub> , мм	z <sub>p</sub> , ч	λ, 1/(км·год)	ΣZ̄, ед	ω̄, ед,	P, ед	PR, ед
Начало	Конец									
Задвижка	Коллекторная	0,6	1983	400	11,7934	0,1440	0,0746	6,45E-06	0,99999	0,99983
Коллекторная	УТ 9	155	1983	500	13,5722	0,1440	0,1117	2,49E-03	0,99751	0,99734
УТ 9	-	24	1983	500	13,5722	0,1440	0,1117	3,86E-04	0,99961	0,99695
-	УП 2	36	1983	400	11,7934	0,1440	0,0746	3,87E-04	0,99961	0,99657
УП 2	Врезка Ч,Л, Есина А,А	1034	1983	500	13,5722	0,1440	0,1117	1,66E-02	0,98350	0,98013
Врезка Ч.Л. Есина А.А	Задвижка	350	1983	500	13,5722	0,1440	0,1117	5,63E-03	0,99438	0,97462
Задвижка	Врезка ЦТП "Лес, сказка"	186	1983	500	14,1575	0,1440	0,1219	3,26E-03	0,99674	0,97145
Врезка ЦТП "Лес, сказка"	Угол поворота	236	1983	500	14,1575	0,1440	0,1219	4,14E-03	0,99587	0,96743
Угол поворота	Врезка ЦТП "УХО"	920	1983	400	12,2412	0,1440	0,0850	1,13E-02	0,98880	0,95660
Врезка ЦТП "УХО"	ТК-57 "Лукойл"	250	1983	400	12,2412	0,1440	0,0850	3,06E-03	0,99694	0,95368
ТК-57 "Лукойл"	ТК-58	40	1983	300	10,4191	0,1440	0,0453	2,61E-04	0,99974	0,95343
ТК-58	ТК-59	116	1983	300	10,4191	0,1440	0,0453	7,58E-04	0,99924	0,95271
ТК-59	задвижка	1	1997	250	9,5508	0,0500	0,0306	1,53E-06	0,99999	0,95270
задвижка	Врезка в сущес т/с	73,5	1997	250	7,8029	0,0500	0,0076	2,79E-05	0,99997	0,95268
Врезка в сущес т/с	-	422	1997	250	7,8029	0,0500	0,0076	1,60E-04	0,99984	0,95253
-	ТК-70	67,5	1997	250	7,8029	0,0500	0,0076	2,56E-05	0,99997	0,95250
ТК-70	задвижка	161	1997	250	7,8029	0,0500	0,0076	6,10E-05	0,99994	0,95244
задвижка	Ё1-4,вставки 1-2,1-4	1	1997	250	6,6902	0,0500	0,0014	6,91E-08	0,99999	0,95244
Ё1-4,вставки 1-2,1-4	стена на выходе из ЦТП	1	2003	150	6,3739	0,0500	0,0005	2,46E-08	0,99999	0,95244
стена на выходе из ЦТП	УТ I ООО "Артстрой"	68,46	2003	150	6,3739	0,0500	0,0005	1,69E-06	0,99999	0,95244
УТ I ООО "Артстрой"	30 с 41 нж	1	2003	100	6,2299	0,0500	0,0004	1,96E-08	0,99999	0,95244
30 с 41 нж	УТ 1	90,5	2003	100	6,3157	0,0500	0,0005	2,05E-06	0,99999	0,95244
УТ 1	УТ 2	12	2003	100	6,3157	0,0500	0,0005	2,72E-07	0,99999	0,95244
УТ 2	-	48	2003	100	6,3157	0,0500	0,0005	1,09E-06	0,99999	0,95244

Наименование участка		L, м	Год	D <sub>y</sub> , мм	z <sub>p</sub> , ч	λ, 1/(км·год)	ΣZ̄, ед	ω̄, ед,	P, ед	ПР, ед
Начало	Конец									
-	-	64,04	1988	100	6,3157	0,0810	0,0005	2,35E-06	0,99999	0,95244
-	-	7,5	1988	100	6,3157	0,0810	0,0005	2,75E-07	0,99999	0,95244
-	задвижка	0,5	2003	70	6,2057	0,0500	0,0004	9,37E-09	0,99999	0,95244
задвижка	-	37,03	2003	70	6,1745	0,0500	0,0004	6,53E-07	0,99999	0,95243
-	-	14	2003	70	6,1745	0,0500	0,0004	2,47E-07	0,99999	0,95243
-	ул, Стрельбищенская	87,16	2003	70	6,1745	0,0500	0,0004	1,54E-06	0,99999	<b>0,95243</b>

По результатам расчёта надёжности участка теплосети от котельной ОАО «ЭСП», представленного в таблице 9.3, вероятность безаварийной работы участка Котельная - ул. Стрельбищенская составляет 0,95243, что соответствует нормативу.

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

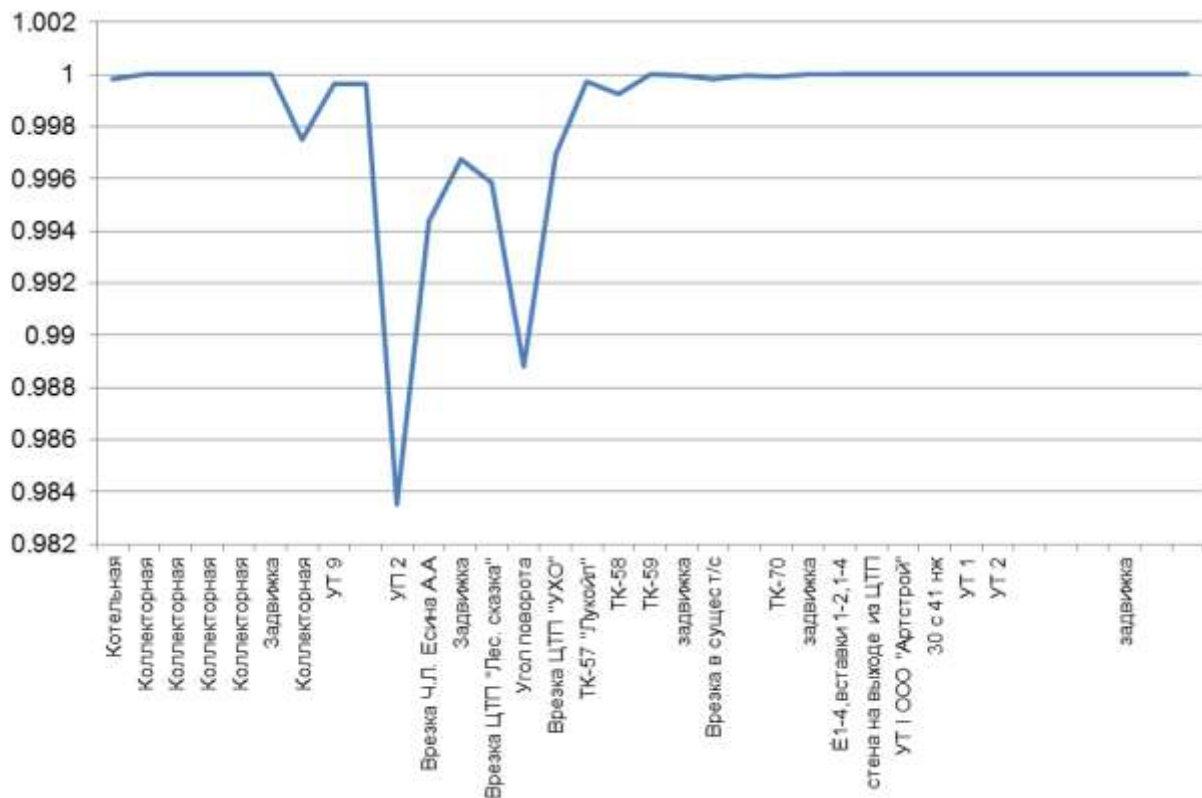


Рис. 9.3. Вероятности безаварийной работы каждого элемента участка Котельная – ул. Стрельбищенская



**Раздел 10. Технико-экономические показатели работы  
котельной ОАО «ЭСП» г. Пенза**

Данные не предоставлены.

## **Раздел 11. Тарифы на тепловую энергию**

Данные не предоставлены.

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

На котельной ОАО «ЭСП» 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 ОАО «ЭСП» 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 «ЭСП»	Пропускная способность тепломагистрали от коллекторной до мкр-на Маяк имеет ограничение по пропуску расчетного расхода теплоносителя, соответствующего присоединенной тепловой нагрузке	Строительство новых трубопроводов.
	Износ теплообменного оборудования ЦТП.	Разработка программы по замене подогревателей.
	Износ магистральных и квартальных тепловых сетей от котельной ОАО «ЭСП»	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 ОАО «ЭСП» представлены в табл. 12.2.

Таблица 12.2

Источник теплоснабжения	Существующие проблемы развития систем теплоснабжения
Котельная «ЭСП»	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Нарушение гидравлических режимов тепловых сетей (завышенный расход теплоносителя)</li><li>2. Превышенное давление сетевой воды в обратных трубопроводах в мкр-не «Маяк»</li><li>3. Износ теплообменного оборудования ЦТП.</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 22.02.2012 г. № 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.