

# **РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА ПЕНЗЫ**



## **Книга 2**

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

**Том 1. Система теплоснабжения  
от Пензенской ТЭЦ-1**

**Утверждаю**

Главный инженер  
Пензенского филиала ОАО «ТГК-6»  
\_\_\_\_\_ А.Н. Заев

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2013 г.

## **Книга 2**

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

#### **Том 1. Система теплоснабжения от Пензенской ТЭЦ-1**

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 г. Пенза от Пензенской ТЭЦ-1 .....	7
1.1. Описание зоны деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	7
Часть 2. Источник тепловой энергии .....	9
2.1. Структура основного оборудования Пензенской ТЭЦ-1.....	9
2.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки.....	10
2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности Пензенской ТЭЦ-1 .....	12
2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды Пензенской ТЭЦ-1.....	16
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 ТЭЦ-1 .....	19
2.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок ТЭЦ-1 ....	20
2.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от Пензенской ТЭЦ-1 с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя .....	23
2.8. Среднегодовая загрузка оборудования и особенности его загрузки в период зимнего максимума потребления тепловой энергии и летнего минимума потребления тепловой энергии.....	24
2.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети .....	33
2.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования Пензенской ТЭЦ-1 .....	35
2.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации Пензенской ТЭЦ-1 .....	36
2.12. Парковый ресурс теплофикационных турбоагрегатов Пензенской ТЭЦ-1.....	36
2.13. Срок службы паровых и водогрейных котлоагрегатов Пензенской ТЭЦ-1.....	37
2.14. Средневзвешенное значение УРУТ на отпуск электроэнергии и тепловой энергии Пензенской ТЭЦ-1 .....	38
2.15. Среднегодовой коэффициент теплофикации Пензенской ТЭЦ-1.....	38
Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты.....	39
3.1. Описание структуры тепловых сетей от Пензенской ТЭЦ-1, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов или до ввода в жилой квартал или промышленный объект .....	39
3.2. Электронные карты (схемы) тепловых сетей в зоне действия Пензенской ТЭЦ-1.....	39
3.3. Параметры тепловых сетей, тип изоляции, тип прокладки, материальная характеристика трубопроводов системы теплоснабжения от Пензенской ТЭЦ-1.....	39
3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.....	48
3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов.....	48

3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности .....	49
3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети .....	49
3.8 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики .....	51
3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет .....	52
3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет.....	54
3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов .....	54
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.....	54
3.13. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя .....	55
3.14. Оценка тепловых потерь в тепловых сетях .....	55
3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения .....	56
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 .....	56
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 .....	56
3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи .....	58
3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.....	60
3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.....	60
3.21. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию .....	60
Часть 4. Зона действия источника тепловой энергии.....	62
4.1. Описание существующей зоны действия Пензенской ТЭЦ-1 во всех системах теплоснабжения на территории городского округа .....	62
4.2. Расчёт эффективного радиуса теплоснабжения ТЭЦ-1 .....	63
Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зоне действия источника тепловой энергии.....	67

5.1. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха по видам теплоснабжения .....	67
5.2. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом по видам теплоснабжения .....	72
5.3. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение .....	75
Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии.....	77
6.1 Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по Пензенской ТЭЦ-1 .....	77
6.2 Резервы и дефициты тепловой мощности нетто Пензенской ТЭЦ-1и выводам тепловой мощности .....	77
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.....	78
6.4 Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения.....	78
6.5 Резервы тепловой мощности нетто Пензенской ТЭЦ-1 и возможности расширения в зоны с дефицитом тепловой мощности .....	78
Часть 7. Балансы теплоносителя .....	79
Часть 8. Топливный баланс Пензенской ТЭЦ-1 и система обеспечения топливом .....	80
Часть 9. Надежность теплоснабжения .....	83
9.1. Описание показателей надежности (вероятность безотказной работы, коэффициент готовности, живучесть).....	83
9.2. Методика определения надёжности работы теплосети .....	84
9.3. Расчёт надёжности работы теплосети Пензенской ТЭЦ-1.....	88
Раздел 10. Техничко-экономические показатели работы Пензенской ТЭЦ-1.....	94
10.1. Описание результатов хозяйственной деятельности Пензенской ТЭЦ-1 в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями» .....	94
10.2. Техничко-экономические показатели работы Пензенской ТЭЦ-1 .....	99
10.3. Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии Пензенской ТЭЦ-1 г. Пенза.....	100
10.4. Инвестиционные проекты, реализуемые ОАО «ТГК-6» на Пензенской ТЭЦ-1 .....	109
Раздел 11. Тарифы на тепловую энергию .....	110
11.1. Общие положения .....	110
11.2. Анализ динамики утвержденных тарифов. ....	113
11.3. Структура тарифа.....	117

Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа .....	122
12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).....	122
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).....	126
12.3. Описание существующих проблем развития системы теплоснабжения.....	126
Список использованных источников.....	127

## Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения г. Пенза от Пензенской ТЭЦ-1

### 1.1. Описание зоны деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций

#### 1.1.1. Общая характеристика источника тепловой энергии

Пензенская ТЭЦ-1 расположена по адресу: г. Пенза, ул. Новочеркасская, д. 1. Место расположения Пензенской ТЭЦ-1 на карте города представлено на рис. 1.1.



Рис. 1.1. Место расположения Пензенской ТЭЦ-1

Пензенская ТЭЦ-1 входит в состав Пензенского филиала ОАО «ТГК-6». ТЭЦ отпускает тепловую энергию в сетевой воде потребителям на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилого сектора, административных, культурно-бытовых зданий и промышленности г. Пенза. Кроме того, Пензенская ТЭЦ-1 отпускает тепловую энергию в виде пара на производственные нужды промышленных предприятий г. Пенза.

Температурный график теплосети 150/70 °С при расчетной температуре наружного воздуха  $t_{нв} = - 29$  °С.

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., неотопительного – 3288 ч. Тип прокладки трубопроводов тепловой сети – подземная и надземная. Тепловая изоляция выполнена из минераловатных материалов и пенополиуретана. Утвержденный температурный график отпуска тепловой энергии от Пензенской ТЭЦ-1 представлен на рис. 1.2.

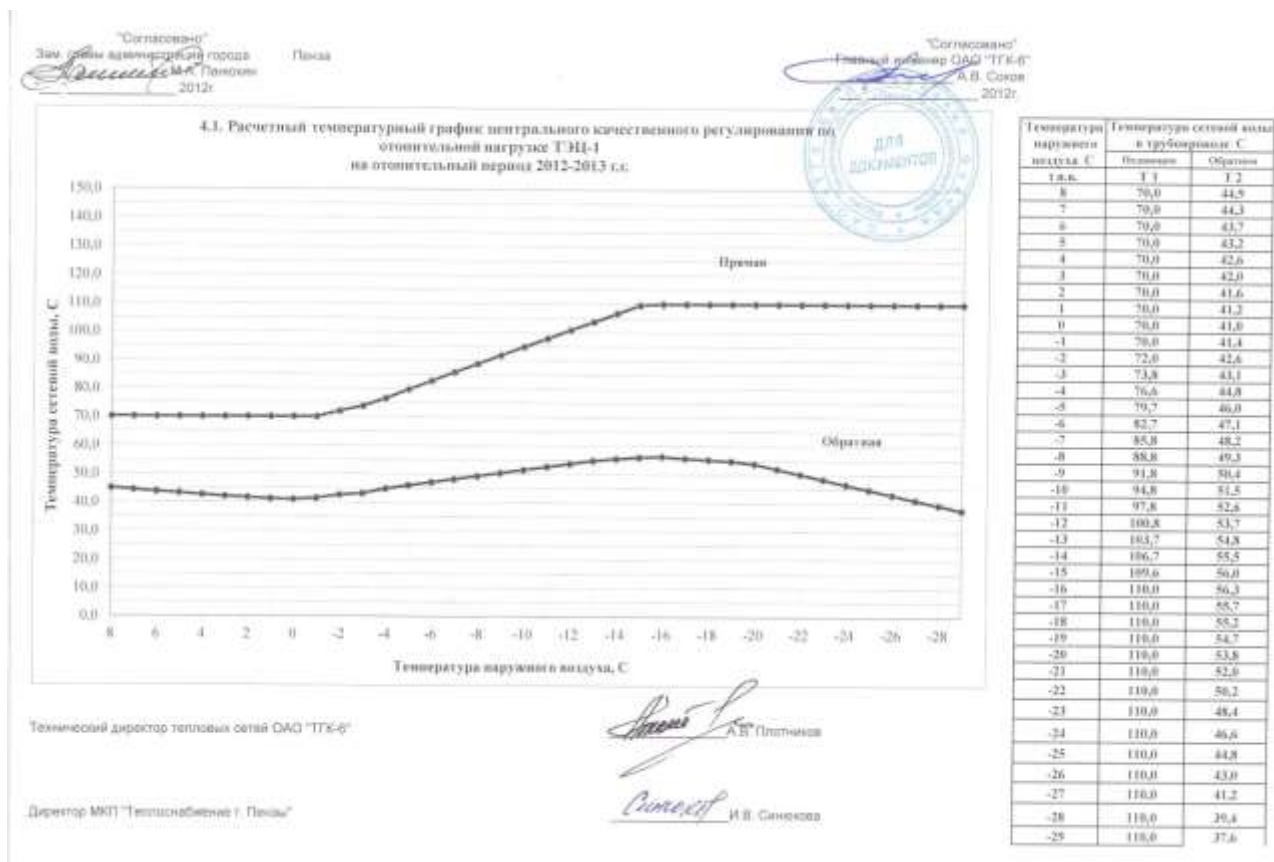


Рис. 1.2. Утвержденный температурный график отпуска тепловой энергии от Пензенской ТЭЦ-1

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

Перечень теплосетевых организаций, получающих и распределяющих тепловую энергию от Пензенской ТЭЦ-1 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
Пензенская ТЭЦ-1	Филиал ОАО «ТГК-6»	Магистральные	Тепловые сети пензенского филиала ОАО «ТГК-6»	Филиал ОАО «ТГК-6»
		Внутриквартальные	МКП «Теплоснабжение г. Пенза»	МКП «Теплоснабжение г. Пенза»



## Часть 2. Источник тепловой энергии

### 2.1. Структура основного оборудования Пензенской ТЭЦ-1

Установленная электрическая мощность - 385 МВт.

Установленная тепловая мощность Пензенской ТЭЦ-1 – 1168 Гкал/ч, из которой тепловая мощность отборов паровых турбин 868 Гкал/ч, мощность пиковых водогрейных котлов 300 Гкал/ч. Тепловая мощность отборов паровых турбин складывается из мощности теплофикационных отборов – 532 Гкал/ч и мощности производственных отборов – 336 Гкал/ч.

Структура установленной тепловой мощности Пензенской ТЭЦ-1 представлена на рис. 2.1.

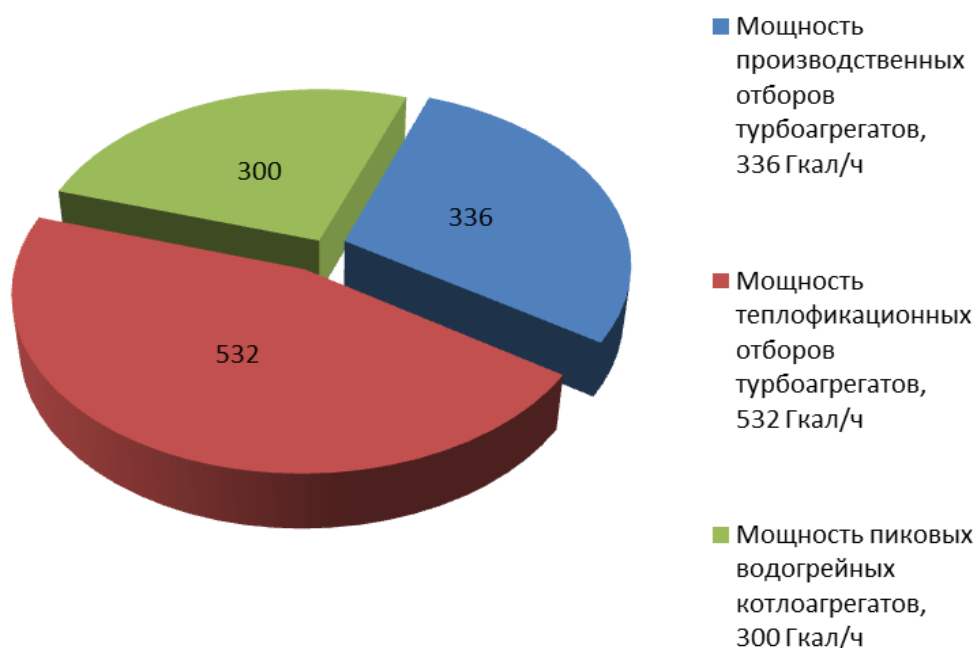


Рис. 2.1 Структура установленной тепловой мощности Пензенской ТЭЦ-1

В состав основного оборудования Пензенской ТЭЦ-1 входят 8 энергетических котлов, 6 паровых турбин и 3 водогрейных котла. Данное оборудование разделено на две группы: 90 и 130 кгс/см<sup>2</sup>. Состав установленного основного энергетического оборудования приведен в таблице 2.1.

Таблица 2.1

Марка котла	Ст. №	Год ввода	Марка турбины	Ст. №	Год ввода
<b>Группа 90 кгс/см<sup>2</sup></b>					
ТП-170	04	1954	ПТ-25-90/10	03	1962
ТП-170	05	1955	ПТ-30-8,8	04	2004
ТП-170	06	1958	ПТ-65/75-90/13	05	1997
ТП-15	07	1961	ПТ-50-90/13	06	1965
ТП-15	08	1965			
ТП-47	09	1965			

Марка котла	Ст. №	Год ввода	Марка турбины	Ст. №	Год ввода
<b>Группа 130 кгс/см<sup>2</sup></b>					
ТГМЕ-464	10	1978	T-100/120-130-3	07	1978
ТГМЕ-464	11	1980	T-110/120-130-4	08	1980
<b>Водогрейная котельная</b>					
ПТВМ-100	01А	1975			
ПТВМ-100	02А	1976			
ПТВМ-100	03А	1976			

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

На Пензенской ТЭЦ-1 эксплуатируются турбоагрегаты следующих типов:

- турбоагрегат ст. № 03 типа ПТ-25-90/10 производства ОАО «Уральский турбомоторный завод» (УТМЗ) номинальной электрической мощностью 25 МВт с конденсацией отработавшего пара и двумя регулируемые отборами пара – производственным (57 Гкал/ч) и теплофикационным (42 Гкал/ч);

- турбоагрегат ст. № 04 типа ПТ-30-8,8 производства ОАО «Ленинградский металлический завод» (ЛМЗ) номинальной электрической мощностью 30 МВт с конденсацией отработавшего пара и двумя регулируемые отборами пара – производственным (59 Гкал/ч) и теплофикационным (32 Гкал/ч);

- турбоагрегат ст. № 05 типа ПТ-65/75-90/13 производства ОАО «Ленинградский металлический завод» (ЛМЗ) номинальной электрической мощностью 60 МВт с конденсацией отработавшего пара и двумя регулируемые отборами пара – производственным (110 Гкал/ч) и теплофикационным (54 Гкал/ч);

- турбоагрегат ст. № 06 типа ПТ-50-90/13 производства ОАО «Ленинградский металлический завод» (ЛМЗ) номинальной электрической мощностью 50 МВт с конденсацией отработавшего пара и двумя регулируемые отборами пара – производственным (110 Гкал/ч) и теплофикационным (54 Гкал/ч);

- турбоагрегаты ст. № 07 типа T-100/120-130-3 ист. № 08 типа T-110/120-130-4 производства ОАО «Уральский турбомоторный завод» (УТМЗ) номинальной электрической мощностью 110 МВт с конденсацией отработавшего пара и регулируемым двухступенчатым теплофикационным отбором пара (175 Гкал/ч), предназначенным для подогрева сетевой воды.

Состав парка турбинного оборудования с параметрами пара на входе в турбину приведен в таблице 2.2.

Таблица 2.2

Ст. №	Тип (марка) турбины, завод-изготовитель	Установленная электрическая мощность, МВт	Параметры перегретого пара	
			Давление, кгс/см <sup>2</sup>	Температура, °С
03	ПТ-25-90/10, УТМЗ	25	90	535
04	ПТ-30-8,8, ЛМЗ	30	90	535
05	ПТ-65/75-90/13, ЛМЗ	60	90	535
06	ПТ-50-90/13, ЛМЗ	50	90	535
07	Т-100/120-130-3, УТМЗ	110	130	555
08	Т-110/120-130-4, УТМЗ	110	130	555

Перечень энергетических котлов с параметрами свежего пара приведен в таблице 2.3.

Таблица 2.3

Ст. №	Тип (марка) котла	Параметры свежего пара		Производительность, т/ч	Завод изготовитель
		Давление, кгс/см <sup>2</sup>	Температура, °С		
04	ТП-170	100	540	170	ТКЗ
05	ТП-170	100	540	170	ТКЗ
06	ТП-170	100	540	170	ТКЗ
07	ТП-15	100	540	220	ТКЗ
08	ТП-15	100	540	220	ТКЗ
09	ТП-47	100	540	220	ТКЗ
10	ТГМЕ-464	140	560	500	ТКЗ
11	ТГМЕ-464	140	560	500	ТКЗ

Состав парка водогрейных котлоагрегатов с параметрами воды на выходе из котла приведен в таблице 2.4.

Таблица 2.4

Ст. №	Тип (марка) котла	Параметры сетевой воды на выходе из котла		Номинальный расход сетевой воды, т/ч	Завод изготовитель
		Давление, кгс/см <sup>2</sup>	Температура, °С		
01А	ПТВМ-100	25	150	1240	БКЗ
02А	ПТВМ-100	25	150	1240	БКЗ
03А	ПТВМ-100	25	150	1240	БКЗ

## 2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности Пензенской ТЭЦ-1

### 2.3.1. Ограничения на тепловую мощность отопительных и производственных регулируемых отборов турбоагрегатов, связанные с особенностями выдачи тепловой мощности на основные, пиковые подогреватели сетевой воды

Суммарная установленная мощность подогревателей сетевой воды составляет 1138,9 Гкал/ч, из которых 350 Гкал/ч – подогреватели теплофикационных установок турбоагрегатов ст. №№ 7, 8; 428,9 Гкал/ч – основные бойлеры, 360 Гкал/ч – пиковые бойлеры.

Установленная тепловая мощность теплофикационного оборудования и турбоагрегатов приведена в таблице 2.5.

Таблица 2.5

№ п/п	Наименование оборудования	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
1	Теплофикационная установка турбоагрегата ст. № 07	
1.1	Подогреватели сетевой воды:	
	ПСГ-1	87,5
	ПСГ-2	87,5
	Суммарная установленная мощность подогревателей	175
1.2	Источники тепловой энергии:	
	теплофикационный отбор турбоагрегата ст. № 07	175
1.3	Резерв (+) / дефицит (-) установленной тепловой мощности подогревателей	0
2	Теплофикационная установка турбоагрегата ст. № 08	
2.1	Подогреватели сетевой воды:	
	ПСГ-1	87,5
	ПСГ-2	87,5
	Суммарная установленная мощность подогревателей	175
2.2	Источники тепловой энергии:	
	теплофикационный отбор турбоагрегата ст. № 08	175
2.3	Резерв (+) / дефицит (-) установленной тепловой мощности подогревателей	0
3	Коллектор собственных нужд 1.2÷2.2 кгс/см <sup>2</sup>	
3.1	Подогреватели теплофикационной установки:	
	БО-200 ст. № 1	41,2
	БО-315 ст. № 2	41,2
	БО-350 ст. № 3	49,5
	БО-350 ст. № 4	49,5
	БО-350 ст. № 5	49,5
	БО-550-3 ст. № 6	49,5
	БО-550-3 ст. № 7	49,5

№ п/п	Наименование оборудования	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
	БО-550-3 ст. № 8	49,5
	БО-550-3 ст. № 9	49,5
	Суммарная установленная мощность подогревателей	428,9
3.2	Источники тепловой энергии:	
	теплофикационный отбор турбоагрегата ст. № 03	42
	теплофикационный отбор турбоагрегата ст. № 04	32
	теплофикационный отбор турбоагрегата ст. № 05	54
	теплофикационный отбор турбоагрегата ст. № 06	54
	Суммарная установленная мощность источников тепла	182
3.3	Резерв (+) / дефицит (-) установленной тепловой мощности подогревателей	+246,9
3	Коллектор собственных нужд 8÷13 кгс/см <sup>2</sup>	
3.1	Подогреватели теплофикационной установки:	
	БП-300-2 (ст. № 1)	90
	БП-300-2 (ст. № 2)	90
	БП-500 (ст. № 3)	90
	БП-500 (ст. № 4)	90
	Суммарная установленная мощность подогревателей	360
3.2	Источники тепловой энергии:	
	производственный отбор турбоагрегата ст. № 03	57
	производственный отбор турбоагрегата ст. № 04	59
	производственный отбор турбоагрегата ст. № 05	110
	производственный отбор турбоагрегата ст. № 06	110
	Суммарная установленная мощность источников тепла	336
3.3	Резерв (+) / дефицит (-) установленной тепловой мощности подогревателей	+24

Установленная тепловая мощность сетевых подогревателей теплофикационных установок турбоагрегатов ст. № 7, 8 составляет 175 Гкал/ч для каждой установки. Установленная мощность теплофикационных отборов каждого турбоагрегата – 175 Гкал/ч.

Таким образом, отпуск тепловой энергии от турбоагрегатов может осуществляться в полном объеме как при работе турбин в режиме с двухступенчатым подогревом сетевой воды, так и в одноступенчатом режиме. Дефицит установленной мощности подогревателей теплофикационных установок турбоагрегатов ст. № 7, 8 отсутствует.

Установленная тепловая мощность основных бойлеров (БО) ст. № 1, 2 составляет 41,2 Гкал/ч каждый, БО ст. № 3÷9 – 49,5 Гкал/ч каждый. Суммарная установленная тепловая мощность основных бойлеров 428,9 Гкал/ч. Основные бойлеры подключены к коллектору собственных нужд 1,2÷2,2 кгс/см<sup>2</sup>, источником пара для которого являются теплофикацион-

ные отборы турбоагрегатов ст. № 3÷6. Суммарная мощность теплофикационных отборов данных турбоагрегатов составляет 182 Гкал/ч, следовательно, имеется резерв установленной мощности подогревателей – 246,9 Гкал/ч.

Установленная тепловая мощность пиковых бойлеров (БП) ст. № 1÷4 составляет 90 Гкал/ч каждый. Суммарная установленная тепловая мощность основных бойлеров 360 Гкал/ч. Основные бойлеры подключены к коллектору собственных нужд  $8\div 13$  кгс/см<sup>2</sup>, источником пара для которого являются производственные отборы турбоагрегатов ст. № 3÷6. Суммарная мощность производственных отборов данных турбоагрегатов составляет 336 Гкал/ч, следовательно, имеется резерв установленной мощности подогревателей – 24 Гкал/ч.

Дефицит установленной мощности подогревателей, подключенных к общестанционным коллекторам  $1,2\div 2,2$  кгс/см<sup>2</sup> и  $8\div 13$  кгс/см<sup>2</sup> отсутствует.

Ограничения на тепловую мощность отопительных и производственных регулируемых отборов турбоагрегатов, связанные с особенностями выдачи тепловой мощности на основные, пиковые подогреватели сетевой воды отсутствуют.

### **2.3.2. Ограничения на тепловую мощность встроенных конденсационных пучков в режиме ухудшенного вакуума в период максимума тепловой нагрузки**

Ограничения на тепловую мощность встроенных конденсационных пучков в режиме ухудшенного вакуума в период максимума тепловой нагрузки отсутствуют.

### **2.3.3. Ограничения на тепловую мощность основных, пиковых подогревателей сетевой воды и пиковых водогрейных котлоагрегатов, связанные с особенностями циркуляции теплоносителя**

Суммарная номинальная производительность насосов СН 1-1 ÷ 4-1 составляет 10000 м<sup>3</sup>/ч, что полностью обеспечивает номинальный расход через теплофикационные установки турбоагрегатов ст. №№ 7, 8 – 9200 м<sup>3</sup>/ч. Поэтому отпуск тепловой энергии от подогревателей сетевой воды теплофикационных установок турбоагрегатов ст. №№ 7, 8 может производиться в полном объеме.

Номинальная производительность насосов СН 2 ÷ 3 составляет 720 м<sup>3</sup>/ч, расход сетевой воды в номинальном режиме через основные бойлеры ОБ-1, 2 равен 2060 м<sup>3</sup>/ч, следовательно, недостаточная производительность насосов СН 2 ÷ 3 ограничивает отпуск тепловой энергии от ОБ-1, 2 на 1340 м<sup>3</sup>/ч сетевой воды.

Суммарная номинальная производительность насосов СН 4 ÷ 12 составляет 10 500 м<sup>3</sup>/ч, суммарный расход сетевой воды через ОБ-3 ÷ 9 равен 7 700 м<sup>3</sup>/ч, через ПБ-1 ÷ 4 – 7200 м<sup>3</sup>/ч. Поскольку ОБ-3 ÷ 9 и ПБ-1 ÷ 4 включены последовательно, производительность насосов СН 4 ÷ 12 обеспечивает полную загрузку бойлерных установок.

Суммарная производительность насосов второго подъема СН 1-2 ÷ 5-2 составляет 12 500 м<sup>3</sup>/ч, номинальный расход сетевой воды через все пиковые водогрейные котлоагрегаты составляет 3 720 м<sup>3</sup>/ч. Следовательно, имеется большой резерв производительности насосов СН 1-2 ÷ 5-2.

### 2.3.4. Ограничения, связанные с поставкой топлива в режиме максимума тепловой нагрузки и сжиганием непроектных видов топлива

Пропускная способность системы газоснабжения – 98 тыс.н.м<sup>3</sup>/ч –обеспечивает работу оборудования в режиме максимума тепловой нагрузки. Опыта сжигания непроектных видов топлива на станции не имеется.

### 2.3.5. Параметры располагаемой тепловой мощности Пензенской ТЭЦ-1

Официально утверждённых ограничений тепловой мощности нет. Располагаемая тепловая мощность Пензенской ТЭЦ-1 равна установленной: 1168 Гкал/ч, из которой тепловая мощность отборов паровых турбин 868 Гкал/ч, мощность пиковых водогрейных котлов 300 Гкал/ч. Тепловая мощность отборов паровых турбин складывается из мощности теплофикационных отборов – 532 Гкал/ч и мощности производственных отборов – 336 Гкал/ч.

Структура установленной тепловой мощности Пензенской ТЭЦ-1 представлена на рис. 2.2.

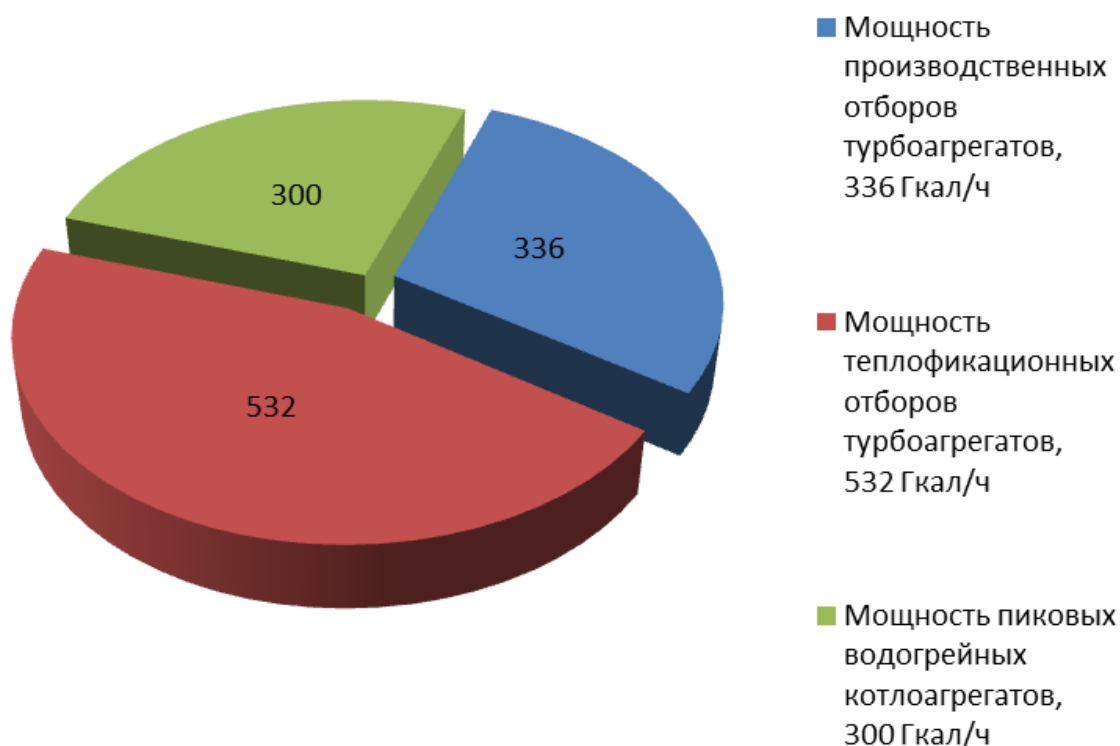


Рис. 2.2. Структура располагаемой тепловой мощности Пензенской ТЭЦ-1

## 2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды Пензенской ТЭЦ-1

Сопоставление объемов выработки и отпуска тепла, а также потребления тепловой энергии на собственные нужды приведено в таблице 2.6.

Таблица 2.6

Месяц, год	Выработка тепловой энергии, Гкал	Отпуск тепла внешним потребителям, Гкал	Расход тепла на собственные нужды, Гкал	Расход тепла на собственные нужды, % от выработки	Отпуск тепла потребителям, % от выработки
<b>2009 год</b>					
Январь	300850	281700	19150	6,37	93,63
Февраль	259275	239100	20175	7,78	92,22
Март	238606	220100	18506	7,76	92,24
Апрель	176819	168100	8719	4,93	95,07
Май	101053	98700	2353	2,33	97,67
Июнь	78764	75150	3614	4,59	95,41
Июль	76231	75100	1131	1,48	98,52
Август	44426	42100	2326	5,24	94,76
Сентябрь	79653	76600	3053	3,83	96,17
Октябрь	137797	133600	4197	3,05	96,95
Ноябрь	213883	201700	12183	5,70	94,30
Декабрь	295192	276350	18842	6,38	93,62
Итого за 2009 год	2002549	1888300	114249	5,71	94,29
<b>2010 год</b>					
Январь	333026	310000	23026	6,91	93,09
Февраль	287656	271800	15856	5,51	94,49
Март	247329	234174	13155	5,32	94,68
Апрель	143893	140512	3381	2,35	97,65
Май	98080	96230	1850	1,89	98,11
Июнь	71747	70473	1274	1,78	98,22
Июль	47967	46903	1064	2,22	97,78
Август	55735	54538	1197	2,15	97,85
Сентябрь	80832	79087	1745	2,16	97,84
Октябрь	156645	151469	5176	3,30	96,70
Ноябрь	198129	190800	7329	3,70	96,30
Декабрь	264350	247815	16535	6,25	93,75
Итого за 2010 год	1985389	1893801	91588	4,61	95,39
<b>2011 год</b>					
Январь	314107	295832	18275	5,82	94,18
Февраль	293458	278500	14958	5,10	94,90
Март	266373	252700	13673	5,13	94,87
Апрель	181045	176648	4397	2,43	97,57
Май	93745	92234	1511	1,61	98,39
Июнь	78004	76650	1354	1,74	98,26
Июль	43598	41622	1976	4,53	95,47
Август	66038	64334	1704	2,58	97,42
Сентябрь	85551	83691	1860	2,17	97,83
Октябрь	157814	152256	5558	3,52	96,48
Ноябрь	232373	220752	11621	5,00	95,00
Декабрь	246762	232691	14071	5,70	94,30
Итого за 2011 год	2058868	1967910	90958	4,42	95,58
<b>Итого за период 2009–2011 г.</b>	<b>6046806</b>	<b>5750011</b>	<b>296795</b>	<b>4,91</b>	<b>95,09</b>
<b>В отопительном периоде</b>	<b>4945382</b>	<b>4676599</b>	<b>268783</b>	<b>5,44</b>	<b>94,56</b>
<b>В неопотительном периоде</b>	<b>1101424</b>	<b>1073412</b>	<b>28012</b>	<b>2,54</b>	<b>97,46</b>



По статистике последних трех лет потребление тепловой энергии на собственные нужды в отопительном периоде составляет 5,44 % от количества вырабатываемой тепловой энергии и 2,54 % в неотапливаемом периоде.

Динамика изменения расхода тепловой энергии на собственные нужды за 2009 – 2011 гг. представлена на рис. 2.3.

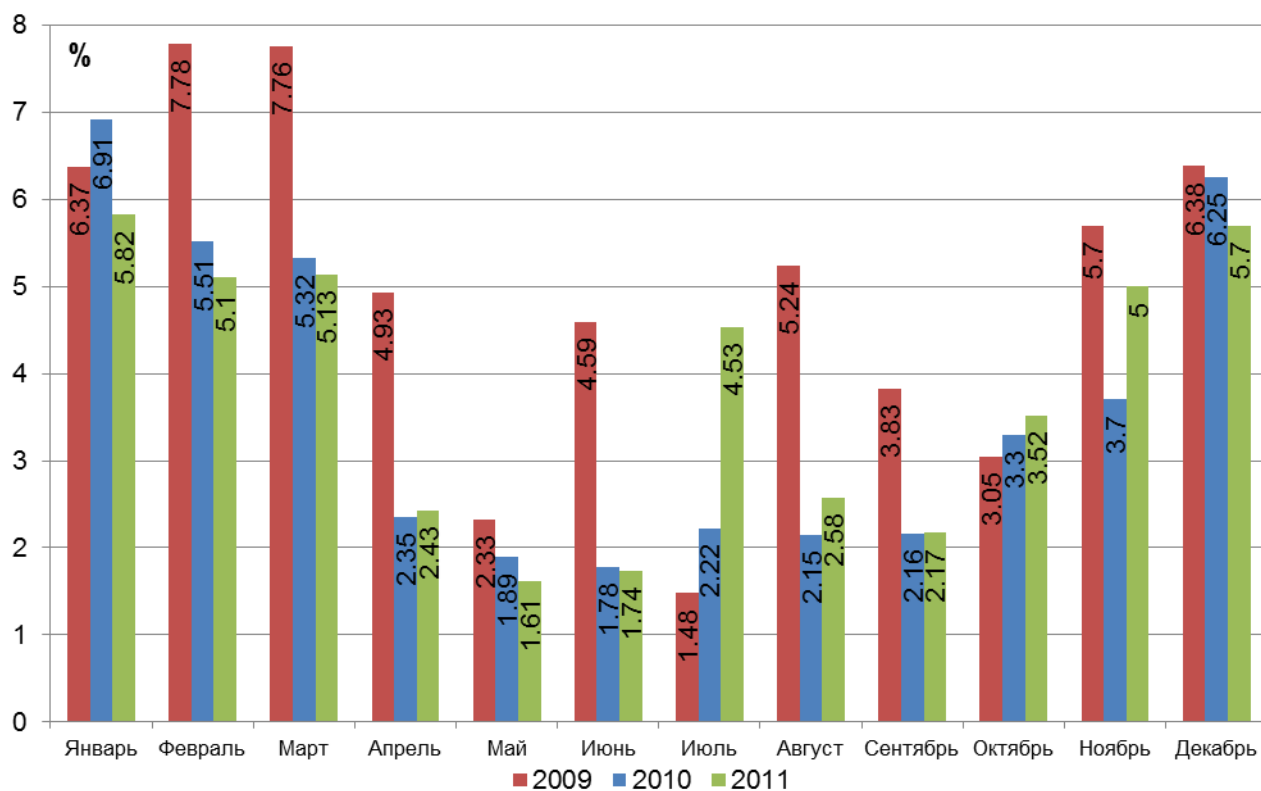


Рис. 2.3. График изменения расхода тепловой энергии на собственные нужды по месяцам 2009 – 2011 гг.

Соотношение затрат тепла на собственные нужды котлов и турбоагрегатов за 2009 – 2011 гг. представлено в таблице 2.7 и на рис. 2.4.

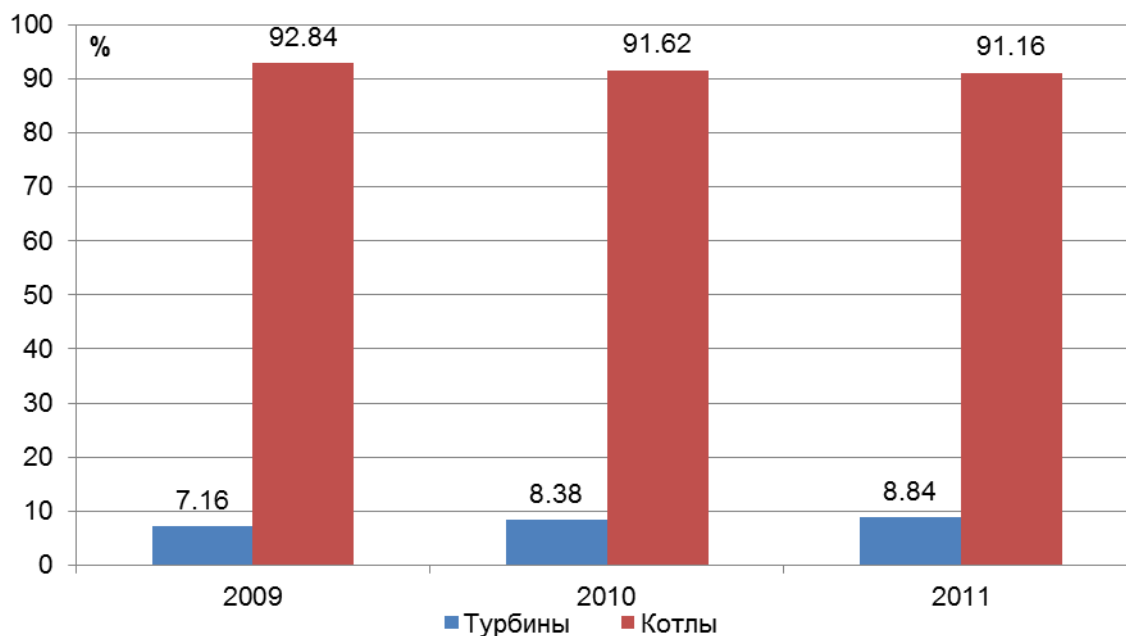


Рис. 2.4. Соотношение затрат тепла на собственные нужды котлов и турбоагрегатов за 2009 – 2011 гг.

Таблица 2.7

Наименование показателя, единицы измерения	Значение показателя												
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	2009 г.
<b>2009 год</b>													
Расход тепловой энергии на собственные нужды, всего, Гкал	19150	20175	18506	8719	2353	3614	1131	2326	3053	4197	12183	18842	114249
Расход тепла на СН турбоагрегатов, Гкал	1468	1219	1083	805	197	215	8	55	162	519	1000	1446	8177
Расход тепла на СН котлов, Гкал	17682	18956	17423	7914	2156	3399	1123	2271	2891	3678	11183	17396	106072
<b>2010 год</b>	<b>Январь</b>	<b>Февраль</b>	<b>Март</b>	<b>Апрель</b>	<b>Май</b>	<b>Июнь</b>	<b>Июль</b>	<b>Август</b>	<b>Сентябрь</b>	<b>Октябрь</b>	<b>Ноябрь</b>	<b>Декабрь</b>	<b>2010 г.</b>
Расход тепловой энергии на собственные нужды, всего, Гкал	23026	15856	13155	3381	1850	1274	1064	1197	1745	5176	7329	16535	91588
Расход тепла на СН турбоагрегатов, Гкал	1667	1391	1127	474	202	18	28	14	69	622	844	1222	7678
Расход тепла на СН котлов, Гкал	21359	14465	12028	2907	1648	1256	1036	1183	1676	4554	6485	15313	83910
<b>2011 год</b>	<b>Январь</b>	<b>Февраль</b>	<b>Март</b>	<b>Апрель</b>	<b>Май</b>	<b>Июнь</b>	<b>Июль</b>	<b>Август</b>	<b>Сентябрь</b>	<b>Октябрь</b>	<b>Ноябрь</b>	<b>Декабрь</b>	<b>2011 г.</b>
Расход тепловой энергии на собственные нужды, всего, Гкал	18275	14958	13673	4397	1511	1354	1976	1704	1860	5558	11621	14071	90958
Расход тепла на СН турбоагрегатов, Гкал	1596	1446	1208	601	36	27	24	34	122	714	1065	1164	8037
Расход тепла на СН котлов, Гкал	16679	13512	12465	3796	1475	1327	1952	1670	1738	4844	10556	12907	82921

## 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 ТЭЦ-1

Сроки ввода и продления эксплуатации основного оборудования Пензенской ТЭЦ-1, а также данные по количеству и датам проведения капитальных ремонтов основного оборудования представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8

Ст. №	Наименования котлов и турбин	Год ввода в эксплуатацию	Назначенный межремонтный ресурс, ч	Год последнего капитального ремонта	Общее количество капитальных ремонтов	Дата оформления продления паркового ресурса	Количество продлений паркового ресурса	Основные работы по продлению паркового ресурса
<b>Турбоагрегаты</b>								
03	ПТ-25-90/10	1962	27 200	2008	9	30.08.1999	1	Обследование АО УРАЛ ВТИ
04	ПТ-30-8,8	2004	27 200	2009	2	-	-	-
05	ПТ-65/75-90/13	1997	34 000	2009	3	-	-	-
06	ПТ-50-90/13	1965	34 000	2005	8	14.11.2005	1	Обследование АО УРАЛ ВТИ
07	T-100/120-130-3	1978	34 000	2004	5	-	-	-
08	T-110/120-130-4	1980	34 000	2003	6	-	-	-
<b>Энергетические котлы</b>								
04	ТП-170	1954	34 000	2008	7	23.05.2008	2	Обследование АО УРАЛ ВТИ
05	ТП-170	1955	34 000	2004	8	16.07.2007	2	Обследование АО УРАЛ ВТИ
06	ТП-170	1958	34 000	2003	8	01.09.1999	1	Обследование АО УРАЛ ВТИ
07	ТП-15	1961	34 000	2010	7	-	-	-
08	ТП-15	1965	34 000	2010	8	-	-	-
09	ТП-47	1965	34 000	2004	7	-	-	-
10	ТГМЕ-464	1978	34 000	2005	6	-	-	-
11	ТГМЕ-464	1980	34 000	2006	5	-	-	-
<b>Водогрейные котлы</b>								
01А	ПТВМ-100	1975	52 560	н/д	н/д	13.10.2009	1	Обследование
02А	ПТВМ-100	1976	52 560	н/д	н/д	24.09.2008	1	Обследование
03А	ПТВМ-100	1976	52 560	н/д	н/д	28.11.2011	2	Обследование

## **2.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок ТЭЦ-1**

### **2.6.1. Схемы выдачи тепловой мощности**

Теплофикационное оборудование Пензенской ТЭЦ-1 состоит из следующих элементов:

- сетевые подогреватели турбоагрегатов ст. № 7, 8;
- основные и пиковые бойлеры;
- пиковые водогрейные котлоагрегаты;
- встроенные пучки конденсаторов турбоагрегатов;
- 18 сетевых насосов;
- 10 конденсатных насосов;
- 3 насоса подпитки теплосети.

Принципиальная схема выдачи тепловой мощности представлена на рис. 2.5.

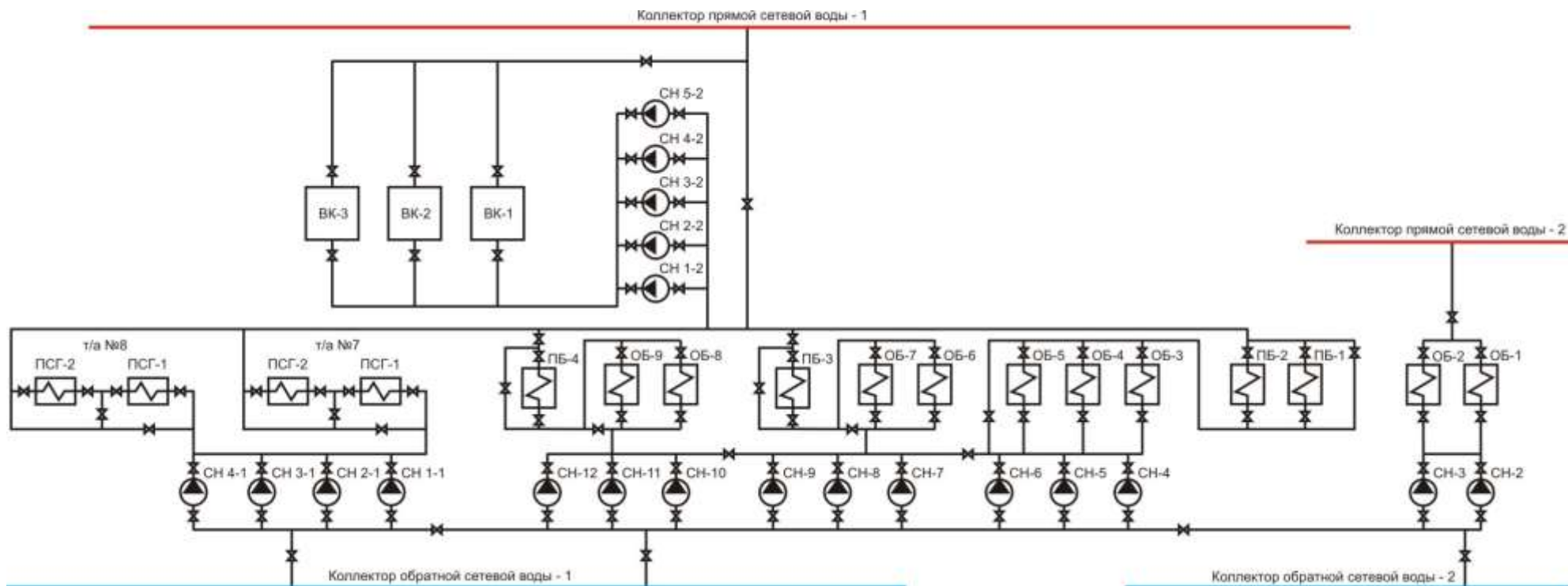


Рис. 2.5. Схема выдачи тепловой мощности Пензенской ТЭЦ-1

## 2.6.2. Технические характеристики теплофикационного оборудования

Технические характеристики теплофикационного оборудования Пензенской ТЭЦ-1 приведены в таблице 2.9. Технические характеристики насосного оборудования теплофикационной установки приведены в таблице 2.10.

Таблица 2.9

Станционное обозначение	Марка подогревателя	Поверхность теплообмена, м <sup>2</sup>	Количество ходов сетевой воды	Номинальный расход сетевой воды, т/ч	Нагрев сетевой воды, °С	Номинальная тепловая мощность, Гкал/ч	Источник греющего пара
<b>Теплофикационная установка т/а ст. № 07</b>							
ПСГ-1	ПСГ-2300-3-8	2300	4	2300	50	87,5	КСН 1,2÷2,2 кгс/см <sup>2</sup>
ПСГ-2	ПСГ-2300-3-8	2300	4	2300	50	87,5	КСН 1,2÷2,2 кгс/см <sup>2</sup>
<b>Теплофикационная установка т/а ст. № 08</b>							
ПСГ-1	ПСГ-2300-3-8	2300	4	2300	50	87,5	КСН 1,2÷2,2 кгс/см <sup>2</sup>
ПСГ-2	ПСГ-2300-3-8	2300	4	2300	50	87,5	КСН 1,2÷2,2 кгс/см <sup>2</sup>
<b>Основные подогреватели сетевой воды</b>							
БО-1	БО-200	200	-	1030	40	41,2	КСН 1,2÷2,2 кгс/см <sup>2</sup>
БО-2	БО-315	315	-	1030	40	41,2	КСН 1,2÷2,2 кгс/см <sup>2</sup>
БО-3	БО-350	350	4	1100	45	49,5	КСН 1,2÷2,2 кгс/см <sup>2</sup>
БО-4	БО-350	350	4	1100	45	49,5	КСН 1,2÷2,2 кгс/см <sup>2</sup>
БО-5	БО-350	350	4	1100	45	49,5	КСН 1,2÷2,2 кгс/см <sup>2</sup>
БО-6	БО-550-3	550	4	1100	45	49,5	КСН 1,2÷2,2 кгс/см <sup>2</sup>
БО-7	БО-550-3	550	4	1100	45	49,5	КСН 1,2÷2,2 кгс/см <sup>2</sup>
БО-8	БО-550-3	550	4	1100	45	49,5	КСН 1,2÷2,2 кгс/см <sup>2</sup>
БО-9	БО-550-3	550	4	1100	45	49,5	КСН 1,2÷2,2 кгс/см <sup>2</sup>
<b>Пиковые подогреватели сетевой воды</b>							
БП-1	БП-300-2	300	4	1800	50	90	КСН 8÷13 кгс/см <sup>2</sup>
БП-2	БП-300-2	300	4	1800	50	90	КСН 8÷13 кгс/см <sup>2</sup>
БП-3	БП-500	500	4	1800	50	90	КСН 8÷13 кгс/см <sup>2</sup>
БП-4	БП-500	500	4	1800	50	90	КСН 8÷13 кгс/см <sup>2</sup>

Таблица 2.10

Станционное обозначение	Марка насоса	Мощность, кВт	Расход воды, м <sup>3</sup> /ч	Максимальный напор, м	Частота вращения, об/мин
СН-2	8 НДВ	220	360	77	1500
СН-3	8 НДВ	220	360	77	1500
СН-4	СЭ-1250-140-11	512	1250	140	1500
СН-5	СЭ-1250-140-11	512	1250	140	1500
СН-6	СЭ-1250-140-11	512	1250	140	1500
СН-7	10 НКМ-2	500	1000	140	1500
СН-8	СЭ-1250-140-11	512	1250	140	1500
СН-9	СЭ-1250-140-11	512	1250	140	1500
СН-10	10 НКМ-2	500	1000	140	1500
СН-11	10 НКМ-2	500	1000	140	1500
СН-12	СЭ-1250-140-11	512	1250	140	1500
СН 1-1	СЭ-2500-60-8	630	2500	60	1500
СН 2-1	СЭ-2500-60-8	630	2500	60	1500
СН 3-1	СЭ-2500-60-8	630	2500	60	1500
СН 4-1	СЭ-2500-60-8	630	2500	60	1500
СН 1-2	СЭ-2500-60-8	630	2500	60	1500
СН 2-2	СЭ-2500-60-8	630	2500	60	1500
СН 3-2	СЭ-2500-60-8	630	2500	60	1500
СН 4-2	СЭ-2500-60-8	630	2500	60	1500
СН 5-2	СЭ-2500-60-8	630	2500	60	1500

### 2.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от Пензенской ТЭЦ-1 с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя

Для Пензенской ТЭЦ-1 принято центральное качественное регулирование отпуска тепловой энергии в сетевой воде в диапазоне температур наружного воздуха от + 8 °С до - 29 °С. Температурный график теплосети 150/70°С со срезкой на 110 °С при температуре наружного воздуха -15 °С.

Срезка температурного графика на 110 °С выполнена по нескольким причинам. Во-первых сетевые подогреватели теплофикационной установки ТЭЦ находятся в неудовлетворительном состоянии из-за продолжительного срока службы. По этой причине не удаётся нагреть сетевую воды до более высокой температуры. Во-вторых тепловые сети от ТЭЦ также находятся в неудовлетворительном состоянии из-за превышенного срока эксплуатации. Соответственно увеличение температуры в подающем трубопроводе может негативно сказаться на надёжности работы теплосети.

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

### 2.8.1. Среднегодовая загрузка оборудования Пензенской ТЭЦ-1

Значения средневзвешенных коэффициентов использования установленной тепловой мощности за 2009 – 2011 гг. приведены на рис. 2.6.

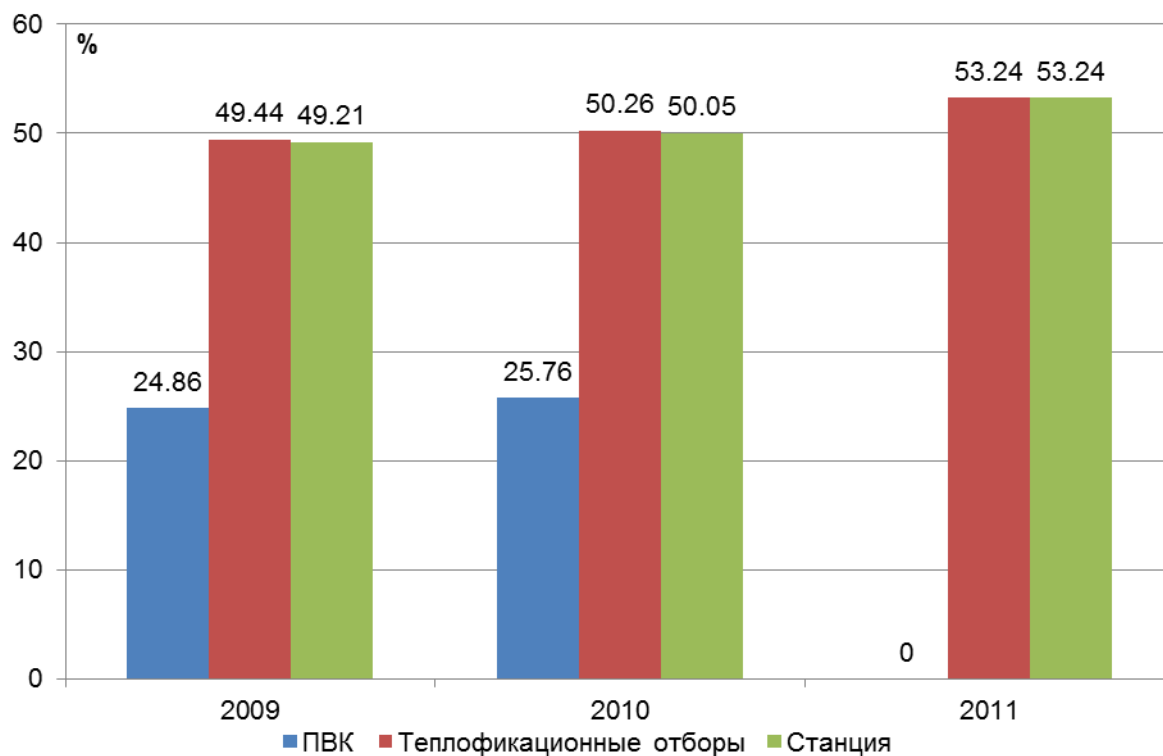


Рис. 2.6. Средневзвешенные коэффициенты использования тепловой мощности Пензенской ТЭЦ-1 за 2009 – 2011 гг.

Динамика изменения отпуска тепловой и электрической энергии от Пензенской ТЭЦ-1 по месяцам 2009 – 2011 гг. представлена в таблице 2.11 и на рис. 2.7, 2.8.



Таблица 2.11

Наименование показателя		январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	год
<b>2009</b>														
Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч	Всего	180	165	167	126	93	89	60	90	90	130	160	180	1530
	Группа 90 кгс/см <sup>2</sup>	46	42	48,5	51	31	30	60	28	28	56	45	50	515,5
	Группа 130 кгс/см <sup>2</sup>	134	123	118,5	75	62	59	0	62	62	74	115	130	1014,5
Отпуск электроэнергии с шин, млн. кВт·ч	Всего	162,301	150,400	152,276	115,547	83,906	80,419	54,480	80,569	81,658	118,201	144,854	163,551	1388,16
	Группа 90 кгс/см <sup>2</sup>	40,940	37,722	43,615	47,351	27,098	26,370	54,480	24,826	24,741	50,705	40,320	44,970	463,138
	Группа 130 кгс/см <sup>2</sup>	121,361	112,678	108,661	68,196	56,808	54,049	0,000	55,743	56,917	67,496	104,534	118,581	925,024
Отпуск тепла, Гкал	Всего	282800	274600	218800	125100	99555	80186	51684	80504	87705	136600	222900	257900	1918334
	Группа 90 кгс/см <sup>2</sup>	85800	77000	79800	35100	34555	28186	51684	25304	35005	56600	75900	80000	664934
	Группа 130 кгс/см <sup>2</sup>	197000	197600	139000	90000	65000	52000	0	55200	52700	80000	147000	177900	1253400
<b>2010</b>														
Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч	Всего	182	163	178	126	105	96	60	100	105	131	174	180	1600
	Группа 90 кгс/см <sup>2</sup>	55	49	45,5	50	37	34	60	28	28	55	48	50	539,5
	Группа 130 кгс/см <sup>2</sup>	127	114	132,5	76	68	62	0	72	77	76	126	130	1060,5
Отпуск электроэнергии с шин, млн.кВт·ч	Всего	165,027	146,721	161,659	114,383	95,120	86,890	54,555	90,590	95,356	118,492	157,763	162,577	1449,13
	Группа 90 кгс/см <sup>2</sup>	49,527	43,706	40,777	45,062	33,016	30,455	54,555	24,796	24,740	49,674	43,094	44,545	483,947
	Группа 130 кгс/см <sup>2</sup>	115,500	103,015	120,882	69,321	62,104	56,435	0,000	65,794	70,616	68,818	114,669	118,032	965,186
Отпуск тепла, Гкал	Всего	276608	266260	209031	129941	95183	80219	51570	71372	76134	129698	206501	256005	1848522
	Группа 90 кгс/см <sup>2</sup>	100008	100000	70031	65941	50183	40219	51570	37372	40134	54698	71501	90005	771662
	Группа 130 кгс/см <sup>2</sup>	176600	166260	139000	64000	45000	40000	0	34000	36000	75000	135000	166000	1076860

Наименование показателя		январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	год
<b>2011</b>														
Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч	Всего	178,5	161,3	163,7	110	95	90	60	93	90	120	160	175,8	1497,3
	Группа 90 кгс/см <sup>2</sup>	55,8	50,4	42,4	45	35	34	60	30	28	45	47	54	526,6
	Группа 130 кгс/см <sup>2</sup>	122,7	110,9	121,3	65	60	56	0	63	62	75	113	121,8	970,7
Отпуск электроэнергии с шин, млн. кВт·ч	Всего	160,276	145,597	148,491	99,476	84,979	80,570	54,958	82,519	80,600	108,143	144,548	159,167	1349,32
	Группа 90 кгс/см <sup>2</sup>	50,149	45,319	38,309	40,303	30,149	29,671	54,958	25,818	24,214	39,386	42,097	48,679	469,052
	Группа 130 кгс/см <sup>2</sup>	110,127	100,278	110,182	59,173	54,830	50,899	0,000	56,701	56,386	68,757	102,451	110,488	880,272
Отпуск тепла, Гкал	Всего	285585	235567	218180	137868	97325	72679	40424	73265	75094	122907	198203	255751	1812848
	Группа 90 кгс/см <sup>2</sup>	97200	84900	67800	63000	39593	29169	40424	34801	32471	54663	71315	87212	702548
	Группа 130 кгс/см <sup>2</sup>	188385	150667	150380	74868	57732	43510	0	38464	42623	68244	126888	168539	1110300

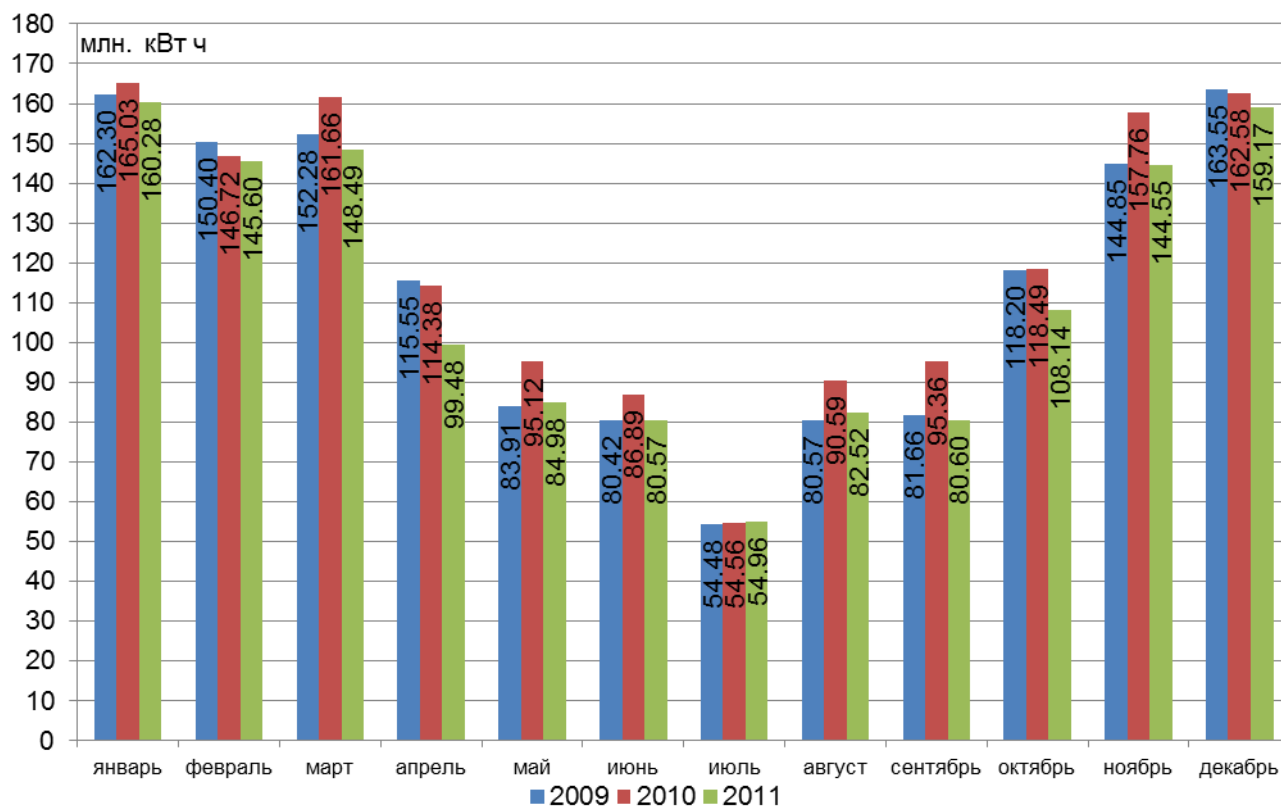


Рис. 2.7. Отпуск электрической энергии от Пензенской ТЭЦ-1 по месяцам 2009-2011 гг.

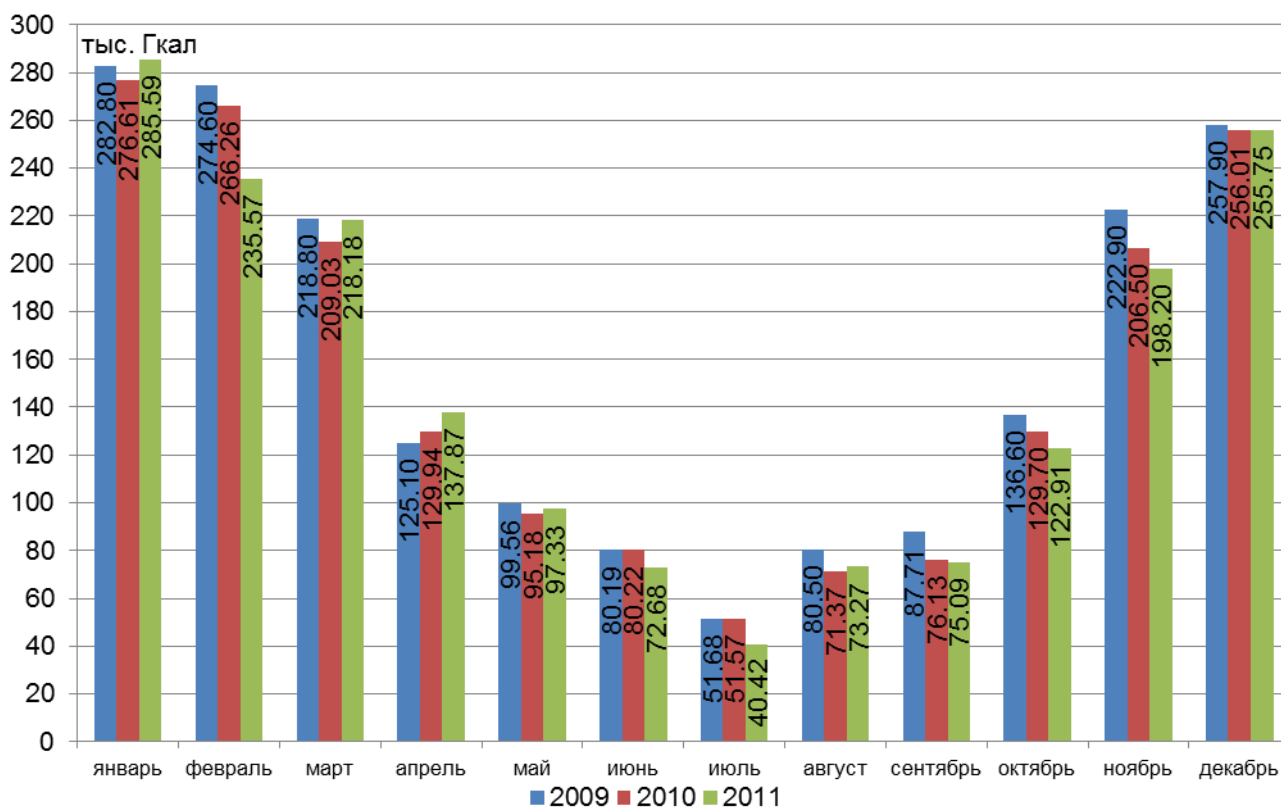


Рис. 2.8. Отпуск тепловой энергии от турбоагрегатов Пензенской ТЭЦ-1 по месяцам 2009-2011 гг.

### **2.8.2. Особенности загрузки оборудования Пензенской ТЭЦ-1 в период зимнего максимума потребления тепловой энергии и летнего минимума потребления тепловой энергии**

В отопительный период в группе 90 кгс/см<sup>2</sup> в работе находятся 5 котлоагрегатов и 3 турбоагрегата (преимущественно - ст. № 4, 5), в группе 130 кгс/см<sup>2</sup> задействованы оба котлоагрегата и оба турбоагрегата.

В неотапительный период в группе 90 кгс/см<sup>2</sup> в работе находятся 3 котлоагрегата и два турбоагрегата, в группе 130 кгс/см<sup>2</sup> эксплуатируются один котлоагрегат и один турбоагрегат.

Пиковые водогрейные котлы эксплуатируются крайне мало и количество часов их использование с каждым годом сокращается. В 2011 г. водогрейная котельная ТЭЦ-1 не эксплуатировалась вовсе.

### **2.8.3. Средневзвешенное число часов использования установленной электрической и тепловой мощности отборов теплофикационных турбоагрегатов Пензенской ТЭЦ-1**

Сведения по среднегодовой загрузке электрической и тепловой мощности турбоагрегатов приведены в таблице 2.12.

Таблица 2.12

Показатели	т/а ст. № 3	т/а ст. № 4	т/а ст. № 5	т/а ст. № 6	По группе 90 кгс/см <sup>2</sup>	т/а ст. № 7	т/а ст. № 8	По группе 130 кгс/см <sup>2</sup>	По станции
	ПТ-25-90/10	ПТ-30-8,8	ПТ-65/75- 90/13	ПТ-50-90/13		Т-100/120- 130-3	Т-110/120- 130-4		
<b>2009 год</b>									
Выработка электрической энергии, тыс. кВт·ч	10053	195013	262032	99617	566715	445601	442066	887667	1454382
по теплофикационному циклу, тыс. кВт·ч	8463	126243	161901	50351	338495	282451	236870	519321	857816
по теплофикационному циклу, %	84,2	64,7	61,8	50,5	59,7	63,4	53,6	58,5	59,0
по конденсационному циклу, тыс. кВт·ч	1590	68770	100131	49266	228220	163150	205196	368346	596566
Отпуск тепловой энергии из регулируемых отборов, Гкал	22840	319713	547347	156893	1046793	564491	481283	1045774	2092567
Число часов в работе	689	8081	7232	3006		4941	5057		
резерве	6607	79	152	4818		2058	2520		
ремонте	0	600	1376	192		1761	439		
<b>2010 год</b>									
Выработка электрической энергии, тыс. кВт·ч	5177	205002	246789	50159	507127	454927	418113	873040	1380167
по теплофикационному циклу, тыс. кВт·ч	3173	123230	172447	21514	317191	284444	238791	523235	840426
по теплофикационному циклу, %	61,3	60,1	69,9	42,9	62,5	62,5	57,1	59,9	60,9
по конденсационному циклу, тыс. кВт·ч	2004	81772	74342	28645	189936	170483	179322	349805	539741
Отпуск тепловой энергии из регулируемых отборов, Гкал	13083	313263	552614	73438	952398	589165	494692	1083857	2036255

Показатели	т/а ст. № 3	т/а ст. № 4	т/а ст. № 5	т/а ст. № 6	По группе 90 кгс/см <sup>2</sup>	т/а ст. № 7	т/а ст. № 8	По группе 130 кгс/см <sup>2</sup>	По станции
	ПТ-25-90/10	ПТ-30-8,8	ПТ-65/75- 90/13	ПТ-50-90/13		Т-100/120- 130-3	Т-110/120- 130-4		
Число часов в работе	354	8357	7217	1517		5464	4954		
резерве	8246	136	1098	6942		1016	2798		
ремонте	160	267	445	301		2280	1008		
<b>2011 год</b>									
Выработка электрической энергии, тыс. кВт·ч	0	204154	280871	76645	561670	548101	306233	854334	1416004
по теплофикационному циклу, тыс. кВт·ч	0	131575	197912	35693	365180	307715	198458	506173	871353
по теплофикационному циклу, %	0	64,4	70,5	46,6	65,0	56,1	64,8	59,2	61,5
по конденсационному циклу, тыс. кВт·ч	0	72579	82959	40952	196490	240386	107775	348161	544651
Отпуск тепловой энергии из регулируемых отборов, Гкал	0	335386	592724	126568	1054678	648448	424404	1072852	2127530
Число часов в работе	0	8090	7038	2152		6427	3590		
резерве	8568	414	1233	6392		1971	1832		
ремонте	192	256	489	216		362	3338		

Сведения о средневзвешенном времени работы установленной электрической и тепловой мощности отборов турбоагрегатов приведены соответственно на рис. 2.9, 2.10.

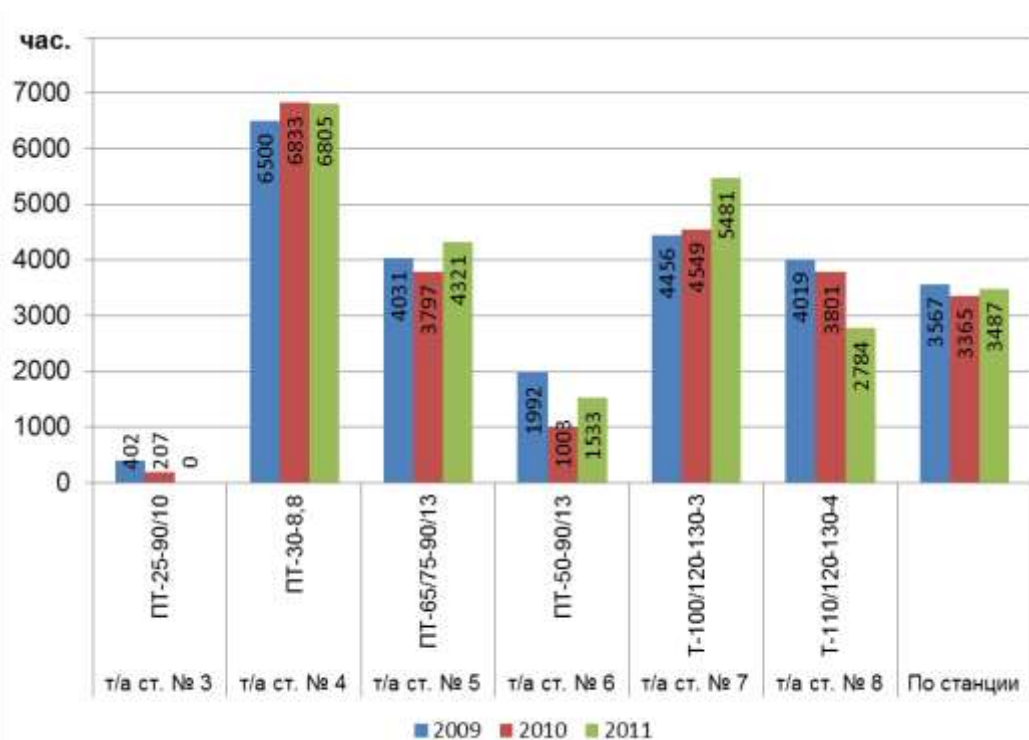


Рис. 2.9. Средневзвешенное время использования установленной электрической мощности в 2009 – 2011 гг.

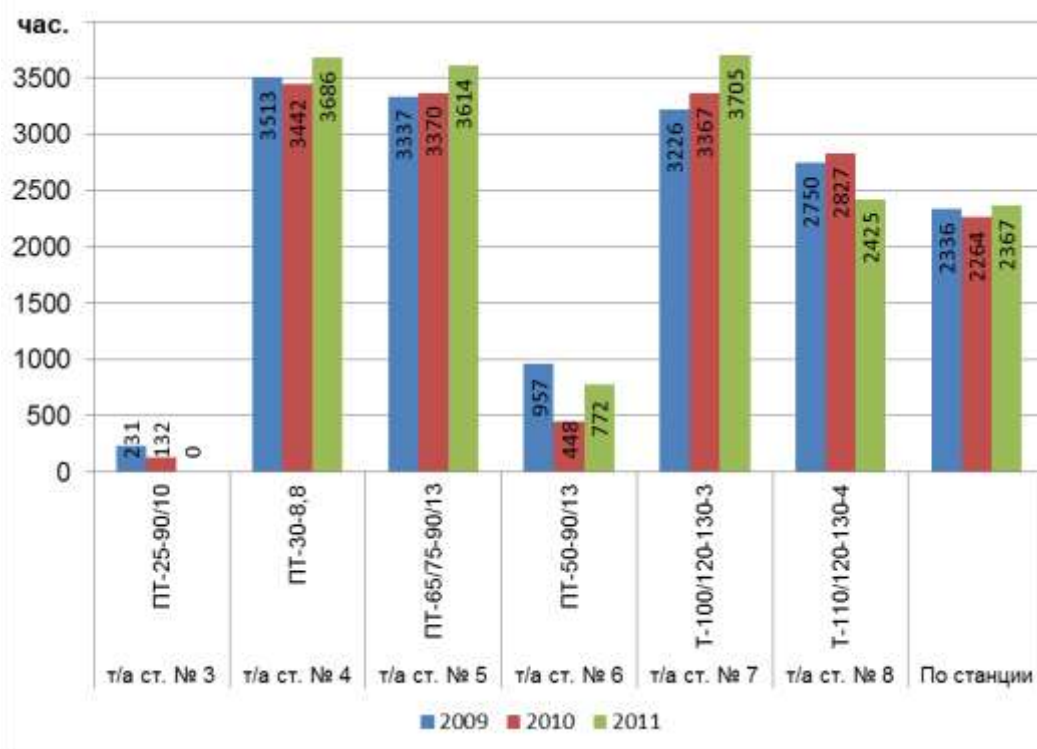


Рис. 2.10. Средневзвешенное время использования установленной тепловой мощности в 2009 – 2011 гг.

Анализ рис. 2.9 и 2.10 показывает, что турбоагрегаты ст. № 3, 6 загружаются минимально, т.к. их ресурс почти выработан. Средневзвешенное число часов использования установленной электрической мощности по станции за отчетный период 2009-2011 гг. не превышает 3570 ч., тепловой – 2370 ч.

#### 2.8.4. Средневзвешенное число часов использования установленной тепловой мощности пиковых водогрейных котлов Пензенской ТЭЦ-1

Сведения по среднегодовой загрузке пиковых водогрейных котлов приведены в таблице 2.13.

Таблица 2.13

Показатели	ПВК ст. № 1	ПВК ст. № 2	ПВК ст. № 3	По станции
	ПТВМ-100	ПТВМ-100	ПТВМ-100	
<b>2009</b>				
Отпуск тепловой энергии из регулируемых отборов, Гкал	9913	228	0	
Число часов в работе	127	9	0	
<b>2010</b>				
Отпуск тепловой энергии из регулируемых отборов, Гкал	9196	0	0	
Число часов в работе	119	0	0	
<b>2011</b>				
Отпуск тепловой энергии из регулируемых отборов, Гкал	0	0	0	
Число часов в работе	0	0	0	

Сведения о средневзвешенном времени использования установленной тепловой мощности пиковых водогрейных котлов приведены на рис. 2.11.

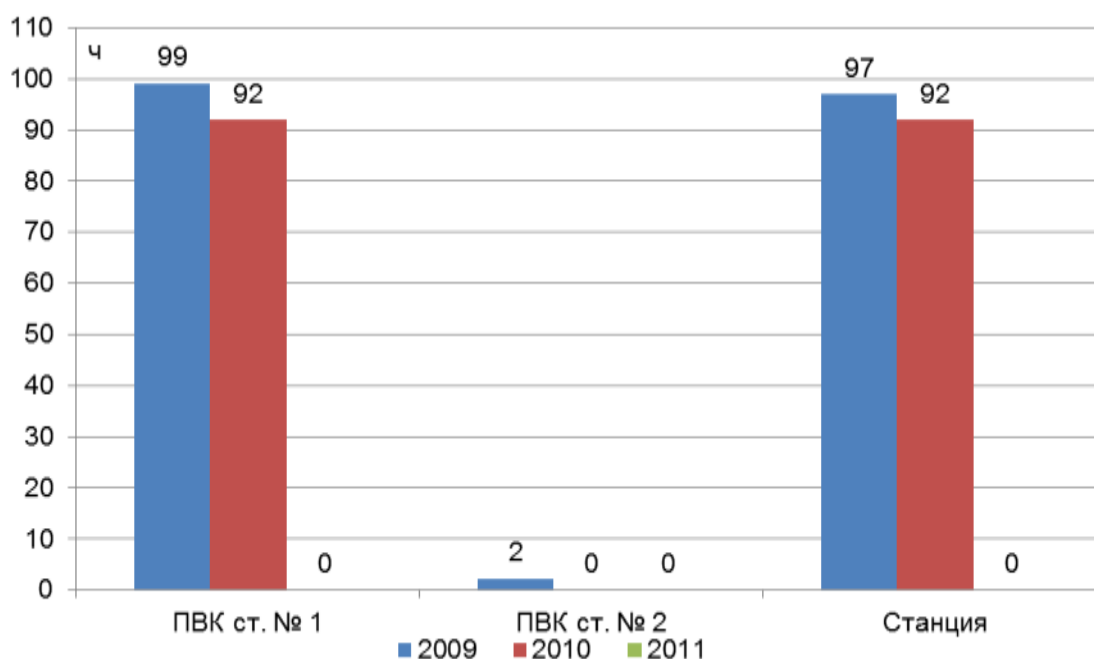


Рис. 2.11. Средневзвешенное время использования установленной тепловой мощности пиковых водогрейных котлов в 2009 – 2010 гг.

Из анализа рис. 2.11 следует, что водогрейные котлы используются крайне мало и количество часов их использования неуклонно снижается. Водогрейный котёл ст. № 3 не эксплуатируется вовсе.



## **2.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети**

Отпуск тепловой энергии с сетевой водой от Пензенской ТЭЦ-1 производится по шести направлениям:

- северная группа заводов (СГЗ);
- Центр города (ЦГ);
- ул. Московская;
- завод КПД;
- завод Биосинтез;
- Жилгородок.

Измерение расхода сетевой воды производится расходомерными узлами методом переменного перепада давления. На подающих и обратных трубопроводах (кроме обратного трубопровода Жилгородка) установлены измерительные комплексы, состоящие из стандартных сужающих устройств (диафрагм) и самопишущих приборов для записи показаний.

Коммерческие узлы учета соответствуют Правилам учета тепловой энергии и теплоносителя, 1995 г., имеют свидетельства о метрологической аттестации и сертифицированы для коммерческих взаиморасчетов.

Перечень приборов коммерческого учета, применяемых на Пензенской ТЭЦ-1, представлен в таблице 2.14.

Таблица 2.14

№ п/п	Узел учета теплоносителя	Диаметр трубопровода	Первичный измерительный преобразователь			Вторичный измерительный преобразователь		
			Расход	Давление	Температура	Расход	Давление	Температура
<b>Сетевая вода</b>								
1	Расход прямой сетевой воды ул. Московская	702	ДМ 3583 (кл.т. 1,5), ДМ 3583 (кл.т. 1,5)	МЭД 22368 (кл.т. 1)	ТСП гр. 50П (кл.т. В)	КСД2-002 (кл.т. 1)	КСД2-003 (кл.т. 1)	КСМ2-056 (кл.т. 0,5)
2	Расход обратной сетевой воды ул. Московская	702	ДМ 3583 (кл.т. 1,5), ДМ 3583 (кл.т. 1,5)	МЭД 22364 (кл.т. 1)	ТСП гр. 50П (кл.т. В)	КСД2-054 (кл.т. 1)	КСД2-001 (кл.т. 1)	КСМ2-056 (кл.т. 0,5)
3	Расход прямой сетевой воды Центр города	702	ДМ 3583 (кл.т. 1,5), ДМ 3583 (кл.т. 1,5)	МЭД 22365 (кл.т. 1)	ТСП гр. 50П (кл.т. В)	КСД2-054 (кл.т. 1)	КСД2-001 (кл.т. 1)	КСМ2-056 (кл.т. 0,5)
4	Расход обратной сетевой воды Центр города	702	ДМ 3583 (кл.т. 1,5), ДМ 3583 (кл.т. 1,5)	МЭД 22364 (кл.т. 1)	ТСП гр. 50П (кл.т. В)	КСД2-054 (кл.т. 1)	КСД2-001 (кл.т. 1)	КСМ2-056 (кл.т. 0,5)
5	Расход прямой сетевой воды з-да КПД	310	ДМ 3583 (кл.т. 1,5), ДМ 3583 (кл.т. 1,5)	МЭД 22368 (кл.т. 1)	ТСП гр. 50П (кл.т. В)	КСД2-002 (кл.т. 1)	КСД2-003 (кл.т. 1)	КСМ2-056 (кл.т. 0,5)
6	Расход обратной сетевой воды з-да КПД	310	ДМ 3583 (кл.т. 1,5), ДМ 3583 (кл.т. 1,5)	МЭД 22364 (кл.т. 1)	ТСП гр. 50П (кл.т. В)	КСД2-054 (кл.т. 1)	КСД2-001 (кл.т. 1)	КСМ2-056 (кл.т. 0,5)
7	Расход прямой сетевой воды з-да Биосинтез	516	ДМ 3583 (кл.т. 1,5), ДМ 3583 (кл.т. 1,5)	МЭД 22364 (кл.т. 1)	ТСП-9201 (кл.т. В)	КСД2-054 (кл.т. 1)	КСД2-003 (кл.т. 1)	КСМ2-056 (кл.т. 0,5)
8	Расход обратной сетевой воды з-да Биосинтез	514	ДМ 3583 (кл.т. 1,5), ДМ 3583 (кл.т. 1,5)	МЭД 22364 (кл.т. 1)	ТСП-9201 (кл.т. В)	КСД2-054 (кл.т. 1)	КСД2-001 (кл.т. 1)	КСМ2-056 (кл.т. 0,5)
9	Расход прямой сетевой воды на СГЗ	900	ДМ 3583 (кл.т. 1,5), ДМ 3583 (кл.т. 1,5)	МЭД 22368 (кл.т. 1)	ТСП гр. 50П (кл.т. В)	КСД2-054 (кл.т. 1)	КСД2-003 (кл.т. 1)	КСМ2-056 (кл.т. 0,5)
10	Расход обратной сетевой воды на СГЗ	906	ДМ 3583 (кл.т. 1,5), ДМ 3583 (кл.т. 1,5)	МЭД 22365 (кл.т. 1)	ТСП гр. 50П (кл.т. В)	КСД2-054 (кл.т. 1)	КСД2-001 (кл.т. 1)	КСМ2-056 (кл.т. 0,5)
11	Расход сетевой воды на отопление Жилгородка	205	ДМ 3583 (кл.т. 1,5), ДМ 3583 (кл.т. 1,5)	-	ТСМ-1088 (кл.т. В)	КСД2-054 (кл.т. 1)	-	КСМ2-056 (кл.т. 0,5)
<b>Промышленный пар</b>								
1	Расход пара на СГЗ	514	ДМ 3583 (кл.т. 1,5), ДМ 3583 (кл.т. 1,5)	МЭД 22365 (кл.т. 1)	ТСП гр. 50П (кл.т. В)	КСД2-002 (кл.т. 1)	КСД2-003 (кл.т. 1)	КСМ2-056 (кл.т. 0,5)
2	Расход пара на з-д КПД	308	ДМ 3583 (кл.т. 1,5), ДМ 3583 (кл.т. 1,5)	МЭД 22365 (кл.т. 1)	ТСП гр. 50П (кл.т. В)	КСД2-002 (кл.т. 1)	КСД2-003 (кл.т. 1)	КСМ2-056 (кл.т. 0,5)
3	Расход пара на баню	308	ДМ 3583 (кл.т. 1,5), ДМ 3583 (кл.т. 1,5)	-	-	КСД2-002 (кл.т. 1)	-	-
4	Расход пара на з-д Биосинтез п-д № 1	514	ДМ 3583 (кл.т. 1,5), ДМ 3583 (кл.т. 1,5)	МЭД 22365 (кл.т. 1)	ТСП 9201 (кл.т. В)	КСД2-002 (кл.т. 1)	КСД2-003 (кл.т. 1)	КСМ2-056 (кл.т. 0,5)
5	Расход пара на з-д Биосинтез п-д № 1	511	ДМ 3583 (кл.т. 1,5), ДМ 3583 (кл.т. 1,5)	МЭД 22365 (кл.т. 1)	ТСП 9201 (кл.т. В)	КСД2-001 (кл.т. 1)	КСД2-003 (кл.т. 1)	КСМ2-024 (кл.т. 0,5)

## 2.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования Пензенской ТЭЦ-1

За период с 2009 г. по 2011 г. произошло 20 отказов основного оборудования станции, из них 12 случаев с котельным оборудованием и 8 с турбинным оборудованием.

Статистика отказов основного оборудования приведена в таблице 2.15.

Таблица 2.15

№ п/п	Дата и время отказа	Краткое описание, причины
1	07.01.09 13:01	Останов котлоагрегата ст. № 10 из-за повреждения ротора РВП (отсутствие 12-ти цевок цевочного обода, износ ведущей звездочки). Причина: некачественный ремонт - недостаточная прочность крепления пластин для фиксации цевок в цевочном ободу ротора РВП.
2	12.03.09 0:38	Останов котлоагрегата ст. № 10 из-за разрыва змеевика № 2 9-го пакета КПП-4. Причина: утонение стенки в растянутой частигиба до минимально-допустимой толщины по условиям прочности в процессе длительной эксплуатации котла – 153 026ч.
3	12.08.09 16:45	Затопление БНС-2 , отключение защитами ЦН-5, ЦН-7, повреждение электродвигателей ЦН-5,6,7, НГЗ-1,2, ДрН-3,4,НПТ-1,2, НПП-1,2. питающих кабелей и схем управления части электродвигателей, снижение вакуума на работающих турбинах. Останов персоналом турбоагрегата ст. № 8, котлоагрегата ст. № 11. Причина: отрыв заглушки на выведенном из эксплуатации промводоводе Ду400мм, в результате некачественной сварки, недостаточного контроля данного узла со стороны руководящего и инженерно-технического персонала.
4	21.12.09 10:59	Останов котлоагрегата ст. № 10 из-за повреждения ротора РВП (отсутствие 12-ти цевок цевочного обода, износ ведущей звездочки). Причина: дефекты ремонта - недостаточная прочность крепления пластин для фиксации цевок в цевочном ободу ротора РВП.
5	20.01.10 04:36	Останов котлоагрегата ст. № 10 из-за повреждения среднего змеевика пакета № 8 КПП-3 ступени со стороны выходного коллектора в "теплом ящике" котлоагрегата. Причина: утонение стенки трубы в процессе длительной эксплуатации до минимально-допустимой величины, в условиях снижения прочностных характеристик стали, из-за изменения ее микроструктуры.
6	03.02.10 1:35	Останов котлоагрегата ст. № 11 из-за повреждения трубы № 32 правого бокового экрана на отм. 10,2-10,8м. Причина: подшламовая коррозия на месте ремонтной сварки.
7	20.02.10 08:45	Отключение турбоагрегата ст. № 5 действием защиты по отключению электрогенератора ст. № 5 из-за повреждения изоляции контрольного кабеля цепи управления В-10кВ и АГП. Причина: дефект монтажа кабеля.
8	22.03.10 00:20	Отключение котлоагрегата ст. № 10 из-за разрыва наружного змеевика пакета № 102 КПП-4 1-гогиба от выходного коллектора. Причина: нарушение прочности из-за выработки ресурса металла труб змеевиков КПП-4 котлоагрегата.
9	22.07.10 16:11	Отключение турбоагрегата ст. № 4 действием ТЗОП и турбоагрегата ст. № 5 по останову 2-х котлов из-за возникновения несимметричного режима из-за обрыва штанги подвижных контактов В-35 кВтр-ра бл.5ГТ. Причина: дефект изготовления МВ-35 кВ ОАО «Уралэлектромаш».
10	4.08.10	Отключение турбоагрегата ст. № 5 персоналом из-за повреждения переднего подшипника резервного возбуждателя РВ-1 по причине износа.
11	01.09.10	Отключение котлоагрегата ст. № 10 и турбоагрегата ст. № 7 из-за свища на обводной линии 28х4 задвижки на выходе ПВД турбоагрегата ст. № 7защитного устройства от превышения давления.
12	22.09.10	Отключение котлоагрегата ст. № 10 из-за разрыва наружного змеевика пакета № 104 КПП-4. Причина: снижение прочности из-за выработки ресурса металла труб змеевиков КПП-4 котлоагрегата.
13	06.10.10	Отключение турбоагрегата ст. № 4 действием диф. защиты генератора 1 компл. из-за нарушения контакта промежуточного клеммника типа ЗН27-2,5И У31 03 в камере АГП при наличии вибрации в пределах нормы.
14	16.11.10	Отключение тр-ра 23Т, тр-рабл. 5ГТ, ТГ-5 из-за перекрытия от воздействия птицы, повлекшее за собой отключение тр-ров 23Т, блока 5ГТ и турбоагрегата ст. № 5 действием диф. защиты тр-ра 23Т.

№ п/п	Дата и время отказа	Краткое описание, причины
15	7.03.11 00:45	Котлоагрегат ст. № 11 отключился действием защиты «Понижение давления газа перед котлом». Причина: ошибочные действия персонала при регулировании нагрузки воздействием на регулятор подачи газа системы автоматического управления газоснабжением (САУГ) котлоагрегата.
16	11.03.11 12:40	Турбоагрегат ст. № 5 разгружен до 0 МВт и отключен от сети из-за нарушения политуры рабочей поверхности контактных колец с образованием налета серого цвета, повышенный износ щеток.
17	07.08.11 08:05	От токовой отсечки отключился эл. привод №1 РВП котлоагрегата ст. № 11, котлоагрегат отключился защитой по факту отключения РВП. Причина: повреждение изоляторов клеммной коробки эл. двигателя №1 РВП.
18	03.09.11 13:09	Отключение котлоагрегата ст. № 11 защитой по отключению ДВ, запитанного от 11секции КРУ – 6кВ, которая отключилась действием диф. защиты тр-ра 22Ти МТЗ ввода резервного питания. Причина: КЗ в потоке контрольных кабелей 11секц. КРУ-6кВ из-за снижения изоляции в результате естественного старения.
19	12.12.11 01:02	Отключение турбоагрегата ст. № 4 из-за снижения давления масла в системе регулирования в результате ошибочных действий персонала при переключениях по выводу в ремонт ТСН 80Т с отключением АВ ввода рабочего питания I полусекции щита № 19 0,4 кВ.
20	24.12.11 03:37	Отключение котлоагрегата ст. № 8 действием защиты от понижения уровня в барабане из-за отключения ПВД турбоагрегата ст. № 5. Причина: повреждение трубной системы ПВД-7 турбоагрегата ст. № 5 из-за образования свища в заводском сварном шве приварки змеевика №3 к входному коллектору, а также дефекта привода задвижки ЛХП-41 подачи питательной воды от линии холодного питания.

## 2.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации Пензенской ТЭЦ-1

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации основного оборудования Пензенской ТЭЦ-1 отсутствуют.

## 2.12. Парковый ресурс теплофикационных турбоагрегатов Пензенской ТЭЦ-1

### 2.12.1. Парковый ресурс по каждому турбоагрегату и средневзвешенный парковый ресурс теплофикационных турбоагрегатов Пензенской ТЭЦ-1

Парковый ресурс по каждому турбоагрегату теплофикационных турбоагрегатов Пензенской ТЭЦ-1 приведен в таблице 2.16.

Таблица 2.16

Тип (марка) турбины	Год ввода	Парковый ресурс, норма, час	Наработка с начала эксплуатации на конец года, час	Год достижения паркового ресурса
ПТ-25-90/10	1962	270 000	314 455	1999
ПТ-30-8,8	2004	270 000	65 976	2036
ПТ-65/75-90/13	1997	270 000	102 723	2034
ПТ-50-90/13	1965	270 000	296 864	2004
Т-100/120-130-3	1978	220 000	181 047	2019
Т-110/120-130-4	1980	220 000	156 023	2023

Средневзвешенный парковый ресурс теплофикационных турбоагрегатов Пензенской ТЭЦ-1 составляет 254913 часов.

## 2.12.2. Продленный парковый ресурс по каждому теплофикационному турбоагрегату и средневзвешенный продленный парковый ресурс турбоагрегатов Пензенской ТЭЦ-1

По состоянию на 01.11.2012 г. продленный парковый ресурс по турбоагрегату ст. № 03 ПТ-25-90/10 составляет 320000 часов (на основании обследования ОАО «Урал ВТИ» от 30.08.1999 г.), по турбоагрегату ст. № 06 ПТ-50-90/13 – 322000 часов (на основании обследования ОАО «Урал ВТИ» от 14.11.2005 г.).

Средневзвешенный продленный парковый ресурс для турбоагрегатов ст. № 3, 6 по состоянию на 10.11.2012 г. составляет 320971 ч.

## 2.13. Срок службы паровых и водогрейных котлоагрегатов Пензенской ТЭЦ-1

### 2.13.1. Средневзвешенный срок службы паровых и водогрейных котлоагрегатов Пензенской ТЭЦ-1

Сведения о наработке, сроке службы энергетических и водогрейных котлоагрегатов приведены в таблице 2.17.

Таблица 2.17

Ст. №	Тип (марка) котла	Год ввода	Наработка с начала эксплуатации, ч	Количество пусков с начала эксплуатации	Парковый ресурс, час
<b>Паровые котлы</b>					
04	ТП-170	1954	318 208	644	250 000
05	ТП-170	1955	314 310	756	250 000
06	ТП-170	1958	265 123	701	250 000
07	ТП-15	1961	272 082	535	300 000
08	ТП-15	1965	275 095	419	300 000
09	ТП-47	1965	253 136	432	300 000
10	ТГМЕ-464	1978	168 234	381	300 000
11	ТГМЕ-464	1980	164 332	347	300 000
<b>Водогрейные котлы</b>					
01А	ПТВМ-100	1975	12 979	137	140 160
02А	ПТВМ-100	1976	18 451	251	140 160
03А	ПТВМ-100	1976	8 732	153	140 160

Средневзвешенный срок службы энергетических котлов Пензенской ТЭЦ-1 составляет 49 лет, водогрейных котлов - 36 лет.

### 2.13.2. Средневзвешенный продленный срок службы паровых и водогрейных котлоагрегатов Пензенской ТЭЦ-1

На основании проведенных обследований ОАО «Урал ВТИ» и другими экспертными организациями назначены следующие индивидуальные ресурсы для следующих котлоагрегатов:

- ТП-170 (ст. № 04) 23.05.2008 – 350 000 ч.;
- ТП-170 (ст. № 05) 16.07.2007 – 342 000 ч.;
- ТП-170 (ст. № 06) 01.09.1999 – 268 000 ч..

Средневзвешенный продленный ресурс энергетических котлоагрегатов Пензенской ТЭЦ-1 составляет 322980 ч.

## 2.14. Средневзвешенное значение УРУТ на отпуск электроэнергии и тепловой энергии Пензенской ТЭЦ-1

Значения удельных расходов топлива на отпуск электрической и тепловой энергии, рассчитанных по пропорциональному (2009) и физическому (2010, 2011) методам, представлены в таблице 2.18.

Таблица 2.18

Наименование показателя	2009	2010	2011
Удельный расход топлива на отпуск электрической энергии, г у.т./кВт·ч	309,59	262,74	263,95
в отопительный период	н/д	238,42	228,67
неотопительный период	н/д	362,02	363,47
Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	137,07	170,75	171,81
в отопительный период	н/д	170,70	172,14
неотопительный период	н/д	171,18	169,78

## 2.15. Среднегодовой коэффициент теплофикации Пензенской ТЭЦ-1

Значения коэффициентов теплофикации Пензенской ТЭЦ-1 за 2009 – 2011 гг. представлены в таблице 2.19 и на рис. 2.12.

Таблица 2.19

Наименование показателя	2009	2010	2011
Коэффициент теплофикации	0,982	0,970	0,939

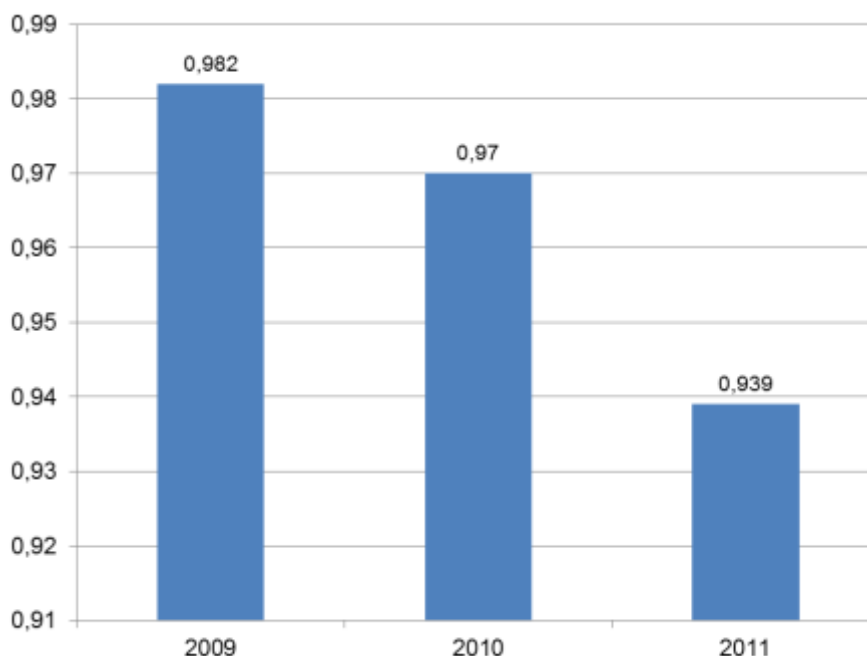


Рис. 2.12. Среднегодовые коэффициенты теплофикации Пензенской ТЭЦ-1

Из анализа данных, представленных в таблице 2.19 и на рис. 2.12 следует, что коэффициент теплофикации Пензенской ТЭЦ-1 неуклонно снижается. Это означает, что доля нагрева сетевой воды в ПВК с каждым годом увеличивается, а доля нагрева сетевой воды за счёт тепла отработавшего в турбинах пара снижается.

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

#### **3.1. Описание структуры тепловых сетей от Пензенской ТЭЦ-1, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов или до ввода в жилой квартал или промышленный объект**

Общая структура тепловых сетей системы теплоснабжения от Пензенской ТЭЦ-1 и суммарные характеристики участков тепловых сетей, находящихся на балансе Пензенского филиала ОАО «ТГК-6», представлена в таблице 3.1.

**Таблица 3.1**

<b>Система теплоснабжения</b>	<b>Длина трубопроводов теплосети (в двухтрубном исчислении), м</b>	<b>Внутренний объем систем теплоснабжения, м<sup>3</sup></b>
Магистральные сети	69311,1	25678,8
Квартальные сети	0,0	0,0
Всего	69311,1	25678,8

В табл. 3.1 не указана длина и внутренний объем квартальных тепловых сетей от ТЭЦ-1. Это вызвано тем, что квартальные сети от ТЭЦ-1 находятся на балансе другой организации – ОАО МКП «Теплоснабжение г. Пенза». Характеристика квартальных сетей ОАО МКП «Теплоснабжение г. Пенза» приведена в томе 9 книги 2.

#### **3.2. Электронные карты (схемы) тепловых сетей в зоне действия Пензенской ТЭЦ-1**

Для разработки электронной модели существующей схемы теплоснабжения г. 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 выполнения 2-го этапа Договора.

#### **3.3. Параметры тепловых сетей, тип изоляции, тип прокладки, материальная характеристика трубопроводов системы теплоснабжения от Пензенской ТЭЦ-1**

Параметры тепловых сетей, тип изоляции, тип прокладки, материальная характеристика трубопроводов системы теплоснабжения от Пензенской ТЭЦ-1 представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке, м	Длина участка (в двухтрубном исчислении), м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Объем трубопроводов, м <sup>3</sup>	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
ТК 1101 - ТК 1120	0,72	1056	Маты минераловатные	Канальная	1961	826,36	1520,64
ТК 1101 - ТК 1120	0,63	500	Маты минераловатные	Канальная	1961	297,88	630
ТК 1120 - НС-1	0,63	190	Маты минераловатные	Канальная	1965	113,2	239,4
ТК 1120 - ТК 1139	0,72	790	Маты минераловатные	Канальная	1964	618,22	1137,6
ТК 1120 - ТК 1139	0,63	917	Маты минераловатные	Канальная	1964	546,3	1155,42
ТК 1120 - ТК 1139	0,53	430	Маты минераловатные	Канальная	1964	180,44	455,8
ТК 1139 - ТК 1148	0,63	546	Маты минераловатные	Канальная	1965	325,28	687,96
ТК 1139 - ТК 1148	0,53	165	Маты минераловатные	Канальная	1965	69,24	174,9
ТК 1148 - завод Электроприбор	0,273	300	Маты минераловатные	Надземная	1968	31,6	163,8
ТК 1148 - ОП 42	0,426	560	Маты минераловатные	Надземная	1967	150,7	477,12
ТЭЦ-1 - ТК 1101	0,92	372	Маты минераловатные	Надземная	1998	475,18	684,48
ОП 42 - ТП завода Тяжпромарматура	0,426	365	Маты минераловатные	Надземная	1967	98,22	310,98
ТК 1124/2 - лаборатория Госнадзора	0,159	102	Маты минераловатные	Канальная	1968	3,6	32,44
ТК 1128 - ТК 1128/3	0,53	135	Маты минераловатные	Канальная	1964	56,66	143,1
ТК 1124/2 - Дом Пионеров	0,057	120	Маты минераловатные	Канальная	1968	0,48	13,68
ТК 1140 - Пензаэнергоремонт	0,159	184	Маты минераловатные	Канальная	1985	6,5	58,52
ТК 1124 - ЦТП 122	0,478	236	Маты минераловатные	Канальная	1976	80,46	225,62
ТК 1124 - ЦТП 122	0,377	414	Маты минераловатные	Канальная	1976	83,78	312,16
ТК 1124 - ЦТП 122	0,325	199	Маты минераловатные	Канальная	1976	29,84	129,36
ТК 1124 - ЦТП 122	0,159	108	Маты минераловатные	Канальная	1976	3,82	34,34
ТК 1128/7 - ЦТП 111	0,159	362	Маты минераловатные	Канальная	1976	12,78	115,12
ТК 1128/3 - ТК 1128/6	0,53	230	Маты минераловатные	Канальная	1970	96,52	243,8
ТК 1128/3 - ТК 1128/6	0,377	30	ППУ	Бесканальная	2003	6,08	22,62
ТЭЦ-1 - ТК 1210	0,82	300	Маты минераловатные	Канальная	1986	304,46	492
ОП 83 - ТК 1208	0,82	800	Маты минераловатные	Надземная	1986	811,9	1312
ТК 1210 - ТК 1214	0,82	400	Маты минераловатные	Канальная	1986	405,94	656
ТК 1214 - ТК 1237	0,82	3245	Маты минераловатные	Канальная	1986	3293,26	5321,8
ТК 1237 - ТК 1238	0,72	600	Маты минераловатные	Надземная	1986	469,52	864
от опоры 139доЦТП№143	0,325	400	Маты минераловатные	Канальная	1987	59,96	260



Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке, м	Длина участка (в двухтрубном исчислении), м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Объем трубопроводов, м <sup>3</sup>	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
от ЦТП№143 до ЦТП№142	0,219	450	Маты минераловатные	Канальная	1987	30,28	197,1
от опоры 186 до ЦТП№145	0,273	1000	Маты минераловатные	Канальная	1956	105,32	546
от тк 1906/5 до ЦТП№172	0,273	293	Маты минераловатные	Канальная	1986	30,86	159,98
ул. Московская, пл. Ленина - тк1827	0,273	100	Маты минераловатные	Канальная	1989	10,54	54,6
от тк1131 по ул.Ударная	0,273	50	Маты минераловатные	Канальная	1961	5,26	27,3
от ЦТП№121 до тк13166	0,219	73	Маты минераловатные	Канальная	1984	4,92	31,98
от ЦТП№138 до ж/д ул. Аустрина	0,273	250	Маты минераловатные	Канальная	1980	26,32	136,5
от тк1914 до ЦТП№174 по ул. Ставского	0,219	65	Маты минераловатные	Канальная	1989	4,38	28,48
т/т в м-не Северная поляна ул. Сумская	0,273	78,4	Маты минераловатные	Канальная	1990	8,26	42,8
от тк1314 до ЦТП№129 ул. Мирская	0,273	344	Маты минераловатные	Канальная	1969	36,22	187,82
от тк1314 до ЦТП№129 ул. Мирская	0,159	154	Маты минераловатные	Канальная	1978	5,44	48,98
т/т от врезки у НО 95 ул 5 ЦТП МЖХ	0,273	698	Маты минераловатные	Канальная	1986	73,52	381,1
т/т от врезки у НО 95 ул 5 ЦТП МЖХ	0,53	115	Маты минераловатные	Канальная	1986	48,26	121,9
от тк1124/9 до ЦТП №122	0,219	119	Маты минераловатные	Надземная	1984	8	52,12
от тк1317 ул.Герцена до ЦТП№119	0,219	172	Маты минераловатные	Канальная	1972	11,58	75,34
от тк1317 ул.Герцена до ЦТП№119	0,159	53	Маты минераловатные	Канальная	1972	1,88	16,86
отУТ-1 пр. Титова до тк1124 ул.Леоноза	0,325	1317,5	Маты минераловатные	Канальная	1990	197,5	856,38
от тк1829 до тПЭОб/б по ул.М.Горького	0,273	395	Маты минераловатные	Канальная	1989	41,6	215,68
т/т от опоры 186 до тк 3-да ЖБИ	0,53	100	Маты минераловатные	Надземная	1989	41,96	106
т/т от опоры 186 до тк 3-да ЖБИ	0,325	100	Маты минераловатные	Надземная	1989	15	65

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке, м	Длина участка (в двухтрубном исчислении), м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладка)	Объем трубопроводов, м <sup>3</sup>	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
т/т от опоры 186 до тк з-да ЖБИ	0,53	375	Маты минераловатные	Канальная	1989	157,36	397,5
т/т от опоры 186 до тк з-да ЖБИ	0,325	400	Маты минераловатные	Канальная	1989	59,96	260
от тк1228 до ЦТП№131	0,219	82	Маты минераловатные	Канальная	1989	5,52	35,92
от тк1131/3 до ЦТП№131	0,219	250	Маты минераловатные	Канальная	1989	16,82	109,5
от тк 28/1а по ул.Леонова до ЦТП№132	0,159	11	Маты минераловатные	Канальная	1985	0,38	3,5
от тк 28/1а по ул.Леонова до ЦТП№132	0,159	82	Маты минераловатные	Надземная	1985	2,9	26,08
от тк1124/3 до ЦТП№М23 по ул.Ленина, 16	0,219	393	Маты минераловатные	Канальная	1986	26,44	172,14
тк 1332/2 а/вокз., тк2 до ЦТП№113; ЦТП№114	0,273	36	Маты минераловатные	Канальная	1980	3,8	19,66
тк 1332/2 а/вокз., тк2 до ЦТП№113; ЦТП№114	0,219	261	Маты минераловатные	Канальная	1980	17,56	114,32
тк 1332/2 а/вокз., тк2 до ЦТП№113; ЦТП№114	0,159	179	Маты минераловатные	Канальная	1980	6,32	56,92
тк 1332/2 а/вокз., тк2 до ЦТП№113; ЦТП№114	0,133	57	Маты минераловатные	Канальная	1980	1,4	15,16
т/т по ул.Долгорукова	0,53	500	Маты минераловатные	Канальная	1989	209,82	530
т/т от тк1831 до ЦТП 5 кв.	0,159	225	Маты минераловатные	Канальная	1981	7,94	71,56
т/т от тк1831 до ЦТП 5 кв.	0,325	117	Маты минераловатные	Канальная	1981	17,54	76,06
От ОП95 до ЦТП№141	0,273	386	Маты минераловатные	Канальная	1981	40,66	210,76
от тк1920 до тк1331/3в по ул.Некрасова	0,426	136	Маты минераловатные	Канальная	1998	36,6	115,88
от тк1920 до тк1331/3в по ул.Некрасова	0,53	139,8	Маты минераловатные	Канальная	1998	58,66	148,18
От ОП186/6 до ЦТП№148 /л.	0,273	78	Маты минераловатные	Канальная	1995	8,22	42,58
От тк1319 до ЦТП ул. Московская	0,273	500	Маты минераловатные	Канальная	1987	52,66	273
От тк1320 до ЦТП№150 ул. Луначарского	0,219	30	Маты минераловатные	Канальная	1985	2,02	13,14
от тк 13 до котельной по ул.	0,219	224	Маты минераловатные	Канальная	1985	15,06	98,12

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке, м	Длина участка (в двухтрубном исчислении), м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладка)	Объем трубопроводов, м <sup>3</sup>	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
Московская							
от ТЭЦ-1 до "Биосинтез" м/у оп39-оп139	0,53	660	Маты минераловатные	Надземная	1990	276,96	699,6
От тк1132/2 до тк1131/4	0,219	92	Маты минераловатные	Канальная	1983	6,18	40,3
от тк1а до ЦТП№146	0,273	127	Маты минераловатные	Канальная	1978	13,38	69,34
От тк1706 до тк1712 ул.Аустрина	0,53	1010	Маты минераловатные	Канальная	1990	423,84	1070,6
от тк1712 до тк1714 ул .Аустрина	0,53	1100	Маты минераловатные	Канальная	1984	461,6	1166
От тк1714 до ЦТП64"б" ул. Нестерова	0,273	872	Маты минераловатные	Канальная	1984	91,84	476,12
ТЭЦ-1 - тк 1323	0,82	430	Маты минераловатные	Канальная	1968	436,4	705,2
ТЭЦ-1 - тк 1323	0,72	2588	Маты минераловатные	Канальная	1968	2025,22	3726,72
ТЭЦ-1 - тк 1323	0,72	100	ГПУ	Бесканальная	2003	78,26	144
ТЭЦ-1 - тк 1323	0,63	352	Маты минераловатные	Канальная	1968	209,7	443,52
тк 1323 - тк 1330	0,63	75	Маты минераловатные	Канальная	1967	44,68	94,5
тк 1323 - тк 1330	0,53	938	Маты минераловатные	Канальная	1967	393,62	994,28
тк 1330 - тк 1335	0,426	535	Маты минераловатные	Канальная	1974	143,96	455,82
тк 1335 - ЦТП 124,125	0,273	92	Маты минераловатные	Канальная	1974	9,68	50,24
тк 1335 - тк 1338	0,53	570	Маты минераловатные	Канальная	1974	239,2	604,2
тк 1338 - тк 1339	0,426	100	Маты минераловатные	Канальная	1984	26,9	85,2
тк 1338 - тк 1339	0,325	75	Маты минераловатные	Канальная	1984	11,24	48,76
тк 1339 - ЦТП 126	0,273	247	Маты минераловатные	Канальная	1984	26,02	134,86
тк 1340 - тк 1341	0,325	336	Маты минераловатные	Канальная	1984	50,36	218,4
тк 1339 - тк 1340	0,325	85	Маты минераловатные	Канальная	1984	12,74	55,26
тк 1341 - ЦТП 127	0,219	150	Маты минераловатные	Канальная	1984	10,1	65,7
тк 1341 - тк 1343	0,325	600	Маты минераловатные	Канальная	1984	89,94	390
тк 1343 - тк 1345	0,325	185	Маты минераловатные	Канальная	1967	27,74	120,26
тк 1328/3 - тк 1343	0,426	815	Маты минераловатные	Канальная	1967	219,3	694,38
тк 1334 - тк 1328/5	0,325	542	ГПУ	Бесканальная	2003	81,24	352,3
тк 1334 - тк 1328/5	0,426	273	ГПУ	Бесканальная	2003	73,46	232,6
тк 1381 - ЦТП 120	0,219	78	Маты минераловатные	Канальная	1979	5,24	34,16
тк 1381 - ЦТП 120	0,089	72	Маты минераловатные	Канальная	1979	0,76	12,82

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке, м	Длина участка (в двухтрубном исчислении), м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладка)	Объем трубопроводов, м <sup>3</sup>	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
тк 1318 - ЦТП 118	0,159	200	Маты минераловатные	Надземная	1979	7,06	63,6
тк 1331/3б - тк 1331/3г	0,325	63,5	Маты минераловатные	Канальная	1985	9,52	41,28
тк 1331/3б - тк 1331/3г	0,273	42	Маты минераловатные	Канальная	1985	4,42	22,94
тк 1331/6 - НИЛСЭ по ул.Средняя	0,273	68	Маты минераловатные	Канальная	1985	7,16	37,12
тк 1328 - ЦТП 101	0,426	250	Маты минераловатные	Канальная	1968	67,28	213
тк 1328/1 - ЦТП 102	0,273	53	Маты минераловатные	Канальная	1968	5,58	28,94
тк 1330 - ЦТП 103	0,219	50	Маты минераловатные	Канальная	1968	3,36	21,9
тк 1326 - ЦТП 115	0,273	455	Маты минераловатные	Канальная	1968	47,92	248,44
тк 1128/3 - тк 1345	0,426	604	Маты минераловатные	Канальная	1965	162,54	514,6
тк 1382 - тк 1382/5	0,325	428	Маты минераловатные	Канальная	1976	64,16	278,2
тк 1382 - тк 1382/5	0,273	92	Маты минераловатные	Канальная	1976	9,68	50,24
тк 1324 - тк 1914/1	0,53	715	Маты минераловатные	Канальная	1971	300,04	757,9
тк 1324 - тк 1914/1	0,426	245	Маты минераловатные	Канальная	1971	65,92	208,74
тк 1331 - тк 1331/3	0,325	515	Маты минераловатные	Канальная	1978	77,2	334,76
тк 1331 - тк 1331/3б	0,325	120	Маты минераловатные	Канальная	1978	17,98	78
тк 1324/4 - ЦТП 107	0,325	427	Маты минераловатные	Канальная	1974	64	277,56
тк 1324 - ЦТП 106	0,219	250	Маты минераловатные	Канальная	1974	16,82	109,5
тк 1331/3 - ЦТП 133	0,325	600	Маты минераловатные	Канальная	1985	89,94	390
тк 1380 - тк 1811	0,72	870	Маты минераловатные	Канальная	1985	680,82	1252,8
ТЭЦ-1 - ОП 189	0,53	110	Маты минераловатные	Надземная	1964	46,16	116,6
ТЭЦ-1 - ОП 189	0,426	1552	Маты минераловатные	Надземная	1964	417,64	1322,3
ТЭЦ-1 - ОП 189	0,426	500	ППУ	Бесканальная	2003	134,54	426
тк 1108 - тк 1706	0,53	563	Маты минераловатные	Канальная	1961	236,26	596,78
тк 1108 - тк 1706	0,53	136	ППУ	Бесканальная	2003	57,08	144,16
тк 1706 - тк 1712	0,53	1010	Маты минераловатные	Надземная	1985	423,84	1070,6
тк 1712 - тк 1715	0,53	505	Маты минераловатные	Канальная	1985	211,92	535,3
тк 1715 - тк 1730	0,426	2250	Маты минераловатные	Канальная	1985	605,46	1917
тк 1706 - ТП Очистные сооружения	0,325	1600	Маты минераловатные	Канальная	1987	239,84	1040
тк 1706 - ТП Очистные сооружения	0,273	1200	Маты минераловатные	Канальная	1987	126,38	655,2
тк 1706 - тк 1706/4	0,325	170	Маты минераловатные	Канальная	1963	25,48	110,5

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке, м	Длина участка (в двухтрубном исчислении), м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладка)	Объем трубопроводов, м <sup>3</sup>	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
ТК 1706 - ТК 1706/4	0,325	120	Маты минераловатные	Надземная	1963	17,98	78
ТК 1706/4 - ТК 1706/7	0,133	400	Маты минераловатные	Надземная	1967	9,82	106,4
ТК 1716 - ЦТП 140	0,273	436	Маты минераловатные	Надземная	1995	45,92	238,06
ТЭЦ-1 - ТК 1805	0,72	1283	Маты минераловатные	Канальная	1973	1004	1847,52
ТК 1804 - ЦТП 160	0,219	55	Маты минераловатные	Канальная	1973	3,7	24,1
ТК 1805 - ТК 1814	0,72	778	Маты минераловатные	Канальная	1974	608,82	1120,32
ТК 1805 - ТК 1814	0,72	70	Маты минераловатные	Надземная	1974	54,78	100,8
ТК 1805 - ТК 1814	0,72	50	ППУ	Бесканальная	2003	39,12	72
ТК 1814 - ТК 1818	0,63	424	Маты минераловатные	Канальная	1977	252,6	534,24
ТК 1814 - ТК 1818	0,63	10	Маты минераловатные	Надземная	1977	5,96	12,6
ТК 1814 - ТК 1818	0,63	80	ППУ	Бесканальная	2003	47,66	100,8
ТК 1814 - ТК 1822	0,63	361	Маты минераловатные	Канальная	1978	215,06	454,86
ТК 1814 - ТК 1822	0,63	70	Маты минераловатные	Канальная	1978	41,7	88,2
ТК 1822 - ТК 1825	0,63	437	Маты минераловатные	Канальная	1979	260,34	550,62
ТК 1825 - ТК 1829	0,53	427	Маты минераловатные	Канальная	1983	179,18	452,62
ТК 1829 - ТК 1831	0,53	530	Маты минераловатные	Канальная	1986	222,42	561,8
ТК 1835 - ТК 1837	0,53	400	Маты минераловатные	Канальная	1986	167,86	424
ТК 1831 - ТК 1835	0,53	478	Маты минераловатные	Канальная	1987	200,58	506,68
ТК 1822 - ТК 1822/3	0,273	432,5	Маты минераловатные	Канальная	1984	45,54	236,14
ТК 1829 - ТК 1829/5	0,53	483	Маты минераловатные	Канальная	1987	202,68	511,98
ТК 1829/3 - ТК 1829/5	0,325	100	Маты минераловатные	Канальная	1987	15	65
ТК 1832 - ЦТП 176	0,273	117	Маты минераловатные	Канальная	1993	12,32	63,88
ТК 1822/3 - ТП ул.Бакунина,36	0,159	130	Маты минераловатные	Канальная	1989	4,6	41,34
ТК 1822/3 - ТП ул.Бакунина,36	0,089	7	Маты минераловатные	Канальная	1989	0,08	1,24
ТК 1822/3 - ТП ул.Бакунина,36	0,076	7	Маты минераловатные	Канальная	1989	0,06	1,06
ТК 1822/3 - ТП ул.Бакунина,36	0,057	7	Маты минераловатные	Канальная	1989	0,02	0,8
ТК 1826 - ТК 1904	0,53	436	Маты минераловатные	Канальная	1983	182,96	462,16
ТК 1904 - ТК 1909	0,53	420	Маты минераловатные	Канальная	1983	176,26	445,2
ТК 1911 - ТК 1909	0,53	507	Маты минераловатные	Канальная	1986	212,76	537,42
ТК 1914 - ТК 1915	0,426	54	Маты минераловатные	Канальная	1984	14,54	46
ТК 1915 - ЦТП 136	0,219	42,5	Маты минераловатные	Канальная	1984	2,86	18,62
НО 26 (ул.Кавказ,107) - ТК 1916	0,53	640	Маты минераловатные	Канальная	1986	268,58	678,4

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке, м	Длина участка (в двухтрубном исчислении), м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Объем трубопроводов, м <sup>3</sup>	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
НО 26 - тк 1920	0,53	240	Маты минераловатные	Канальная	1987	100,72	254,4
тк 1915 - ЦТП 137	0,325	225	ППУ	Бесканальная	2003	33,72	146,26
тк 1917а - ЦТП 135	0,219	270	Маты минераловатные	Канальная	1984	18,16	118,26
тк 1913 - ЦТП 108	0,273	300	Маты минераловатные	Канальная	1984	31,6	163,8
тк 1913 - ЦТП 108	0,53	249	Маты минераловатные	Канальная	1974	104,5	263,94
тк 1913 - ЦТП 108	0,273	221	Маты минераловатные	Канальная	1974	23,28	120,66
тк 1909 - ЦТП 110	0,273	280	Маты минераловатные	Канальная	1974	29,48	152,88
тк 1906/1 - тк 1906/7	0,219	466	Маты минераловатные	Канальная	1984	31,34	204,1
тк 1906 - ЦТП 173	0,325	60	Маты минераловатные	Канальная	1980	9	39
тк 1906 - ЦТП 173	0,273	170	Маты минераловатные	Канальная	1980	17,9	92,82
тк 1906 - ЦТП 173	0,219	300	Маты минераловатные	Канальная	1980	20,18	131,4
т/трасса ул.Плех. - Гладк. - Володар.	0,159	405,1	Маты минераловатные	Надземная	2004	14,32	128,82
т/трасса ул.Плех. - Гладк. - Володар.	0,219	108,4	Маты минераловатные	Канальная	2004	7,3	47,48
тк 1 до ж/д ул.К.Цеткин,21	0,159	60	Маты минераловатные	Канальная	1998	2,12	19,08
тк 1728 - ЦТП Учеб.комбината	0,133	600	Маты минераловатные	Канальная	1999	14,72	159,6
тк 1728 - ЦТП Учеб.комбината	0,133	96,7	Маты минераловатные	Надземная	1999	2,38	25,72
тк 1728 - ЦТП Учеб.комбината	0,089	600	Маты минераловатные	Канальная	1999	6,34	106,8
тк 1728 - ЦТП Учеб.комбината	0,089	96,7	Маты минераловатные	Надземная	1999	1,02	17,22
тк 1331/1а - ЦТП 134	0,273	17	Маты минераловатные	Канальная	1999	1,8	9,28
ЦТП 134 - ж/д ул.Декабристов	0,159	142	Маты минераловатные	Канальная	1999	5,02	45,16
тк 1926 до кот.ул.Некрасова,28	0,159	175	Маты минераловатные	Надземная	2009	6,18	55,66
от ул.Куприна до кот-х ул.Кирова,69; ул.Славы,5	0,219	34	Маты минераловатные	Канальная	2009	2,28	14,9
от ул.Куприна до кот-х ул.Кирова,69; ул.Славы,5	0,159	242	Маты минераловатные	Канальная	2009	8,54	76,96
от ул.Куприна до кот-х	0,108	42	Маты минераловатные	Канальная	2009	0,66	9,08

Наименование участка	Наружный диаметр трубопроводов на участке, м	Длина участка (в двухтрубном исчислении), м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Объем трубопроводов, м <sup>3</sup>	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>
ул.Кирова,69; ул.Славы,5							
от ул.Куприна до кот-х ул.Кирова,69; ул.Славы,5	0,159	10	Маты минераловатные	Надземная	2009	0,36	3,18
от ул.Куприна до кот-х ул.Кирова,69; ул.Славы,5	0,108	315	Маты минераловатные	Надземная	2009	4,94	68,04
тк 1820 по ул.Московской до кот. ул.Володарского,89	0,159	98	Маты минераловатные	Канальная	2009	3,46	31,16
тк 1820 по ул.Московской до кот. ул.Володарского,89	0,159	52	Маты минераловатные	Надземная	2009	1,84	16,54
тк 1914/10 по ул.Захарова до кот. ул.Революционная,2	0,219	154	Маты минераловатные	Канальная	2009	10,36	67,46
тк 1914/10 по ул.Захарова до кот. ул.Революционная,2	0,219	303	Маты минераловатные	Надземная	2009	20,38	132,72
<b>Итого</b>				<b>Подземная</b>		25279,36	60848,98
				<b>Надземная</b>		399,44	2321,68
				<b>Всего</b>		25678,8	63170,68

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

В системе теплоснабжения от ТЭЦ-1 применяется преимущественно стальная арматура. Количество и условный диаметр арматуры, используемой в тепловых сетях системы теплоснабжения от ТЭЦ-1 представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3

Условный диаметр Ду, мм	Количество, шт.
800	12
600	22
500	102
400	76
350	2
300	115
250	66
200	224
150	236
125	37
100	479
80	106
50	271
40	37
30	201
25	109
20	18
15	93
<b>Всего</b>	<b>2206</b>

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

Тепловые камеры в системе теплоснабжения от Пензенской ТЭЦ-1 представляют собой сборные железобетонные конструкции, предназначенные для прокладки подземных теплопроводов. Материалом для стенок камер служат кирпич и фундаментные блоки ФБС. Для обеспечения гидроизоляционных свойств тепловых камер используется обмазка битумом.

Такие конструкции позволяют сохранять стабильный температурный режим в трубопроводах на всей его протяженности. Кроме того, подземные коммуникации, проложенные в тепловых камерах, хорошо защищены от проседания грунта и вибраций.



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

Для системы теплоснабжения от Пензенской ТЭЦ-1 принято качественное регулирование отпуска тепловой энергии в сетевой воде потребителям. Утвержденный температурный график 150/70 °С со срезкой на 110 °С при температуре наружного воздуха -15 °С. Расчетная температура наружного воздуха -29 °С. Температурный график приведен на рис. 3.1.

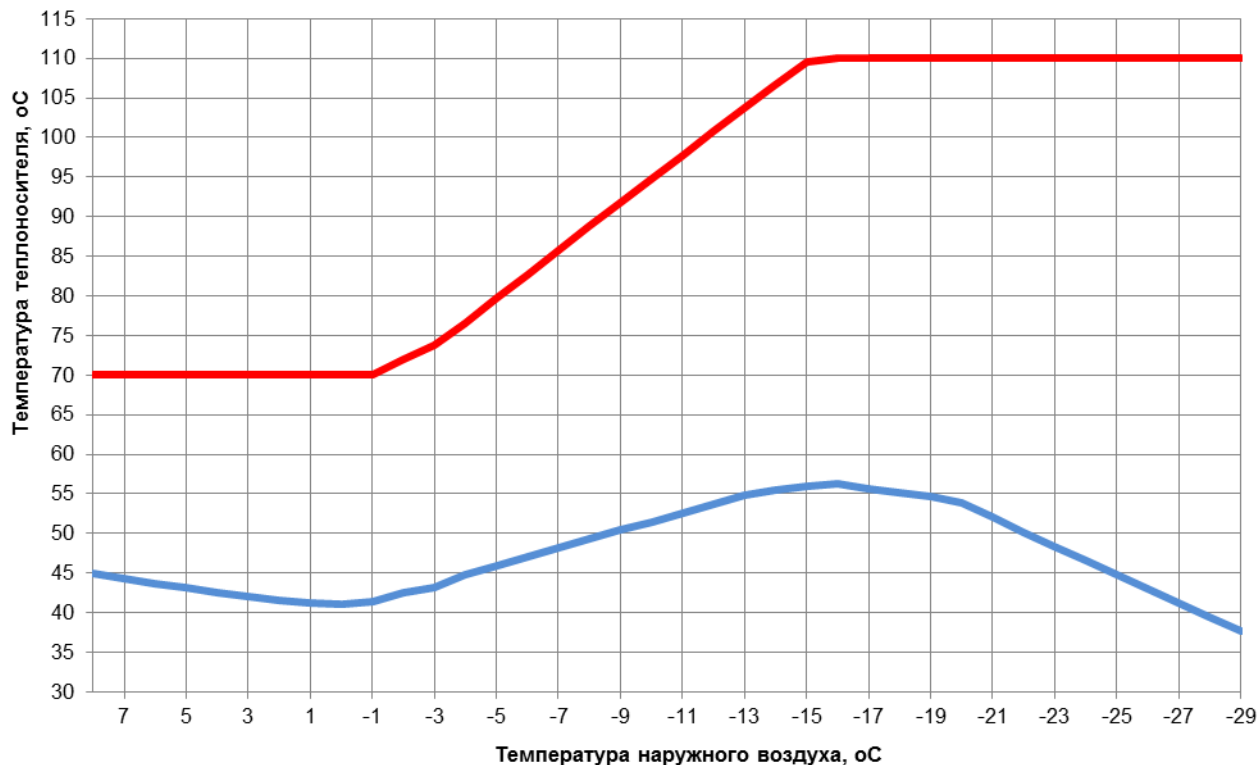
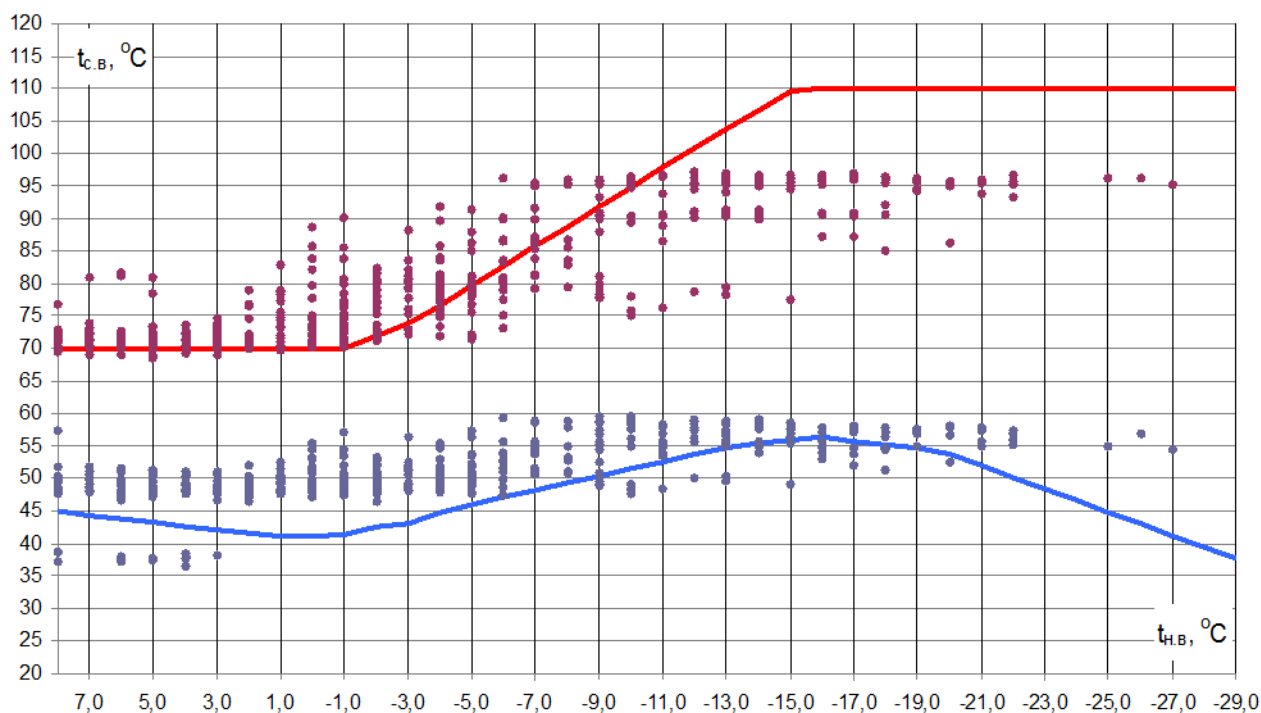


Рис. 3.1. Температурный график теплосети Пензенской ТЭЦ-1

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

Анализ фактических температурных режимов отпуска тепла с сетевой водой в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла выполнялся по данным учета за отопительные периоды 2009-2011 гг.

Результаты анализа представлены на рис. 3.2.



**Рис. 3.2. Утвержденный температурный график качественного регулирования отпуска тепловой энергии с сетевой водой от Пензенской ТЭЦ-1 (сплошные линии) и данные учета ТЭЦ по температуре сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах (точки)**

По результатам анализа фактических температурных режимов отпуска тепла в тепловые сети от Пензенской ТЭЦ-1 за отопительный период 2009-2011 гг. можно сделать следующие выводы:

- требования температурного графика по температуре сетевой воды в подающем трубопроводе в основном соблюдаются в диапазоне температур наружного воздуха от +8 до +3 °С;

- в диапазоне температур наружного воздуха от +3 до -5 °С температура сетевой воды в подающем трубопроводе превышает требования температурного графика на 10 ÷ 20 °С;

- имеет место превышение фактических температур сетевой воды в обратном трубопроводе над значениями по утвержденному графику в широком диапазоне температур наружного воздуха от + 8 до -11 °С.


- при температуре наружного воздуха ниже -9 °С требования температурного графика по температуре сетевой воды в подающем трубопроводе не выполняются.

Таким образом, имеются существенные отклонения фактического режима отпуска тепла от утвержденного в системе теплоснабжения Пензенской ТЭЦ-1.

### 3.8 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

В соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок, гидравлические режимы водяных тепловых сетей разрабатываются ежегодно для отопительного и летнего периодов.

Утвержденные результаты расчета гидравлического режима на отопительный период коллекторов сетевой воды от Пензенской ТЭЦ-1, представлены на рис. 3.3, 3.4.

УТВЕРЖДАЮ:  
 Технический директор  
 Тепловых сетей  
 ГФ ОАО "ТТК-6"  А.В. Проников  
 2011 г.

**РЕЖИМНАЯ КАРТА ВОДЯНЫХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ 1-ГО СЕТЕВОГО РАЙОНА  
 НА ОТОПИТЕЛЬНЫЙ СЕЗОН 2011 - 2012 г.г.**

Наименование параметра	Численное значение задаваемого параметра	Допустимые по ПТЭ пределы колебаний	Способ регулирования	Чем регулируется	Примечания
<b>ГИДРОСТАТИЧЕСКИЙ РЕЖИМ</b>					
<b>Давление сетевой воды в трубопроводах тепловой сети по манометрам:</b>					
<b>первой зоны:</b>					
- на коллекторах ТЭЦ-1	5,4 атм	+/- 0,2 атм	ручной	задвижками на нагнетании подпиточных насосов ТЭЦ-1	из-за отсутствия регулятора подпитки при статическом режиме необходим переход на ручное регулирование Рст и перенастройка регулятора подпитки
- насосной станции №1	2,1 атм	+/- 0,2 атм	не регулируется		
- РПС 1221 - ул. Крупской	2,8 атм	+/- 0,2 атм	не регулируется		
- РПС1714 - ул. Аустрина	3,2 атм	-	не регулируется		
- РПС1834 - ул. Московская	1,5 атм	-	не регулируется		
<b>второй зоны:</b>					
- насосной станции №1	4,7 атм	+/- 0,2 атм	автоматический	РД на линии нагнетания подпиточных насосов	подпиточные насосы включаются в работу при остановке сетевых насосов на ТЭЦ-1 и автоматическом делении сетей на зоны. Деление сетей на зоны осуществляется регуляторами подпора-распредачи (РК1 с РД3а) в НС-1 РПС1221, РПС1714
- РПС1221 - ул. Крупской	5,4 атм	+/- 0,2 атм	автоматический		
<b>третьей зоны:</b>					
- РПС1714 - ул. Аустрина	4,0 атм	+/- 0,2 атм	автоматический		
<b>ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ</b>					
<b>Давление сетевой воды в коллекторах ТЭЦ-1 (Hгеод=140,0м)</b>					
т/м 11, 13, 14, 16, КПД	12,0 атм	+/- 0,5 атм	ручной	сетевыми насосами ТЭЦ-1 и задвижками на их нагнетании, регуляторами подпитки ТЭЦ-1	Расчетные расходы сетевой воды по выводам: т/м 11(с т/м 12 и 17) Сплд, обр = 6101 т/час т/м 13 Сплд, обр = 2143 т/час т/м 14 Сплд, обр = 1054 т/час т/м 18, 19 Сплд, обр = 2202 т/час т/м клд Сплд, обр = 192 т/час суммарный Сплд, обр = 11 782 т/час
подающий трубопровод обратный трубопровод т/м 14	1,5 атм	+/- 0,2 атм	автоматический		
обратный трубопровод т/м 11, 13, 16, КПД	2,0 атм	+/- 0,2 атм	автоматический		
<b>Давление сетевой воды в трубопроводах насосных станций (по ходу теплоносителя)</b>					
<b>- НСП1 (Hгеод=172,5м):</b>					
подающий трубопровод на входе т/м 11 Р1н.з	7,1 атм	-	не регулируется	регуляторами давления РК1 на соответствующих трубопроводах	Расчетный расход сетевой воды: G=306/801 т/ч сетевые насосы в резерве
на входе т/м 12 Р1н.з	9,9 атм	-	не регулируется		
на выходе Р1в.з	6,1 атм	+/- 0,2 атм	автоматический		
обратный трубопровод до клапана Р2в.з после клапана Р2н.з	3,0 атм 2,0 атм	+/- 0,2 атм -	автоматический не регулируется		
<b>- НСП4 (Hгеод=147,0м):</b>					
подающий трубопровод на входе Р1н.з	8,5 атм	-	не регулируется	РК1 с РД3а	Расчетный расход сетевой воды: G=1820 т/ч
на выходе Р1в.з	10,9 атм	+/- 0,2 атм	автоматический		
<b>- НСП6 (Hгеод=170,2м):</b>					
подающий трубопровод на входе Р1н.з	5,2 атм	-	не регулируется	РК1 с РД3а	Расчетный расход сетевой воды: G=5457/2562 т/ч  Hгеод=166,2м
на выходе Р1в.з	11,1 атм	+/- 0,2 атм	автоматический		
обратный трубопровод К1213	1,3 атм	-	не регулируется		
<b>- НСП8 (Hгеод=151,4м):</b>					
подающий трубопровод на входе Р1н.з	8,3 атм	-	не регулируется	РК1 с РД3а РК1 с РД3а	Расчетный расход сетевой воды: G=873 т/ч сетевые насосы в резерве
на выходе Р1в.з	8,3 атм	-	не регулируется		
обратный трубопровод до клапана Р2в.з	3,2 атм	-	не регулируется		
после клапана Р2н.з	2,8 атм	-	не регулируется		
<b>Давление сетевой воды в трубопроводах регулировочно-подпиточных станций (по ходу теплоносителя)</b>					
<b>- РПС 1221(Hгеод=166,0м):</b>					
подающий трубопровод Р1	11,1 атм	-	не регулируется	РК1 с РД3а	Расчетный расход сетевой воды: G=3457/2563 т/ч
обратный трубопровод до клапана Р2в.з	3,0 атм	+/- 0,2 атм	автоматический		
после клапана Р2н.з	1,7 атм	-	не регулируется		
<b>- РПС 1714(Hгеод=162,0м):</b>					
подающий трубопровод Р1	6,6 атм	-	не регулируется	РК1 с РД3а	Расчетный расход сетевой воды: G=444 т/ч
обратный трубопровод до клапана Р2в.з	3,0 атм	+/- 0,2 атм	автоматический		
после клапана Р2н.з	2,8 атм	-	не регулируется		
<b>Давление сетевой воды в трубопроводах регулировочных станций (по ходу теплоносителя)</b>					
<b>- РС 1108 (Hгеод=139,4м):</b>					
подающий трубопровод	10,6 атм	-	не регулируется	по Р2н.з НС1 в переходный период Р2 до клапана задвигается по Р2н.з НС6	Расчетный расход сетевой воды: G=591/1726 т/ч
обратный трубопровод до регулятора давления	5,0 атм	+/- 0,2 атм	автоматический		
после регулятора давления	3,7 атм	-	не регулируется		
<b>- РС1206 (Hгеод=140,0м):</b>					
подающий трубопровод	10,3 атм	-	не регулируется	РК1 с РД3а	Расчетный расход сетевой воды: G=4340/2647 т/ч
обратный трубопровод до регулятора давления	3,3 атм	+/- 0,2 атм	автоматический		
после регулятора давления	2,9 атм	-	не регулируется		
<b>- РС1827 (Hгеод=143,7м):</b>					
подающий трубопровод	11,0 атм	-	не регулируется	РК1 с РД3а	Расчетный расход сетевой воды: G=384/364 т/ч  Клапан выведен из работы
обратный трубопровод до регулятора давления	5,2 атм	+/- 0,2 атм	автоматический		
после регулятора давления	4,7 атм	-	не регулируется		

Рис. 3.3. Гидравлический режим тепловых сетей первого сетевого района на отопительный период 2011-2012 гг.


Наименование параметра	Численное значение задаваемого параметра	Допустимые по ПТЭ пределы колебаний	Способ регулирования	Чем регулируется	Примечания
<b>Давление сетевой воды в ЦТП:</b>					
- ЦТП-134 на входе подающий на выходе обратный	6,7 ати 2,9 ати 6,1 ати 3,5 ати	+/- 0,2 ати +/- 0,2 ати	не регулируется не регулируется автоматический автоматический	РК1 с РДЗв РК1 с РДЗв	Расчетный расход сетевой воды (с ограничением): G= 29т/ч Давление в трубопроводах на ГВС: Pгвс = 5,0 ати Hгвод=157,2м
- ЦТП-144 на входе подающий на выходе обратный	6,7 ати 3,9 ати 6,4 ати 3,9 ати	+/- 0,2 ати	не регулируется не регулируется автоматический не регулируется	РК1 с РДЗв	Расчетный расход сетевой воды: G= 65т/ч Давление в трубопроводах на ГВС: Pгвс = 5,0 ати Hгвод=140,1м
- ЦТП-160 на входе подающий на выходе обратный	9,8 ати 2,8 ати 4,3 ати 2,8 ати	+/- 0,2 ати	не регулируется не регулируется автоматический не регулируется	РК1 с РДЗв	Расчетный расход сетевой воды: G= 29т/ч Давление в трубопроводах на ГВС: Pгвс = 4,0 ати Hгвод=138,6м
- ЦТП-171 на входе подающий на выходе обратный	10,5 ати 4,3 ати 6,3 ати 4,3 ати	+/- 0,2 ати	не регулируется не регулируется автоматический не регулируется	РК1 с РДЗв	Расчетный расход сетевой воды (с ограничением): G= 17т/ч Давление в трубопроводах на ГВС: Pгвс = 4,5 ати Hгвод=142м
<b>ТЕМПЕРАТУРНЫЙ РЕЖИМ</b>					
Температура теплоносителя в подающих коллекторах ТЗЦ-1	согласно температурному графику центрального регулирования отопительной нагрузки со срезами температурного	+/- 3% от заданной по тн ср за определенный диспетчером теплосети промежуток времени	ручной	количеством греющего пара в бойлерах, включением ликовых бойлеров	средка максимальной температуры сетевой воды в подающем трубопроводе обусловлена работой источника теплоты Qтэл=540 Гкал/ч без включения ликовой водогрейной котельной (из-за ее высокого гидравлического сопротивления, не обеспечивающего необходимого давления теплоносителя в подающем коллекторе)
Температура теплоносителя в обратных коллекторах ТЗЦ-1	графика при t <sub>в</sub> +1,3 t <sub>1min</sub> =70гр.Ц; при t <sub>в</sub> <25 t <sub>1max</sub> =140гр.Ц; расчетные при t <sub>в</sub> в - 29 t <sub>1</sub> =150гр.Ц; T2=70гр.Ц; t <sub>в</sub> =18гр.Ц	среднесуточная не более + 3% заданной графиком, снижение против графика не ограничивается	в основном автоматизированный	регуляторами температуры и напора (РК) на ЦТП, включением корректирующих насосов на ЦТП в переходный период, диаметром (линии дроссельных устройств) у абонентов	зависит от режима теплопотребления, работы регуляторов на ЦТП, состоянии поверностей нагрева теплообменников, автоматизации caloriferных установок, использования установленных на ЦТП корректирующих насосов в переходный период
<b>ВОДНО-ХИМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ</b>					
<p>Качество подпиточной и сетевой воды тепловых сетей должно соответствовать требованиям ПТЭ (п. 4.6.39 и п. 4.6.40), М. 2003</p> <p>Присоединенная нагрузка потребителей Q<sub>пр</sub>=995 Гкал/ч, G<sub>р</sub>=11782 т/ч</p> <p>Вместимость тепловых сетей и абонентских систем без учета объема воды в трубопроводах и оборудовании подогревательных установок ТЗЦ-1 - 48110 м<sup>3</sup></p> <p>Расчетный расход подпиточной воды (0,0025Vобц*Gпр) - 128т/ч</p> <p>Производительность подпиточного устройства должна быть не менее (0,0075Vобц) - 360 т/ч</p> <p>Временная (аварийная) подпитка (0,020Vобц) - 960 т/ч</p> <p>Схема сетей - кольцевая: магистральные сети разделены по подающему и обратному - в К1837 (на магистрали между 1-м и 2-м районами), К3608 (на т/м 36 между 1-м и 3-м районами), К1334 (на т/м 13), на магистральных перемычках в К1119, К1128, К1214, К1228, К1811 (к ул.Герцена), К1328/5 (со стороны К1328/4), К1906 и К1920.</p>					
Ведущий инженер группы режимов и наладки СЭТС					Е.А. Тохмакова

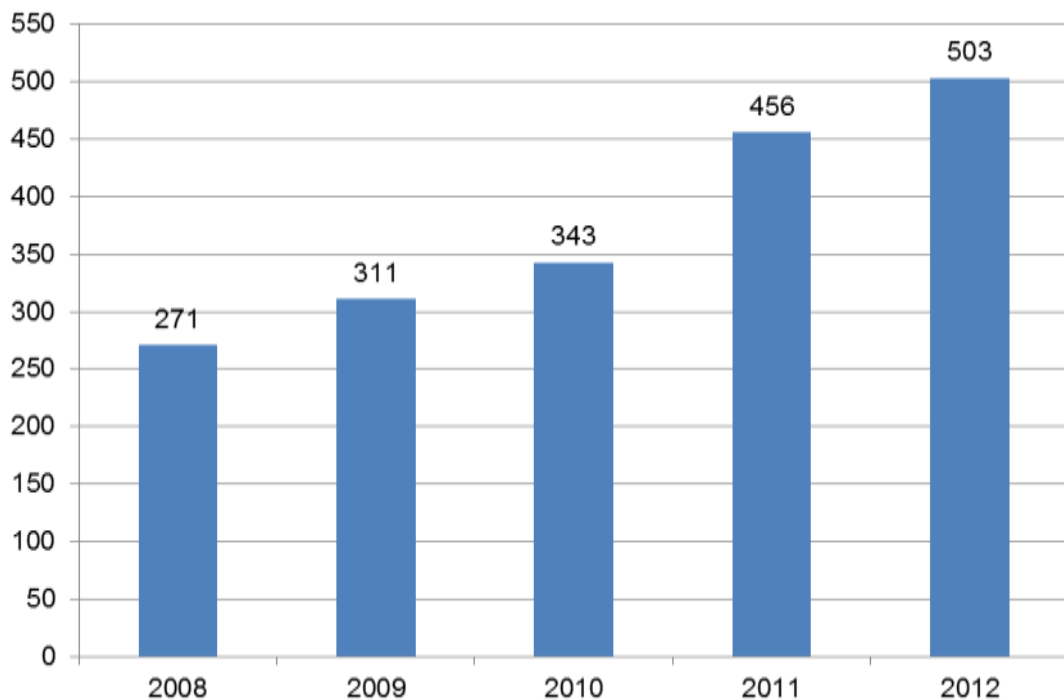
Рис. 3.4. Гидравлический режим тепловых сетей первого сетевого района на отопительный период 2011-2012 гг. (продолжение)

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

Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет на трубопроводах Пензенского филиала ОАО «ТГК-6» представлена в таблице 3.4 и на рис. 3.5.

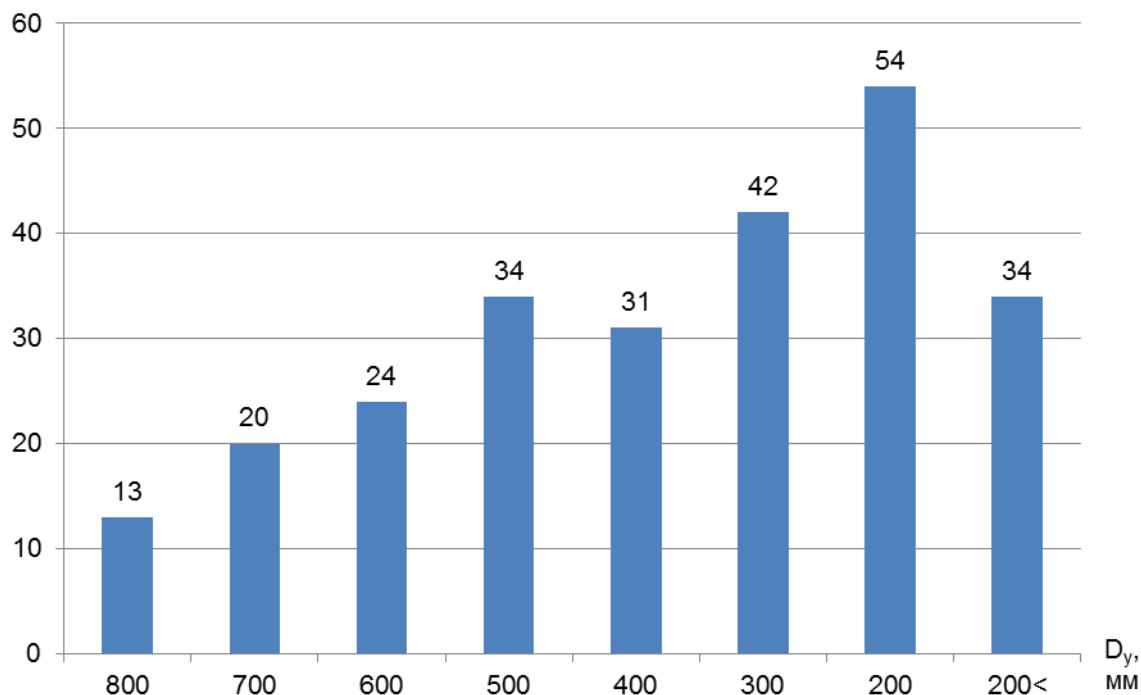
Таблица 3.4

Год	Продолжительность работы тепловых сетей						Итого
	0 - 5 лет	5 - 10 лет	10 - 15 лет	15 - 20 лет	20 - 25 лет	более 25 лет	
2008	3	17	31	36	73	111	271
2009	5	-	8	18	30	250	311
2010	-	-	-	-	27	316	343
2011	-	2	12	-	19	423	456
2012	-	-	8	5	16	474	503



**Рис. 3.5. Статистика отказов тепловых сетей по Пензенскому филиалу ОАО «ТГК-6» за 2008 – 2012 гг.**

Статистика отказов тепловых сетей Пензенской ТЭЦ-1 за 2011 г. по диаметрам трубопроводов представлена на рис. 3.6.



**Рис. 3.6. Статистика отказов тепловых сетей Пензенской ТЭЦ-1 по диаметрам трубопроводов за 2011 г.**

Из анализа рис. 3.5 следует, что количество аварий на тепловых сетях трёх источников теплоснабжения Пензенского филиала ОАО «ТГК-6» за последние 5 лет выросло в 4 раза. Основной причиной аварий является внешняя коррозия трубопроводов, вызванная подтоплением каналов грунтовыми водами, а также неудовлетворительным состоянием изоляции трубопроводов вследствие превышенного срока эксплуатации тепловых сетей.

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

По данным официальной статистики среднее время на восстановление работоспособности тепловых сетей (или продолжительность аварийно-восстановительного ремонта) составляет 18 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 Пензенской ТЭЦ-1 производятся в соответствии с утвержденным графиком.

Диагностика сетей проводится по утверждаемым планам шурфовок. Ежегодно выполняются исследования металла труб тепловых сетей и экспертиза промышленной безопасности сторонними организациями.

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 3.5.

Таблица 3.5

<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	Не утверждены
Испытания тепловых сетей на тепловые потери	1 раз в 5 лет	В соответствии с графиком работ	Не утверждены
Испытания тепловых сетей на максимальную температуру	1 раз в 5 лет	В соответствии с графиком работ	Отсутствуют



### 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. Нормативы технологических потерь утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации № 579 от 12 декабря 2011 г.

Информация об утвержденных нормативах технологических потерь в тепловых сетях принадлежащих Пензенскому филиалу ОАО «ТГК-6» представлена в таблице 3.6.

Таблица 3.6

Вид теплоносителя	Балансовая принадлежность теплосетей	Эксплуатирующая организация	Периодичность разработки нормативов	Дата проведения	Утвержденный норматив потерь тепловой энергии, Гкал	Утвержденных нормативов потери теплоносителя (сетевая вода), м <sup>3</sup>
Вода	Филиал ОАО «ТГК-6»	Филиал ОАО «ТГК-6»	Ежегодно	2012	327 743	1 167 912
Пар	Филиал ОАО «ТГК-6»	Филиал ОАО «ТГК-6»	Ежегодно	2012	355,7	80 829

### 3.14. Оценка тепловых потерь в тепловых сетях

Оценка тепловых потерь в магистральных тепловых сетях в системе теплоснабжения от Пензенской ТЭЦ-1 проводилась на основании фактических данных приборов коммерческого учета, предоставленных за 2010 – 2012 гг. и разработанных энергетических характеристик тепловых сетей по показателю «тепловые потери». Результаты расчетов представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7

Показатель	2010	2011	2012
Отпуск тепловой энергии, Гкал	1544868	1656042	1567046
Потери тепловой энергии, Гкал	208448,2	233703,8	266946,5
<b>Доля потерь тепловой энергии, %</b>	<b>13,5</b>	<b>14,1</b>	<b>17,0</b>

Расчёт среднегодовых тепловых потерь в сетях от ТЭЦ-1 и до конечного потребителя за 2011 г. приведён в таблице 3.8. В расчёте учитываются потери тепловой энергии в магистральных тепловых сетях ТЭЦ-1 (находятся на балансе Пензенского филиала ОАО «ТГК-6») и в квартальных тепловых сетях ТЭЦ-1 (находятся на балансе МКП «Теплоснабжение г. Пенза»). Потери в квартальных тепловых сетях определены по нормативному значению.

Таблица 3.8

Вид теплоносителя	Потери тепловой энергии в сетях за год, Гкал			Количество часов работы сети, ч	Среднегодовые потери в сетях, Гкал/ч
	магистральные	квартальные	Всего		
горячая вода	233703,7623	69960,9	303664,6	8544	35,5
пар	125922	-	125922	8544	14,7

### 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

подавляющее большинство теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии по отоплению присоединены к тепловым сетям по зависимой схеме, по ГВС – по закрытой схеме.

Схемы подключения подогревателей ГВС в процентах по нагрузке потребителей:

1. последовательная схема 87,5 %;
2. смешанная схема 12,5 %.

Значения суммарной тепловой нагрузки, покрываемой Пензенской ТЭЦ-1, представлены в таблице 3.9.

Таблица 3.9

Источник теплоснабжения	Тепловая нагрузка, Гкал/ч				
	Отопление	Вентиляция	ГВС (среднед.)	Пар	Суммарная
Пензенская ТЭЦ-1	Договорная нагрузка				
	417,7	75,7	81,3	55,3	630,0
	Фактическая нагрузка				
	389,1	73,2	48,2	25,0	535,5

### 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 3.10.

Таблица 3.10

Источник тепло-	Балансовая принадлеж-	Эксплуатирующая ор-	Обеспеченность потребителей приборами учета по годам, %
-----------------	-----------------------	---------------------	---



снабжения	ность теп- лосетей	ганизация	2013	2014	2015	2016	2017	2018 - 2022	2023 - 2027
Пензенская ТЭЦ-1	ПФ ОАО «ТГК-6»	Тепловые сети ПФ ОАО «ТГК-6»	70	75	80	85	90	100	100

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

Работа магистральных тепловых сетей от Пензенской ТЭЦ-1 контролируется диспетчерской службой (далее по тексту: ДС) тепловых сетей. Диспетчерская служба является подразделением Пензенского филиала Открытого акционерного общества «Территориальная генерирующая компания № 6» (далее по тексту: ПФ ОАО «ТГК-6»).

Диспетчерская служба осуществляет круглосуточное оперативное диспетчерское управление работой источников тепла, тепловых сетей, насосных станций. ДС находится в непосредственном подчинении технического директора тепловых сетей ПФОАО «ТГК-6». Работники ДС в своей деятельности руководствуются:

- федеральными и региональными нормативно-правовыми актами РФ;
- организационно-распорядительными и нормативными документами ЗАО «КЭС» и ПФ ОАО «ТГК-6»;
- документами, обязательными к применению в электроэнергетической отрасли;
- положением о диспетчерской службе, должностными инструкциями;
- правилами внутреннего трудового распорядка, правилами по охране труда, технике безопасности, пожарной безопасности и иными локальными нормативными актами.

Основной задачей ДС является ведение безопасного, надежного и экономичного режима работы оборудования филиала.

Для реализации основной задачи ДС выполняет следующие функции:

1. Осуществление оперативного управления работой системы централизованного теплоснабжения в целом.
2. Ведение режимов работы электростанций и сетей, обеспечивающих энергоснабжение потребителей в соответствии с условиями и положениями заключенных договоров.
3. Координация производственного процесса между структурными подразделениями в ПФ ОАО «ТГК-6» (РТС №1,2,3, ТЭЦ-1,2, кот. «Арбеково»).
4. Обеспечение надежности функционирования оборудования.
5. Руководство технологическими процессами при ликвидации аварий (технологических нарушений) в тепловых сетях.
6. Выполнение требований к качеству тепловой энергии.
7. Участие в составлении графиков ремонтов и испытаний тепловых сетей.
8. Сбор и представление в соответствующие службы установленной отчетности и информации по работе оборудования.

Для выполнения указанных функций начальник и работники ДС имеют право:

- подписывать (визировать) документы в пределах своей компетенции;
- требовать от руководителей подразделений ПФ ОАО «ТГК-6» своевременного представления документов установленной формы, относящихся к компетенции диспетчерской службы;

- вести переписку со сторонними организациями по вопросам, входящим в компетенцию диспетчерской службы и не требующим согласования с руководством ПФ ОАО «ТГК-6»;
- давать разъяснения работникам ПФ ОАО «ТГК-6», рекомендации и указания по вопросам, входящим в компетенцию диспетчерской службы;
- привлекать в установленном порядке специалистов подразделений ПФ ОАО «ТГК-6» с согласия их непосредственного руководителя для участия в рассмотрении и выполнении работ по вопросам, входящим в компетенцию диспетчерской службы;
- представлять интересы ПФ ОАО «ТГК-6» по поручению или с согласия руководства в сторонних организациях по вопросам, относящимся к компетенции диспетчерской службы;
- участвовать в совещаниях и подготовке проектов решений по вопросам, относящимся к компетенции диспетчерской службы;
- обращаться к вышестоящему руководителю в случае возникновения разногласий и спорных вопросов с непосредственным руководителем;
- включать в приказ по качеству, с указанием мер материального и дисциплинарного воздействия, работников ПФ ОАО «ТГК-6», не исполняющих требования нормативной и организационно-распорядительной документации, действующей в ЗАО «КЭС» и ПФ ОАО «ТГК-6»;
- выходить на директора ПФ ОАО «ТГК-6» с предложением о поощрении работников диспетчерской службы;
- прекращать производство работ на оборудовании и отстранять от работы лиц, нарушивших правила техники безопасности, пожарной безопасности или при отсутствии соответствующего разрешения (наряд, распоряжение);
- отдавать технические и административные распоряжения подчиненному персоналу;
- контролировать соблюдение работниками диспетчерской службы трудовой и производственной дисциплины, требований правил и норм по охране труда и промышленной санитарии.

Управление ДС организуется в соответствии с нижеследующими положениями.

Руководство диспетчерской службы осуществляется начальником службы. Назначение, перемещение и увольнение начальника диспетчерской службы производится приказом директора ПФ ОАО «ТГК-6» по представлению технического директора тепловых сетей в соответствии с «Положением о порядке приема, перевода, увольнения сотрудников ОАО «ТГК-6, высших менеджеров исполнительного аппарата, филиалов общества ОАО «ТГК-6» и подведомственных обществ». Прием, перемещение и увольнение остальных работников Диспетчерской службы производится приказом директора филиала по представлению начальника Диспетчерской службы и согласованию с техническим директором тепловых сетей в соответствии с «Положением о порядке приема, перевода, увольнения сотрудников ОАО «ТГК-6», высших менеджеров исполнительного аппарата, филиалов ОАО «ТГК-6» и подведомственных обществ».

Штатное расписание Диспетчерской службы утверждается директором филиала в составе штатного расписания филиала. Изменения штатного расписания осуществляются при изменении или упразднении задач и функций, возлагаемых на Диспетчерскую службу. Штатная численность диспетчерской службы составляет:

- начальник – 1 ед.;

- диспетчер – 5 ед.;

Начальник диспетчерской службы планирует и организует работу диспетчерской службы, вносит корректировки в задачи и функции подчиненного персонала.

Для обеспечения работы диспетчерской службы имеется необходимый комплекс оборудования, включающий контрольно-измерительные приборы, компьютерное программное обеспечение, средства связи.

Взаимодействия со сторонними контрагентами, а также с аппаратами органов государственной власти субъектов Российской Федерации, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации осуществляются в рамках возложенных на службу задач и функций в пределах компетенции начальника диспетчерской службы и подчиненного ему персонала, а также в соответствии с Положением «Об организации работы по обеспечению защиты информации, составляющей коммерческую тайну в Открытом Акционерном Обществе «Территориальная генерирующая компания №6», введенным в действие приказом директора общества от 30.03.2006 г. №129.

Разногласия, возникающие в процессе взаимоотношений диспетчерской службы с другими подразделениями и работниками ПФ ОАО «ТГК-6», разрешаются начальником диспетчерской службы и руководителями соответствующих подразделений. В случае отсутствия согласия сторон проблемные вопросы решаются директором ПФ ОАО «ТГК-6».

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

В системе теплоснабжения г. Пенза в насосных станциях и ЦТП установлены гидравлические системы автоматического регулирования и защиты. Оборудование представлено регуляторами, установленными на сетевой воде: РД-3М с клапаном РК-1 в количестве 372 шт. и регулятором 25ч941нж в количестве 31 шт. На трубопроводах ХВС на ГВС в ЦТП установлено 150 шт. регуляторов РДМ-3М с клапаном РК-1.

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

Магистральные тепловые сети в системе теплоснабжения от Пензенской ТЭЦ-1 оборудованы сбросными устройствами, обеспечивающими защиту от недопустимого превышения давления в трубопроводах.

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

Организацией, уполномоченной на эксплуатацию выявленных бесхозных тепловых сетей, расположенных на территории города Пенза, является ОАО «Территориальная генерирующая компания №6» на основании постановления администрации г. Пенза от 30.09.2010 г. №1068. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей за последние

три года с 2010 по 2012 г. в системе теплоснабжения г. Пенза от ТЭЦ-1 представлен в таблице 3.10.

Таблица 3.10

№ п/п	Назначение и техническая характеристика объекта	Адрес объекта	Год постройки
1	Теплотрасса от КН до ЦТП-112: труба стальная 2 D200 мм протяженностью 217,8 м, проложенная в железобетонных лотках КЛ 120*60	ул. Ухтомского, 59 ул. Луначарского, 34 А	2001
2	Теплотрасса от ТК-1320 до тепловой камеры 1320/1: труба стальная 2 D200 мм протяженностью 60м	ул. Толстого	2001
3	Теплотрасса от ТК-1829/2 до ТК по ул. Московская, 67: труба стальная 2 D300 мм протяженностью 70 м	ул. Горького ул. Московская	1979
4	Теплотрасса от ТК-1818 до ТК-2 по ул. Московская: труба стальная 2 D400 мм протяженностью 180 м	ул. Московская	1982
5	Теплотрасса от ТЭЦ-1 до ТК-1 на ул. Литвинова: Труба стальная 2 D300 мм протяженностью 619,5 м	ул. Литвинова	1978
6	Теплотрасса от ТК-1 до ЦТП-159; Труба стальная 2 D200 мм протяженностью 117 м	ул. Литвинова	1979
7	Теплотрасса и паропровод от ТК-А до ТК-1: Труба стальная 2 D200 мм протяженностью 152 м, Труба стальная D80 мм протяженностью 76 м	ул. К. Цеткин	1985
8	Теплотрасса и паропровод от ТК-1 до ТК-2: Труба стальная 2 D200 мм протяженностью 1542 м, Труба стальная D80 мм, протяженностью 726 м	ул. К. Цеткин	1985
9	Теплотрасса и паропровод от ТК-2 до ЦТП по ул. Светлая: Труба стальная 2 D200 мм протяженностью 412 м, труба стальная D80 мм протяженностью 206 м, подземная прокладка	ул. К. Цеткин	1985
10	Теплотрасса от ТК-1 по ул. Средней до здания котельной (ЦТП) ГУЗ «Детская больница им. Н.Ф.Филатова»: трубы 2 D219 мм протяженностью 250 м	ул. Средняя	1975
11	Сети теплоснабжения: трубопровод 2 D273 мм от теплокамеры 124 (ул. Леонова) до ЦТП протяженностью 607 п.м.	ул. Гагарина, 24	1982
12	Теплотрасса от ЦТП-115 до тепловой камеры № 1322 из стальных труб 2D250 мм протяженностью 450 п.м.	ул. Коммунистическая	2007
13	Теплотрасса протяженностью 390 п.м., труба стальная D159 мм, теплотрасса воздушной прокладки на бетонных блоках протяженностью 366,2 п.м; теплотрасса подземной прокладки на полупроходных каналах от ЦТП № 115 до центральной станции Скорой помощи протяженностью 23,8 п.м.	ул. Пионерская, 2	2004
14	Теплотрасса от ТК № 1714 до жилого дома № 133Г по ул. Аустрина общей протяженностью 1800 м, в т.ч.: 2D300 – 450п.м, 2D150 – 830 п.м, 2D250 – 120 п.м, 2D200 – 400 п.м.	ул. Аустрина, 133 Г	1983
15	Участок теплотрассы от ТК1406 до ЦТП 146, ЦТП 148, трубы стальные, общая протяженность 650 м: - от ТК 1406 до ТК 1406/1 2D273 мм, протяженностью 47 подземной прокладки; - от ТК 1406/1 до ЦТП 148 2D219 мм протяженностью 33 м подземной прокладки; - от ТК 1406/1 до ТК 1406/2 2D273 мм протяженностью 176м подземной прокладки; - от ТК 1406/2 до ТК 1406/3: 2D325 мм протяженностью 109,5 м воздушной прокладки, 2D219 протяженностью 95 м подземной прокладки, 2D219 протяженностью 21,5 воздушной прокладки; - от ТК 1406/3 до 1406/4 2D219 мм протяженностью 99 м подземной прокладки; - от ТК 1406/4 до ЦТП 1462 2D219 мм протяженностью 69 м подземной прокладки	ул. Чаадаева, 99, 103, 105 ул. Медицинская, 2	
16	Участок теплотрассы от ТК 1124/6 протяженностью 50 м D500 мм, труба чугунная	ул. Гагарина, 6	

## Часть 4. Зона действия источника тепловой энергии

### 4.1. Описание существующей зоны действия Пензенской ТЭЦ-1 во всех системах теплоснабжения на территории городского округа

Существующая зона действия Пензенской ТЭЦ-1 на территории городского округа представлена на рис. 4.1.

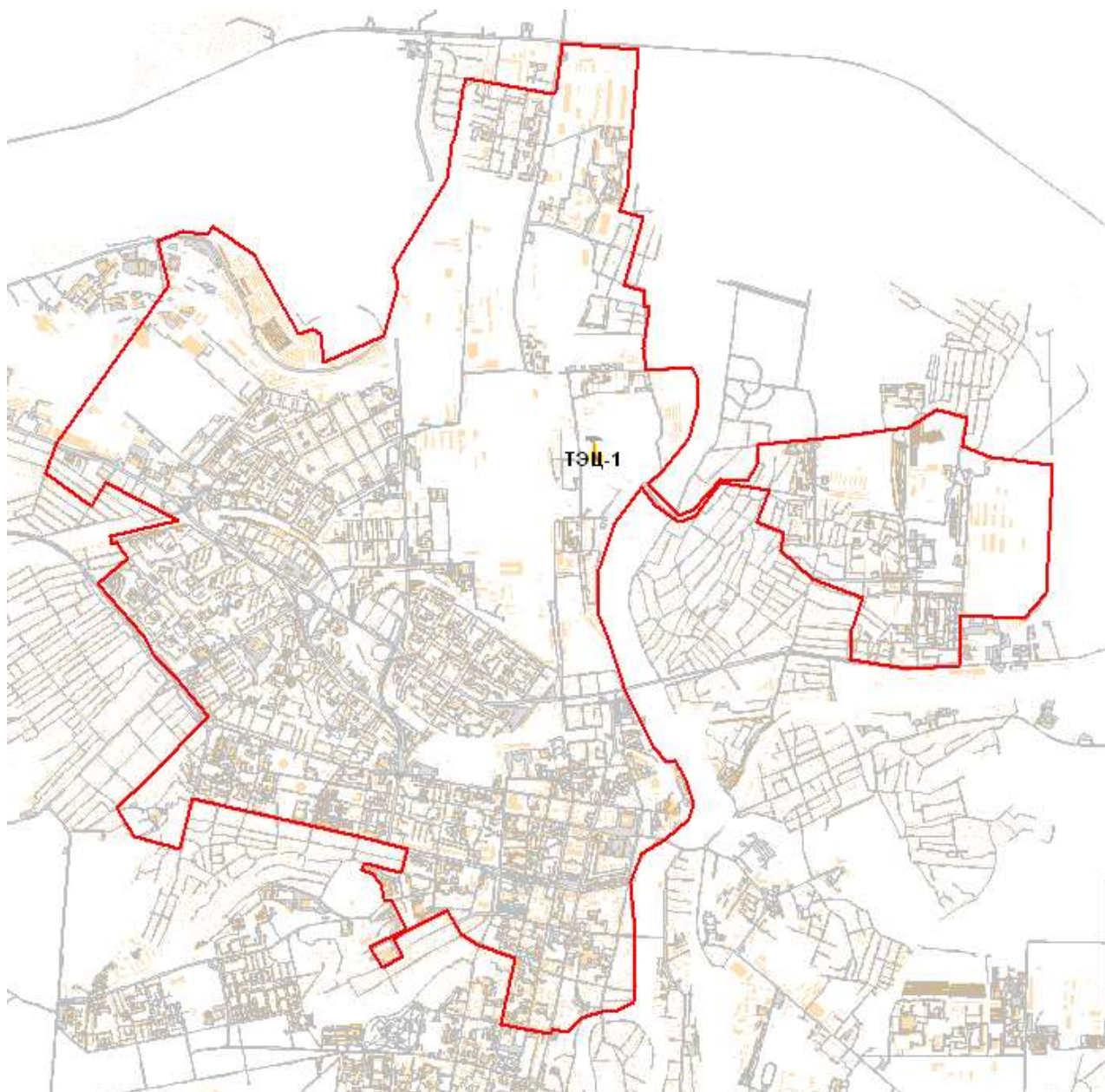


Рис. 4.1. Зона действия Пензенской ТЭЦ-1

## 4.2. Расчёт эффективного радиуса теплоснабжения ТЭЦ-1

Эффективный радиус теплоснабжения согласно [1] представляет собой расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при котором подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе.

Для оценки эффективного радиуса теплоснабжения применяется методика, изложенная в [35], которая основывается на допущении, что в среднем по системе теплоснабжения затраты на транспорт тепловой энергии для каждого конкретного потребителя пропорциональны расстоянию до источника и мощности потребителя. Для упрощения расчётов зону действия централизованного теплоснабжения рассматриваемого источника условно разбиваем на несколько крупных зон нагрузок. Для каждой из этих зон рассчитываем усреднённое расстояние от источника до условного центра присоединённой нагрузки ( $L_i$ ) и суммарное теплопотребление зоны ( $Q_i$ ). Расчётная схема системы теплоснабжения Пензенской ТЭЦ-1 представлена на рис. 4.2.

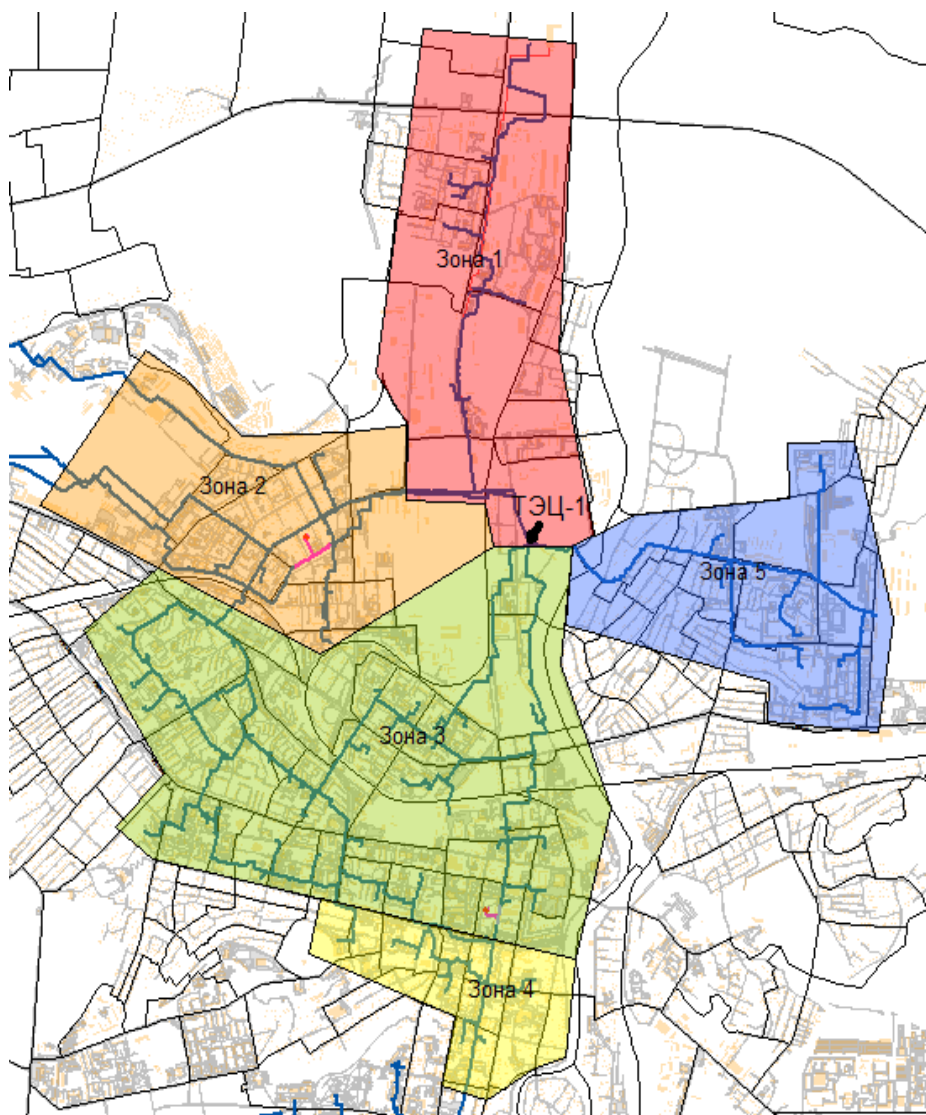


Рис. 4.2. Расчётная схема определения эффективного радиуса теплоснабжения Пензенской ТЭЦ-1



Расчёт эффективного радиуса теплоснабжения Пензенской ТЭЦ-1 приведён в таблице 4.1.

Таблица 4.1

Показатель	№ зоны					Сумма
	1	2	3	4	5	
<b>Исходные данные</b>						
Расстояние $L_i$ , км	3,614	3,097	3,448	4,892	2,911	17,962
Мощность $Q_i$ , Гкал/ч	54,220	162,820	255,420	41,640	60,600	574,700
Годовой отпуск $A_i$ , тыс. Гкал	156,239	469,178	736,012	119,989	174,624	1656,042
<b>Расчёт с учётом расстояния до источника</b>						
$L_i \times Q_i$ , км×Гкал	196,0	504,3	880,7	203,7	176,4	1961,0
Средний радиус теплоснабжения $L_{cp}$ , км	-	-	-	-	-	3,412
Годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне $B_i$ , тыс. руб.	16288,6	41916,5	73208,0	16933,0	14664,0	163010,0
Удельные затраты на транспорт тепла $Z$ , руб/ч / ((Гкал/ч) × км)	-	-	-	-	-	16,732
Среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне $C_i$ , руб/ч	3278,7	8437,3	14735,9	3408,4	2951,7	32812,0
Удельные на единицу отпуска тепла среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне $S_i$ , руб/ч/Гкал	0,0210	0,0180	0,0200	0,0284	0,0169	-
Себестоимость транспорта тепла $S_{i0}$ , руб/Гкал	104,254	89,340	99,466	141,121	83,975	-
<b>Расчёт без учета расстояния</b>						
Годовые затраты на транспорт тепла $B_{i0}$ , тыс. руб	15379,2	46182,9	72448,3	11810,9	17188,8	163010,0
Годовая разница, тыс. руб	909,4	-4266,3	759,7	5122,1	-2524,9	0,0

При расчёте с учётом расстояния до источника, себестоимость транспорта тепла в 1, 3, 4 зоны превышает принятую себестоимость.

Радиус эффективного теплоснабжения составляет 3,38 км (см. рис. 4.3).



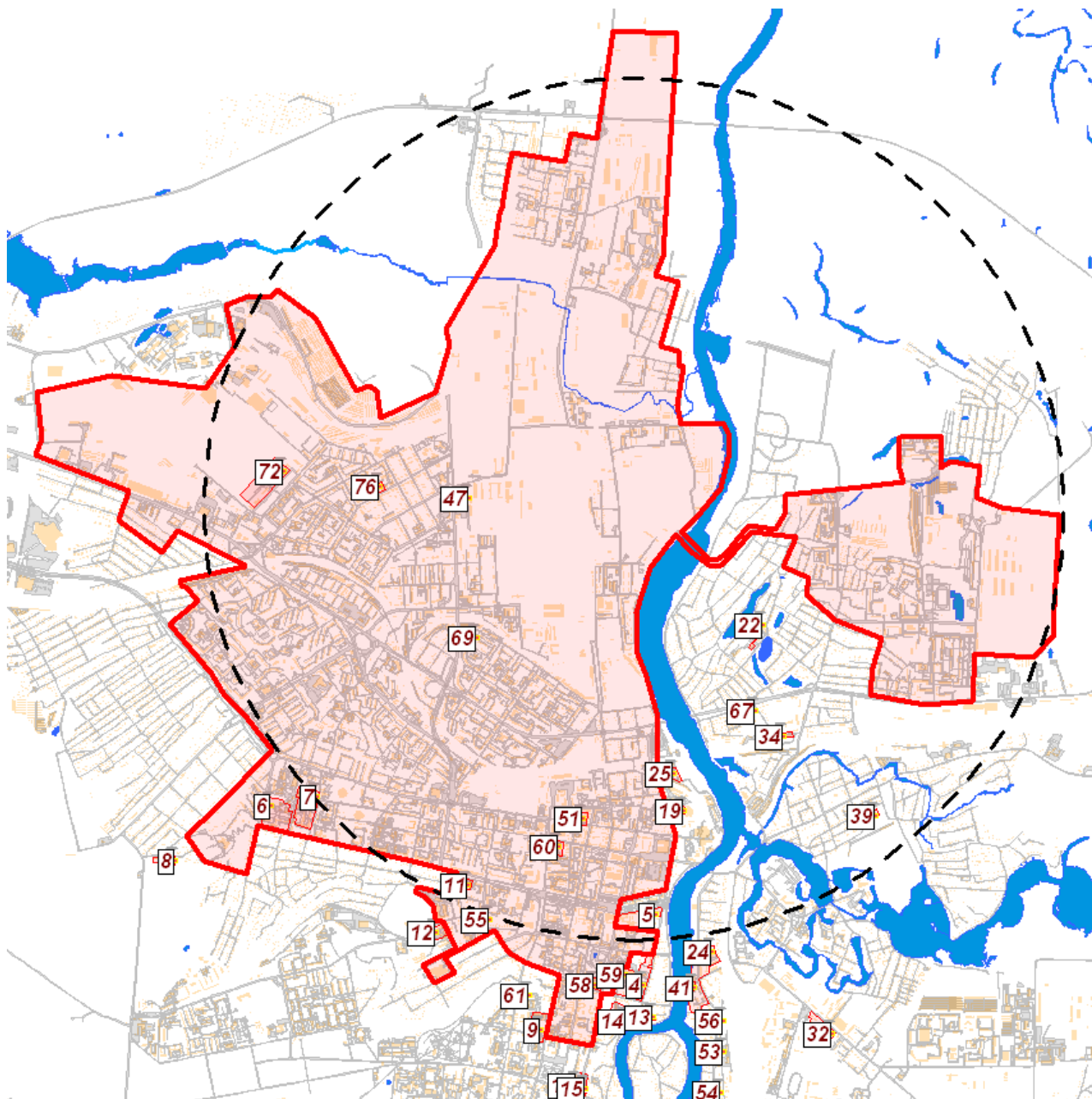


Рис. 4.3. Зона эффективного теплоснабжения Пензенской ТЭЦ-1 с указанием расположения малых котельных

Как следует из рис. 4.3 в зоне эффективного радиуса Пензенской ТЭЦ-1 находятся 16 котельных, которые приведены в табл. 4.3.

Таблица 4.3

Номер источника на рис. 4.3	Наименование предприятия	Адрес котельной	Расположение котельной относительно ТЭЦ-1	
			В зоне действия	В зоне эффективного радиуса
5	ООО "СКМ Энерго-сервис"	ул. Славы, 10а	-	+
7	ООО "СКМ Энерго-сервис"	ул. Бакунина, 181а	+	+
11	ООО "СКМ Энерго-сервис"	ул. Пушкина, 56	+	+
19	ООО "СКМ Энерго-сервис"	Каляева, 7	-	+

Номер источника на рис. 4.3	Наименование предприятия	Адрес котельной	Расположение котельной относительно ТЭЦ-1	
			В зоне действия	В зоне эффективного радиуса
22	ООО "СКМ Энерго-сервис"	Ломоносова, 4	-	+
25	ООО "СКМ Энерго-сервис"	ул. Рабочий порядок, 4к	-	+
34	ООО "СКМ Энерго-сервис"	Привокзальная, 4а	-	+
39	ООО "СКМ Энерго-сервис"	ул. Хользунова / Орджоникидзе	-	+
47	ОАО "Гарант"	ул. Гагарина, 11а	+	+
51	Пензенский техникум железнодорожный	ул. Суворова, 70	+	+
55	Пензенский филиал ОАО «РЖД»	ул. Ставского, 1	+	+
60	ГОУ СПО «Пензенское училище ку	ул. Плеханова, 15	+	+
67	МУП "Пензадормост"	ул. Буровая, 18	-	+
69	ООО Газпром трансгаз Н.Новгоро	ул. Пролетарская, 80	+	+
72	ОАО "Пензхиммаш"	ул. Германа Титова, 5	+	+
76	ООО "Теплострой-инвест"	ул. Ударная, 19	+	+

## 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 Пензенской ТЭЦ-1 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 ТЭЦ, при расчетных температурах наружного воздуха по видам теплоснабжения представлены в таблице 5.1.

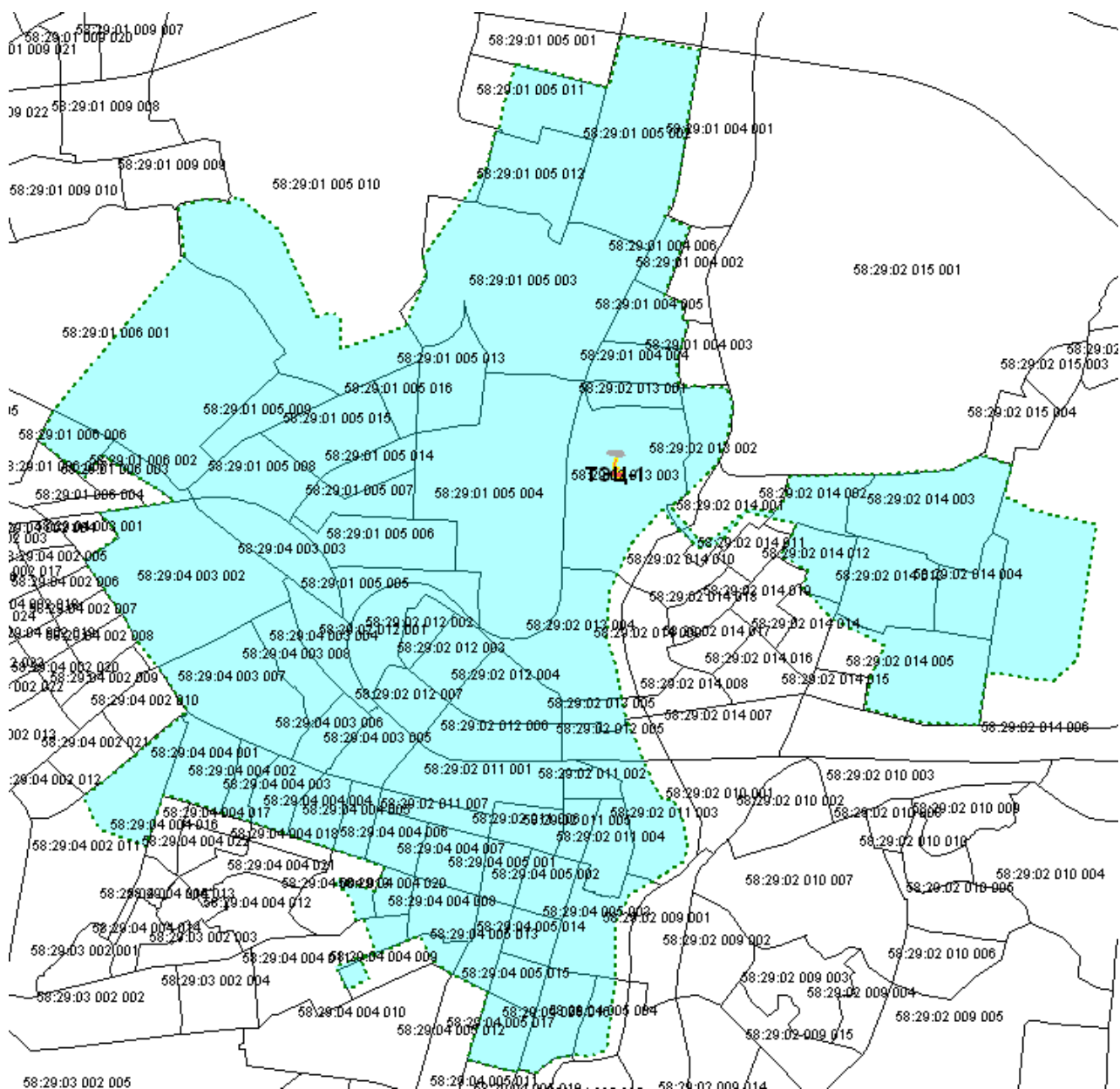


Рис. 5.1. Зона действия Пензенской ТЭЦ-1 на схеме города с расчетными элементами территориального деления

Таблица 5.1

№ п/п	Номер квартала	Расчетная тепловая нагрузка отопления, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка вентиляции, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка ГВС (средне-дельный), Гкал/ч	Итого, Гкал/ч
1	58:29:01003001	0,030	0,000	0,000	0,030
2	58:29:01003011	1,131	0,421	0,164	1,716
3	58:29:01004004	1,004	0,000	0,052	1,056
4	58:29:01004005	0,603	0,000	0,000	0,603
5	58:29:01004006	0,786	0,000	0,021	0,807
6	58:29:01005001	1,232	0,000	0,318	1,550
7	58:29:01005002	7,954	3,865	1,410	13,229
8	58:29:01005003	8,871	3,555	0,610	13,036
9	58:29:01005004	9,156	0,096	0,270	9,522
10	58:29:01005005	4,478	0,029	0,550	5,057
11	58:29:01005006	7,520	0,063	1,730	9,313
12	58:29:01005007	3,240	0,135	0,865	4,240
13	58:29:01005008	8,157	0,060	0,848	9,065
14	58:29:01005009	8,083	0,137	1,139	9,359
15	58:29:01005010	1,205	0,000	0,057	1,262
16	58:29:01005011	11,491	6,948	1,526	19,965
17	58:29:01005012	2,526	0,000	0,638	3,164
18	58:29:01005013	1,991	0,413	0,040	2,444
19	58:29:01005014	1,785	0,000	0,068	1,853
20	58:29:01005015	11,790	0,319	0,613	12,722
21	58:29:01005016	0,139	0,000	0,004	0,143
22	58:29:01006001	42,450	30,544	0,727	73,721
23	58:29:01006006	1,412	0,000	0,122	1,533
24	58:29:02001003	2,083	0,000	0,140	2,223
25	58:29:02003004	7,462	10,645	0,135	18,242
26	58:29:02006002	0,031	0,000	0,000	0,031
27	58:29:02010003	0,357	0,000	0,000	0,357
28	58:29:02011001	2,831	0,590	0,603	4,024
29	58:29:02011002	0,859	0,000	0,000	0,859
30	58:29:02011004	2,780	0,013	1,006	3,799

№ п/п	Номер квартала	Расчетная тепловая нагрузка отопления, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка вентиляции, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка ГВС (средненедельный), Гкал/ч	Итого, Гкал/ч
31	58:29:02011005	1,931	0,000	0,050	1,981
32	58:29:02011006	3,320	0,257	0,097	3,673
33	58:29:02011007	4,417	0,120	1,432	5,969
34	58:29:02012001	2,639	0,285	0,681	3,604
35	58:29:02012002	3,745	0,000	1,326	5,071
36	58:29:02012003	6,709	0,000	2,651	9,360
37	58:29:02012004	9,772	0,000	2,956	12,727
38	58:29:02012005	0,565	0,000	0,000	0,565
39	58:29:02012006	5,260	0,000	1,297	6,556
40	58:29:02012007	6,136	0,000	1,499	7,635
41	58:29:02013001	2,586	0,000	1,230	3,816
42	58:29:02013002	1,098	0,000	0,457	1,555
43	58:29:02013003	4,794	0,000	0,351	5,145
44	58:29:02013004	8,797	2,083	1,358	12,238
45	58:29:02013005	0,041	0,000	0,000	0,041
46	58:29:02014002	3,977	0,055	1,708	5,740
47	58:29:02014003	0,565	0,000	0,000	0,565
48	58:29:02014004	0,043	0,000	0,003	0,046
49	58:29:02014005	11,455	0,172	3,069	14,696
50	58:29:02014006	1,899	1,802	0,466	4,167
51	58:29:02014012	3,993	0,071	1,545	5,609
52	58:29:02014013	7,480	0,000	1,839	9,318
53	58:29:02015001	1,573	0,000	0,000	1,573
54	58:29:03003002	0,696	0,000	0,045	0,741
55	58:29:03003003	0,599	0,000	0,000	0,599
56	58:29:03004001	2,456	0,000	0,674	3,130
57	58:29:03004002	0,577	0,000	0,004	0,581
58	58:29:03004007	2,820	0,000	0,275	3,095
59	58:29:03004008	3,112	0,000	0,493	3,605
60	58:29:03004009	3,971	0,162	1,062	5,195
61	58:29:03005001	0,202	0,000	0,000	0,202

№ п/п	Номер квартала	Расчетная тепловая нагрузка отопления, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка вентиляции, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка ГВС (средненедельный), Гкал/ч	Итого, Гкал/ч
62	58:29:03007002	1,612	0,000	0,838	2,450
63	58:29:03011001	4,497	0,000	0,761	5,258
64	58:29:03011004	0,027	0,000	0,000	0,027
65	58:29:03015007	0,058	0,000	0,000	0,058
66	58:29:04002011	1,984	0,681	0,604	3,269
67	58:29:04003002	35,320	0,167	9,224	44,711
68	58:29:04003003	9,317	0,000	0,505	9,822
69	58:29:04003004	3,047	0,000	0,935	3,982
70	58:29:04003005	5,672	0,621	1,205	7,498
71	58:29:04003006	4,758	0,000	0,573	5,331
72	58:29:04003007	12,581	0,157	6,362	19,100
73	58:29:04003008	7,836	0,139	1,778	9,753
74	58:29:04004001	2,143	0,195	0,435	2,773
75	58:29:04004002	1,256	0,195	0,190	1,641
76	58:29:04004003	2,159	0,000	0,434	2,593
77	58:29:04004004	6,295	0,523	3,908	10,726
78	58:29:04004005	5,104	0,162	1,603	6,868
79	58:29:04004006	7,449	0,000	3,352	10,801
80	58:29:04004007	7,350	0,787	2,841	10,977
81	58:29:04004008	4,644	0,838	0,949	6,431
82	58:29:04004009	0,236	0,154	0,000	0,390
83	58:29:04004010	0,248	0,000	0,000	0,248
84	58:29:04004011	2,341	0,000	0,122	2,463
85	58:29:04004015	0,584	0,000	0,097	0,681
86	58:29:04004020	2,136	0,000	0,446	2,581
87	58:29:04004021	0,447	0,000	0,108	0,554
88	58:29:04004022	0,094	0,000	0,000	0,094
89	58:29:04005001	3,221	0,000	0,000	3,221
90	58:29:04005002	2,700	2,310	0,354	5,364
91	58:29:04005003	5,065	1,184	0,149	6,398
92	58:29:04005004	0,698	0,000	0,231	0,929

№ п/п	Номер квартала	Расчетная тепловая нагрузка отопления, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка вентиляции, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка ГВС (среднедневельный), Гкал/ч	Итого, Гкал/ч
93	58:29:04005009	1,845	0,000	0,088	1,933
94	58:29:04005013	1,809	0,281	1,006	3,096
95	58:29:04005014	4,008	2,779	0,693	7,480
96	58:29:04005015	2,368	0,000	0,019	2,387
97	58:29:04005016	1,072	0,000	0,000	1,072
98	58:29:04005017	5,060	0,709	1,311	7,081

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

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 -2,1 °С. Число часов работы за отопительный и неотапливаемый периоды – 4968 ч и 3288 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 теплоснабжения представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2

№ п/п	Номер 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 неотапливаемый период, Гкал	Суммарное потребление тепловой энергии за год, Гкал
1	58:29:01003001	63,7	0,0	63,7	0,0	63,7
2	58:29:01003011	3297,7	814,8	4112,5	539,2	4651,7
3	58:29:01004004	2133,3	258,3	2391,6	171,0	2562,6
4	58:29:01004005	1281,3	0,0	1281,3	0,0	1281,3
5	58:29:01004006	1670,1	104,3	1774,4	69,0	1843,5
6	58:29:01005001	2617,8	1580,3	4198,1	1045,9	5244,0
7	58:29:01005002	25113,6	7004,9	32118,5	4636,1	36754,6
8	58:29:01005003	26402,1	3030,5	29432,6	2005,7	31438,2
9	58:29:01005004	19658,1	1341,4	20999,5	887,8	21887,3
10	58:29:01005005	9576,5	2730,4	12306,9	1807,1	14114,0
11	58:29:01005006	16112,5	8594,1	24706,6	5687,9	30394,5
12	58:29:01005007	7171,5	4298,3	11469,8	2844,8	14314,5
13	58:29:01005008	17459,6	4214,9	21674,4	2789,5	24464,0
14	58:29:01005009	17465,5	5658,6	23124,1	3745,0	26869,1
15	58:29:01005010	2560,4	283,2	2843,6	187,4	3031,0
16	58:29:01005011	39178,4	7582,7	46761,0	5018,5	51779,5
17	58:29:01005012	5366,9	3169,1	8535,9	2097,4	10633,4
18	58:29:01005013	5108,1	200,2	5308,3	132,5	5440,8
19	58:29:01005014	3793,0	337,8	4130,8	223,6	4354,4
20	58:29:01005015	25728,3	3046,9	28775,2	2016,5	30791,7
21	58:29:01005016	295,3	18,9	314,2	12,5	326,7
22	58:29:01006001	155097,6	3611,7	158709,3	2390,4	161099,7
23	58:29:01006006	2999,6	603,6	3603,2	399,5	4002,7
24	58:29:02001003	4426,0	695,5	5121,5	460,3	5581,8
25	58:29:02003004	38474,0	670,7	39144,7	443,9	39588,6
26	58:29:02006002	65,9	0,0	65,9	0,0	65,9
27	58:29:02010003	758,8	0,0	758,8	0,0	758,8
28	58:29:02011001	7269,0	2993,2	10262,2	1981,0	12243,2
29	58:29:02011002	1825,4	0,0	1825,4	0,0	1825,4
30	58:29:02011004	5935,5	4995,8	10931,3	3306,4	14237,7
31	58:29:02011005	4102,4	248,4	4350,8	164,4	4515,2



№ п/п	Номер 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 неопотительный период, Гкал	Суммарное потребление тепловой энергии за год, Гкал
32	58:29:02011006	7600,0	479,4	8079,4	317,3	8396,7
33	58:29:02011007	9640,3	7116,2	16756,4	4709,7	21466,2
34	58:29:02012001	6211,9	3382,7	9594,6	2238,8	11833,4
35	58:29:02012002	7957,4	6588,6	14546,0	4360,5	18906,5
36	58:29:02012003	14254,9	13170,7	27425,6	8716,8	36142,4
37	58:29:02012004	20762,8	14682,9	35445,8	9717,7	45163,4
38	58:29:02012005	1200,5	0,0	1200,5	0,0	1200,5
39	58:29:02012006	11176,1	6441,0	17617,1	4262,9	21880,0
40	58:29:02012007	13038,1	7447,5	20485,6	4929,0	25414,6
41	58:29:02013001	5495,2	6109,6	11604,8	4043,6	15648,4
42	58:29:02013002	2333,0	2268,4	4601,4	1501,3	6102,7
43	58:29:02013003	10186,4	1744,3	11930,6	1154,4	13085,0
44	58:29:02013004	23118,0	6745,1	29863,0	4464,1	34327,1
45	58:29:02013005	87,1	0,0	87,1	0,0	87,1
46	58:29:02014002	8567,0	8483,4	17050,4	5614,6	22665,0
47	58:29:02014003	1199,9	0,0	1199,9	0,0	1199,9
48	58:29:02014004	91,4	12,4	103,8	8,2	112,0
49	58:29:02014005	24705,6	15245,3	39950,9	10089,9	50040,8
50	58:29:02014006	7864,1	2312,6	10176,8	1530,6	11707,3
51	58:29:02014012	8635,0	7677,1	16312,1	5080,9	21393,0
52	58:29:02014013	15893,2	9133,7	25026,8	6045,0	31071,8
53	58:29:02015001	3342,3	0,0	3342,3	0,0	3342,3
54	58:29:03003002	1478,9	223,6	1702,4	148,0	1850,4
55	58:29:03003003	1273,0	0,0	1273,0	0,0	1273,0
56	58:29:03004001	5218,5	3347,9	8566,5	2215,8	10782,3
57	58:29:03004002	1226,0	17,9	1243,9	11,8	1255,7
58	58:29:03004007	5991,3	1367,7	7359,0	905,2	8264,2
59	58:29:03004008	6612,4	2447,7	9060,2	1620,0	10680,2
60	58:29:03004009	8781,9	5276,2	14058,0	3492,0	17550,0
61	58:29:03005001	428,8	0,0	428,8	0,0	428,8
62	58:29:03007002	3425,2	4164,2	7589,4	2756,0	10345,4
63	58:29:03011001	9555,1	3782,1	13337,2	2503,2	15840,4
64	58:29:03011004	56,7	0,0	56,7	0,0	56,7
65	58:29:03015007	123,2	0,0	123,2	0,0	123,2
66	58:29:04002011	5662,6	3000,7	8663,3	1986,0	10649,3
67	58:29:04003002	75403,3	45826,8	121230,1	30329,8	151559,9
68	58:29:04003003	19797,3	2507,8	22305,2	1659,8	23964,9
69	58:29:04003004	6474,1	4645,6	11119,7	3074,6	14194,3
70	58:29:04003005	13370,6	5986,9	19357,5	3962,4	23319,9
71	58:29:04003006	10109,9	2846,7	12956,5	1884,0	14840,6
72	58:29:04003007	27066,3	31607,4	58673,7	20918,9	79592,6
73	58:29:04003008	16945,8	8834,1	25779,9	5846,7	31626,6
74	58:29:04004001	4967,5	2161,1	7128,5	1430,3	8558,8
75	58:29:04004002	3082,0	943,9	4026,0	624,7	4650,7
76	58:29:04004003	4587,5	2156,1	6743,6	1427,0	8170,6
77	58:29:04004004	14487,0	19415,9	33902,9	12850,2	46753,1
78	58:29:04004005	11189,1	7961,2	19150,3	5269,0	24419,3
79	58:29:04004006	15827,1	16654,2	32481,3	11022,4	43503,7

№ п/п	Номер 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
80	58:29:04004007	17288,8	14113,1	31401,9	9340,6	40742,4
81	58:29:04004008	11648,2	4713,1	16361,4	3119,3	19480,7
82	58:29:04004009	828,7	0,0	828,7	0,0	828,7
83	58:29:04004010	527,0	0,0	527,0	0,0	527,0
84	58:29:04004011	4973,1	606,1	5579,2	401,1	5980,4
85	58:29:04004015	1240,9	482,4	1723,3	319,3	2042,5
86	58:29:04004020	4537,8	2214,2	6752,0	1465,5	8217,5
87	58:29:04004021	948,9	534,6	1483,5	353,8	1837,3
88	58:29:04004022	199,7	0,0	199,7	0,0	199,7
89	58:29:04005001	6844,0	0,0	6844,0	0,0	6844,0
90	58:29:04005002	10645,4	1758,7	12404,0	1164,0	13568,0
91	58:29:04005003	13278,4	740,2	14018,6	489,9	14508,5
92	58:29:04005004	1483,1	1147,6	2630,7	759,5	3390,3
93	58:29:04005009	3920,3	437,2	4357,5	289,3	4646,8
94	58:29:04005013	4440,9	4995,3	9436,2	3306,1	12742,3
95	58:29:04005014	14421,1	3442,8	17863,9	2278,6	20142,5
96	58:29:04005015	5032,0	92,4	5124,4	61,2	5185,5
97	58:29:04005016	2278,2	0,0	2278,2	0,0	2278,2
98	58:29:04005017	12259,5	6515,0	18774,6	4311,9	23086,5

### 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 5.3, 5.4 и 5.5.

Таблица 5.3

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 5.4

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
	6	0,07
	9	0,05

Таблица 5.5

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 Пензенской ТЭЦ-1

Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки, представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1

Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Потери в сетях, Гкал/ч		Тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч			
						Договорная		Фактическая	
				в сетевой воде	в паре	в сетевой воде	в паре	в сетевой воде	в паре
1168	1168	57,35*	1110,6	35,5	14,7	574,7	55,34	510,5	25,0

\* При определении расхода тепла на собственные нужды рассматривается режим работы с максимальной нагрузкой теплофикационного оборудования

### 6.2 Резервы и дефициты тепловой мощности нетто Пензенской ТЭЦ-1и выводам тепловой мощности

Резервы и дефициты тепловой мощности по ТЭЦ-1 представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2

Наименование источника	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Фактическая тепловая нагрузка ТЭЦ (включает нагрузку потребителей и потери в сетях), Гкал/ч	Резерв(+), дефицит(-) тепловой мощности источника, Гкал/ч	Причина возникновения дефицита / возможность присоединения дополнительной нагрузки
Пензенская ТЭЦ-1	1110,6	585,7	+ 524,9	Дефицит тепловой мощности отсутствует. Имеется возможность присоединения дополнительной нагрузки

### **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. Пенза от ТЭЦ-1 трубопроводы тепловых сетей не имеют дефицита по пропускной способности.

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

На Пензенской ТЭЦ-1 нет дефицита тепловой мощности.

### **6.5 Резервы тепловой мощности нетто Пензенской ТЭЦ-1 и возможности расширения в зоны с дефицитом тепловой мощности**

На Пензенской ТЭЦ-1 существуют резервы тепловой мощности, и имеется возможность расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности

## 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	Единица измерения	Отчётный год		
		2010	2011	2012
Производительность ВПУ	тонн/ч	300	300	300
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	300	300	300
Потери располагаемой производительности	%	0,0	0,0	0,0
Собственные нужды	тонн/ч	22,6	23,18	23,86
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Ед.	3	3	3
Емкость баков аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	800	800	800
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тонн/ч	251,1	257,6	265,1
нормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	95,1	95,5	95,5
сверхнормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	156	162,1	169,6
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	тонн/ч	464,4	406,7	404,7
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	тонн/ч	600	600	600
Резерв(+)/дефицит (-) ВПУ	Гкал/ч	48,9	42,4	34,9
Доля резерва	%	16,3	14,1	11,6

## Часть 8. Топливный баланс Пензенской ТЭЦ-1 и система обеспечения топливом

Основным топливом для котлоагрегатов Пензенской ТЭЦ-1 является природный газ, резервным – топочный мазут.

Учет потребляемого газа станцией производится по узлу учета газа Трансгаза на ГРС «Пенза -4».

Калорийность газа в среднем за период 2009-2011 гг. составила 8050 ккал/м<sup>3</sup>. Калорийность газа определялась по данным хим. лаборатории.

Приемка мазута от поставщиков и учет производился в соответствии с «Методическими указаниями по организации учета топлива на тепловых электростанциях» (РД 34.09.105-96). Качество поступающего мазута определяется в химической лаборатории ТЭЦ. Калорийность мазута в среднем за период 2009-2011 гг. составила 9496 ккал/кг. Доставка мазута осуществляется железнодорожным транспортом. Время поставки 4 дня. Поставщик мазута ЗАО «Компания Плай».

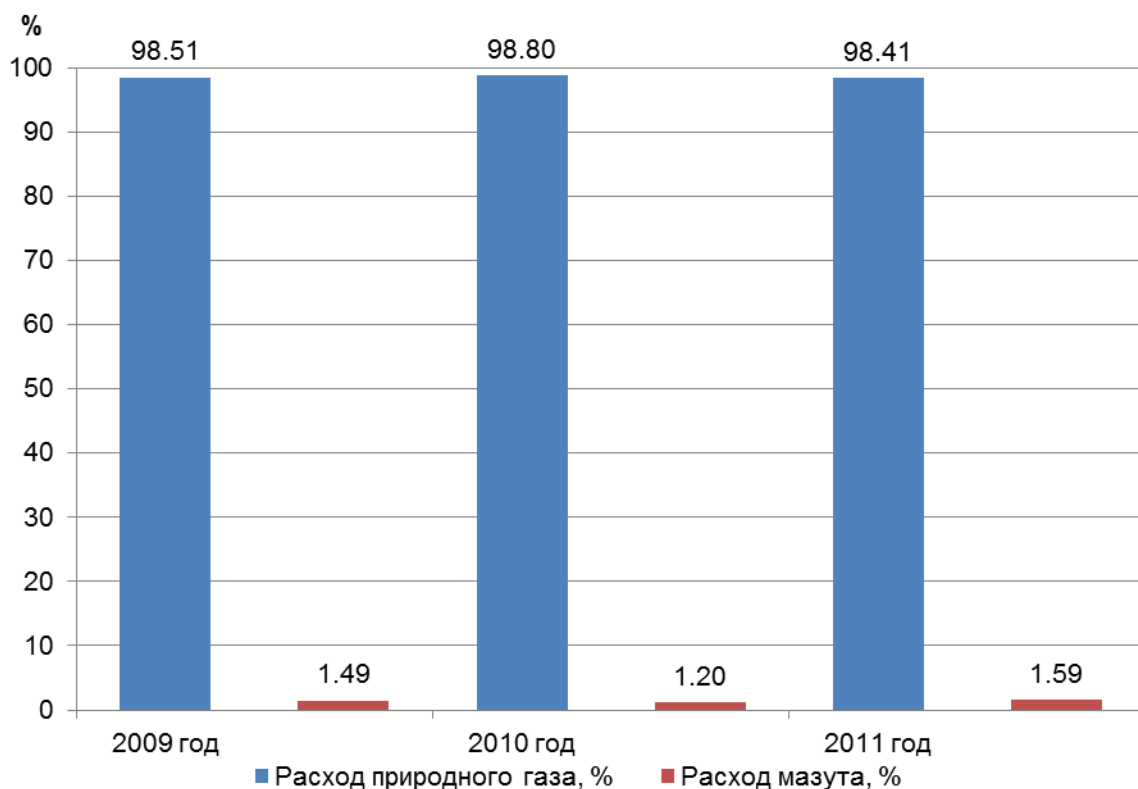
Поставка газа для нужд станций Пензенского филиала ОАО «ТГК-6» в 2010 году производилась в соответствии с договорами поставки газа с ООО «Пензарегионгаз» № 40-5-0624 от 22.08.07 г. (лимитный газ), № 40-5-5444 от 20.11.09 г. (дополнительный газ). Транспортировка газа через газотранспортные сети осуществлялась ОАО «Пензагазификация» в соответствии с договором 003-Т-2 от 16.12.09 г.

Количество сожжённого основного и резервного топлив за 2009-2011 гг. представлены в таблице 8.1. Соотношение видов топлива в топливном балансе станции представлено на рис. 8.1.

Таблица 8.1

Наименование показателя	Единица измерения	2009	2010	2011
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	тыс. тут	662,643	646,211	672,606
природный газ	тыс. тут	652,788	642,309	661,931
мазут	тыс. тут	9,855	3,902	10,675
Затрачено топлива, в т.ч.:	-	-	-	-
природный газ	Млн. м <sup>3</sup>	567,489	558,652	575,029
мазут	тыс. тонн	7,273	6,120	7,802





**Рис. 8.1. Соотношение видов топлива в топливном балансе станции**

Расход условного топлива в каждом месяце за период 2009-2011 гг. представлен в таблице 8.2 и на рис. 8.2.

**Таблица 8.2**

Месяц	Расход условного топлива по годам, тыс. тут		
	2010	2011	2012
январь	80,863	86,122	86,497
февраль	72,579	73,708	79,856
март	70,866	70,375	70,76
апрель	50,546	47,962	52,983
май	41,856	41,396	43,172
июнь	43,366	40,023	44,469
июль	36,97	25,223	37,77
август	38,079	25,15	41,789
сентябрь	43,189	40,09	37,016
октябрь	48,66	52,664	54,973
ноябрь	55,52	68,287	59,34
декабрь	80,149	75,211	63,981
всего	662,643	646,211	672,606

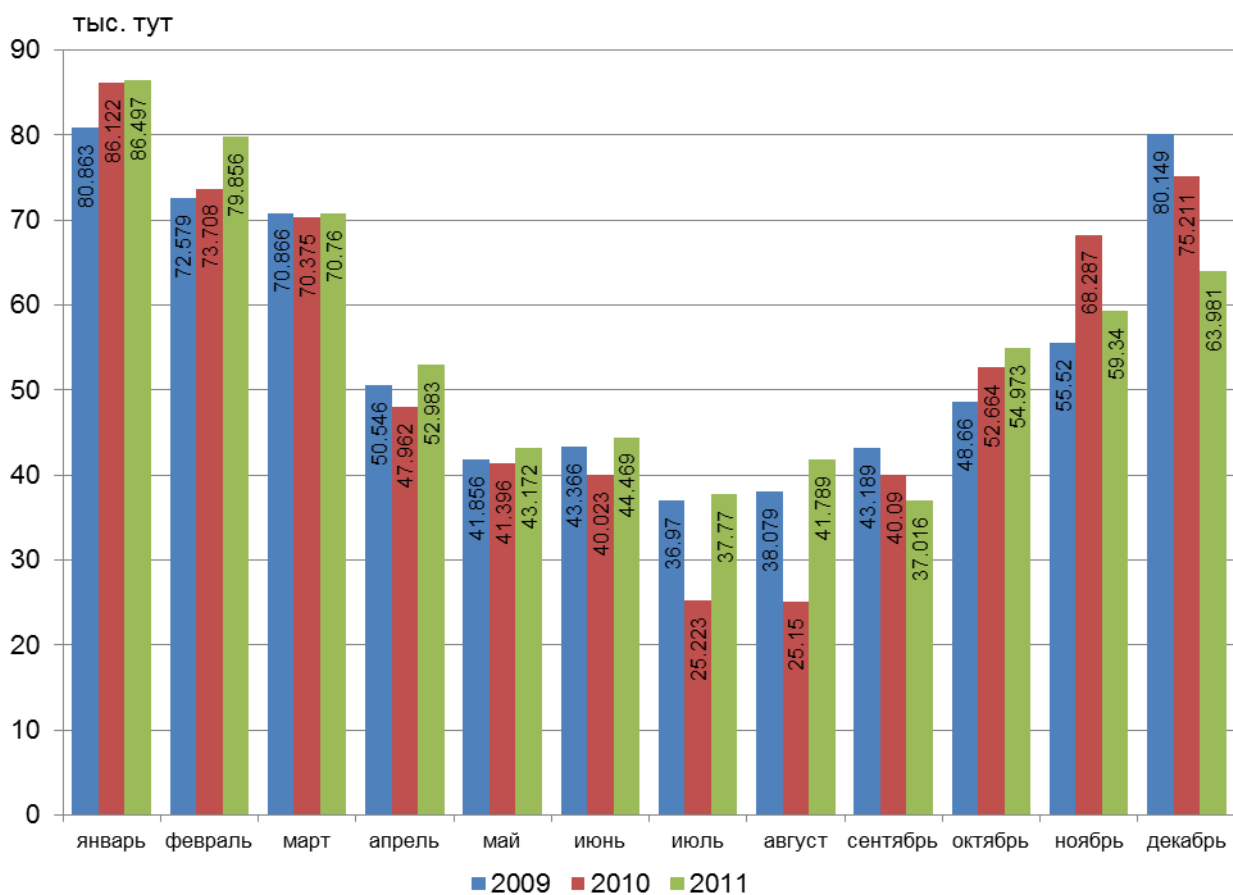


Рис. 8.2. Расход природного газа в каждом месяце отчетного периода

## **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 Пензенской ТЭЦ-1 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 всей системы в целом. Средняя вероятность безотказной работы системы, состоящей из последовательно соединенных элементов, будет равна произведению вероятностей безотказной работы:

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

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 Пензенской ТЭЦ-1, 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

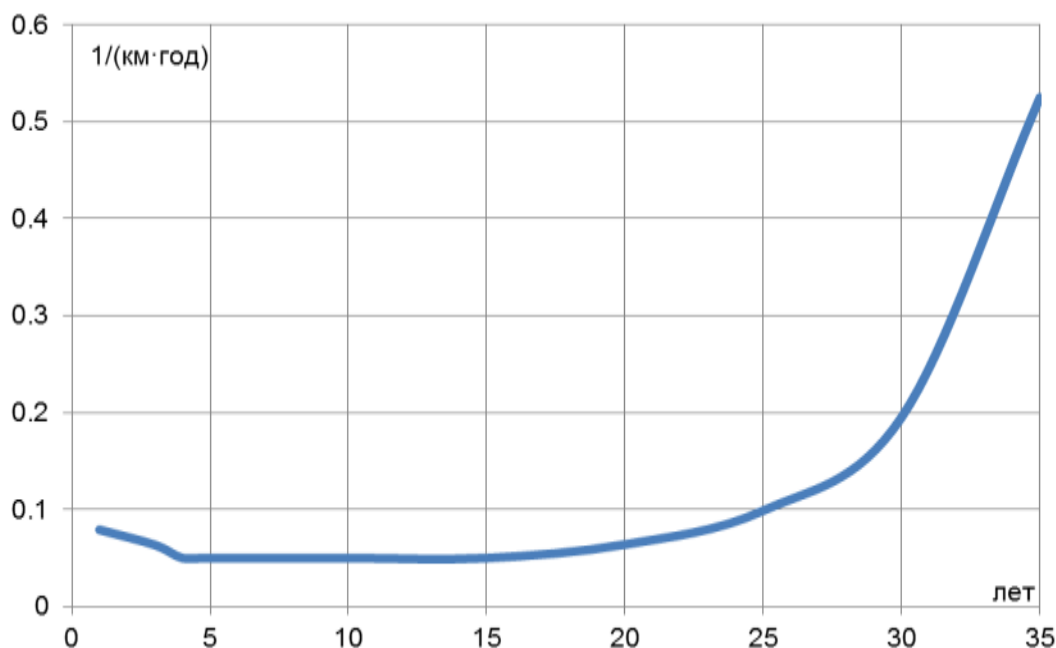


Рис. 9.1. Интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации участка тепловой сети

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. От-

каз теплоснабжения потребителя – событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых 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»:

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

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:

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

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

- вычисляется вероятность безотказной работы участка тепловой сети относительно абонента

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

### 9.3. Расчёт надёжности работы теплосети Пензенской ТЭЦ-1



Для расчёта надёжности работы теплосети Пензенской ТЭЦ-1 выбираются два нерезервируемых участка: ТЭЦ-1 – ТК 1725 (рис. 9.2) и ТЭЦ-1 – ЦТП 146 (рис. 9.3).

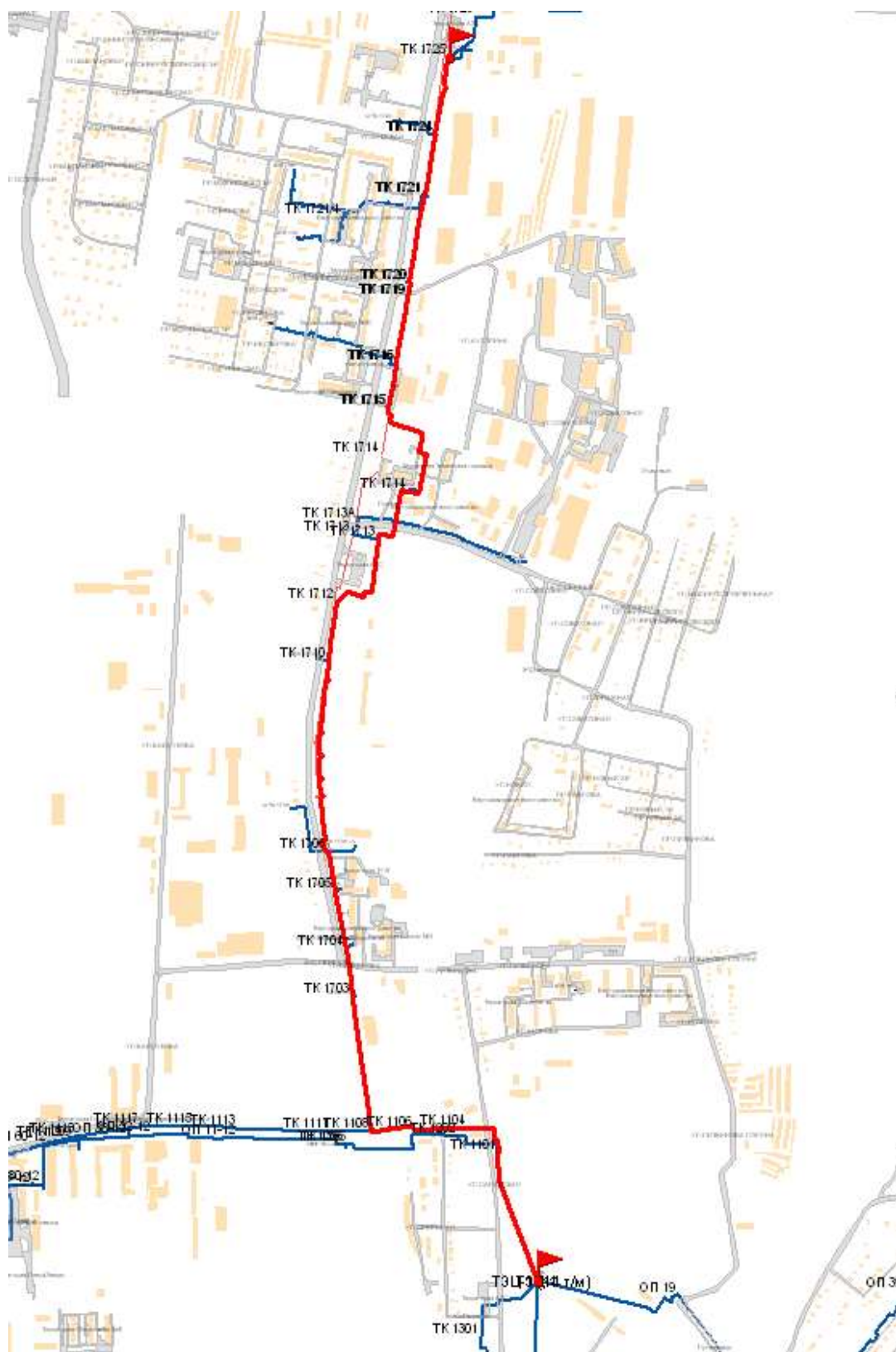


Рис. 9.2. Расчётный участок теплосети ТЭЦ-1 – ТК 1725

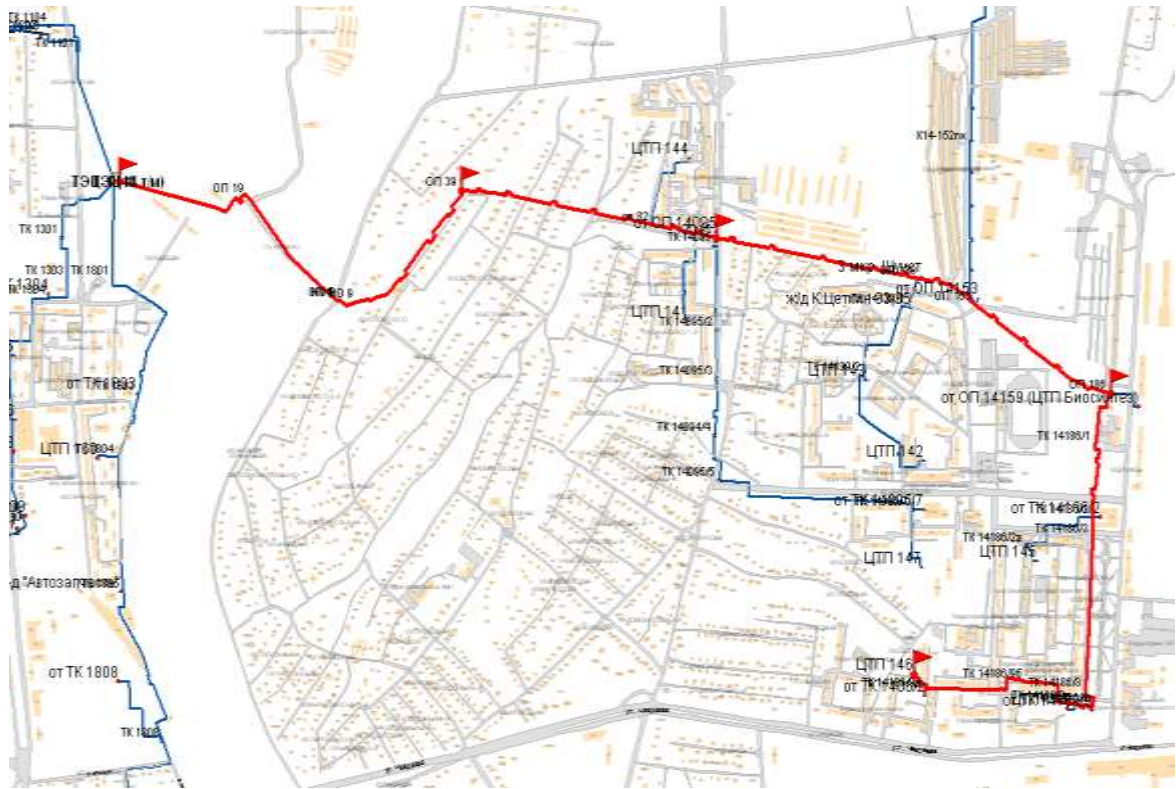


Рис. 9.3. Расчётный участок теплосети ТЭЦ-1 – ЦТП 146

Результаты расчёта участка ТЭЦ-1 – ТК 1725 приведены в таблице 9.3, результаты расчёта участка ТЭЦ-1 – ЦТП 146 приведены в таблице 9.4.

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.	ω̄, ед.	P, ед	PR, ед
Начало	Конец									
ТЭЦ-1	ТК 1101	372,5	1998	900	11,60	0,050	0,070	0,001	0,999	0,999
ТК 1101	ТК 1104	144,3	1961	700	8,80	180,97	0,017	0,448	0,639	0,638
ТК 1104	ТК 1106	137,2	1961	700	8,76	180,97	0,017	0,417	0,659	0,421
ТК 1106	ТК 1108	118,7	1961	700	8,65	180,97	0,016	0,340	0,712	0,299
ТК 1108	ТК 1703	340,0	2003	500	8,64	0,050	0,016	0,0	0,999	0,299
ТК 1703	ТК 1704	120,0	2003	500	7,78	0,050	0,007	0,0	0,999	0,299
ТК 1704	ТК 1705	142,0	2003	500	7,86	0,050	0,008	0,0	0,999	0,299
ТК 1705	ТК 1706	100,0	2003	500	7,70	0,050	0,006	0,0	0,999	0,299
ТК 1706	-	700,0	1985	500	10,05	0,111	0,039	0,0	0,999	0,298
-	-	241,5	1985	500	8,25	0,111	0,012	0,0	0,999	0,298
-	ТК 1714	186,0	1985	500	8,03	0,111	0,010	0,0	0,999	0,298
ТК 1714	ТК 1715	322,0	1985	400	7,96	0,111	0,009	0,0	0,999	0,298
ТК 1715	ТК 1716	110,0	1985	400	7,33	0,111	0,004	0,0	0,999	0,298
ТК 1716	-	165,0	1985	400	7,49	0,111	0,004	0,0	0,999	0,298
-	-	38,0	1985	400	7,11	0,111	0,003	0,0	0,999	0,298

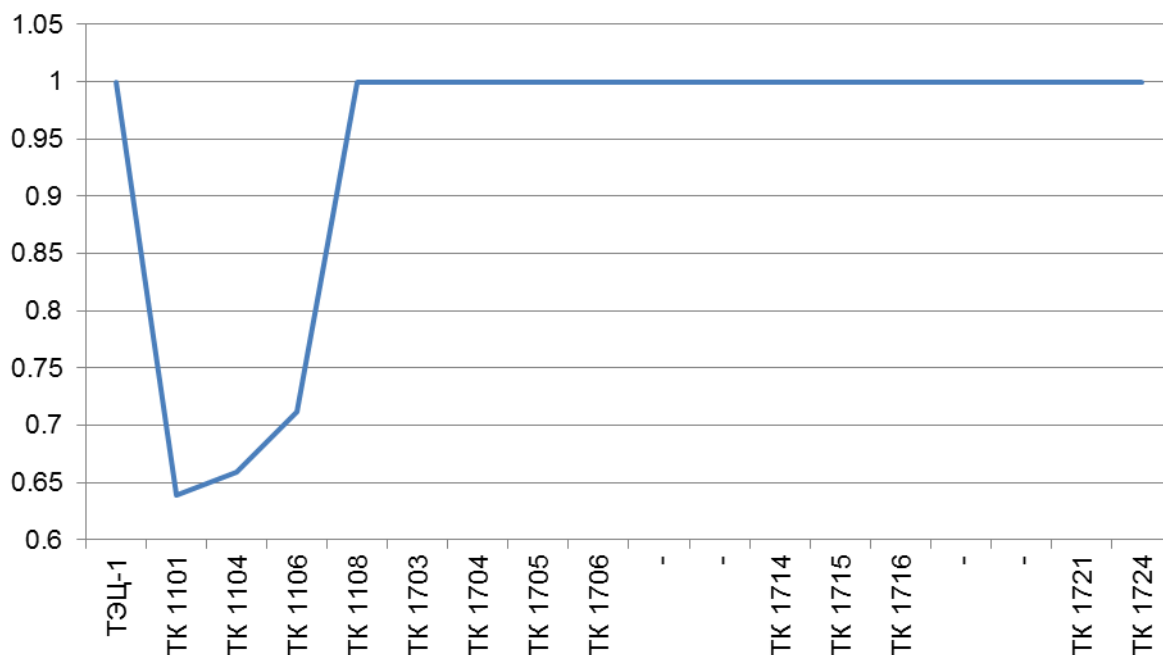
Наименование участка		L, м	Год ввода	D <sub>y</sub> , мм	z <sub>p</sub> , ч	λ, 1/(км·год)	Σz̄, ед.	ω̄, ед.	P, ед	ПР, ед
Начало	Конец									
-	ТК 1721	221,0	1985	400	7,66	0,111	0,006	0,0	0,999	0,298
ТК 1721	ТК 1724	156,0	1985	400	7,47	0,111	0,004	0,0	0,999	0,298
ТК 1724	ТК 1725	208,0	1985	400	7,62	0,111	0,006	0,0	0,999	<b>0,298</b>

Таблица 9.4

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									
ТЭЦ-1	-	127,3	1964	500	7,80	35,53	0,008	0,034	0,966	0,966
-	ОП 8	351,4	1964	500	8,68	35,53	0,016	0,201	0,818	0,790
ОП 8	НО 8	5,0	1964	500	7,33	35,53	0,004	0,001	0,999	0,790
НО 8	НО 9	52,3	1964	700	8,26	35,53	0,012	0,023	0,977	0,772
НО 9	ОП 39	466,6	1964	700	10,69	35,53	0,049	0,821	0,440	0,340
ОП 39	ОП95	797,7	1964	500	10,43	35,53	0,046	1,290	0,275	0,094
ОП95	ОП 139	627,8	1964	500	9,77	35,53	0,034	0,769	0,464	0,043
ОП 139	ОП 153	195,8	1964	400	7,59	35,53	0,005	0,036	0,965	0,042
ОП 153	ОП 186	484,2	1964	400	8,45	35,53	0,014	0,241	0,786	0,033
ОП 186	ТК 14186/1	176,6	1964	400	7,53	35,53	0,005	0,028	0,972	0,032
ТК 14186/1	ТК 14186/2	214,7	1964	500	8,15	35,53	0,011	0,085	0,919	0,029
ТК 14186/2	ТК 14186/3	49,4	1964	300	6,81	35,53	0,002	0,003	0,997	0,029
ТК 14186/3	ТК 14186/8	376,2	1964	300	7,51	35,53	0,004	0,059	0,943	0,028
ТК 14186/8	ТК 14186/9	57,0	1964	300	6,83	35,53	0,002	0,004	0,996	0,027
ТК 14186/9	ТК 14186/9а	59,3	1964	200	6,51	35,53	0,001	0,001	0,999	0,027
ТК 14186/9а	ТК 14186/9б	182,2	1964	150	6,48	35,53	0,001	0,004	0,996	0,027
ТК 14186/9б	ТК 14186/9д	294,5	1964	200	6,82	35,53	0,002	0,020	0,980	0,027
ТК 14186/9д	ЦТП 146	70,3	1964	200	6,53	35,53	0,001	0,002	0,998	<b>0,027</b>

По результатам расчёта надёжности участков теплосети от Пензенской ТЭЦ-1, представленных в таблицах 9.3 и 9.4, вероятность безаварийной работы участка ТЭЦ-1 – ТК 1725 составляет 0,298, участка ТЭЦ-1 – ЦТП 146 составляет 0,027. В обоих случаях показатели надёжности участков теплосети ниже нормативного значения.

Вероятность безаварийной работы каждого элемента участка теплосети ТЭЦ-1 – ТК 1725 представлены на рис. 9.4.



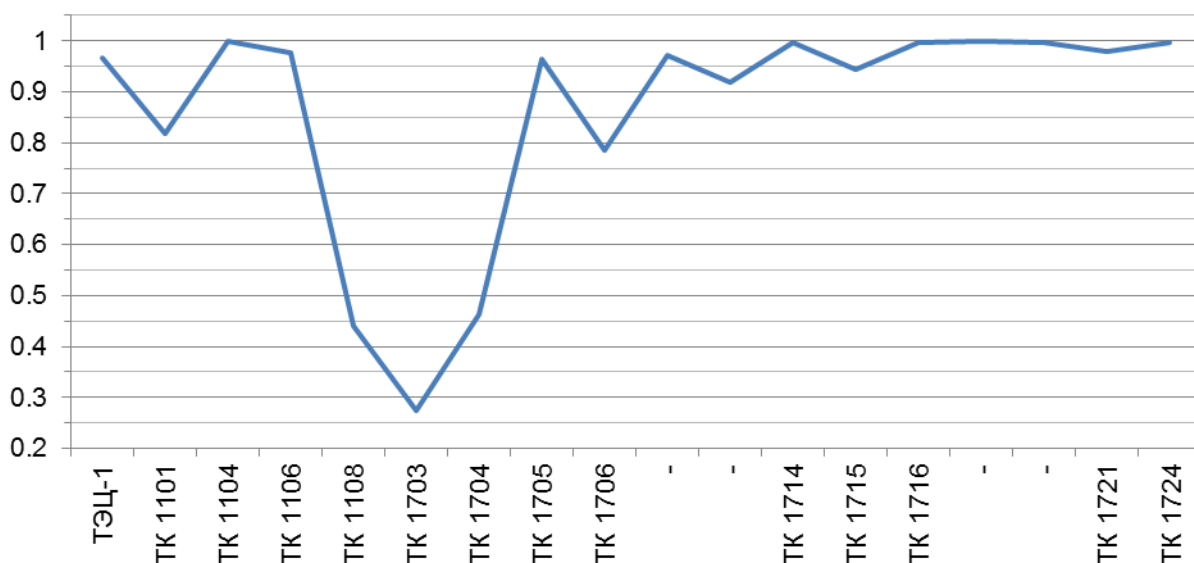
**Рис. 9.4. Вероятности безаварийной работы каждого элемента участка ТЭЦ-1 – ТК 1725**

Как видно из рис. 9.4. наименьшими показателями надёжности участка теплосети ТЭЦ-1 – ТК 1725 обладают отрезки ТК 1101 - ТК 1104, ТК 1104 - ТК 1106, ТК 1106 - ТК 1108 суммарной длиной 400,2 м и диаметром 700 мм. Это вызвано продолжительным сроком службы данных отрезков теплосети (более 50 лет). В случае перекладки данных отрезков теплосети общая надёжность участка ТЭЦ-1 – ТК 1725 от вырастит до нормативного значения. В таблице 9.5. представлен расчёт надёжности участка теплосети ТЭЦ-1 – ТК 1725 с учётом перекладок отрезков ТК 1101 - ТК 1104, ТК 1104 - ТК 1106, ТК 1106 - ТК 1108.

**Таблица 9.5**

Наименование участка		Р, ед	ПР, ед
Начало	Конец		
ТЭЦ-1	ТК 1101	0,999	0,999
ТК 1101	ТК 1104	<b>1</b>	0,999
ТК 1104	ТК 1106	<b>1</b>	0,999
ТК 1106	ТК 1108	<b>1</b>	0,999
ТК 1108	ТК 1703	0,999	0,998
ТК 1703	ТК 1704	0,999	0,997
ТК 1704	ТК 1705	0,999	0,996
ТК 1705	ТК 1706	0,999	0,995
ТК 1706	-	0,999	0,994
-	-	0,999	0,993
-	ТК 1714	0,999	0,992
ТК 1714	ТК 1715	0,999	0,991
ТК 1715	ТК 1716	0,999	0,990
ТК 1716	-	0,999	0,989
-	-	0,999	0,988
-	ТК 1721	0,999	0,987
ТК 1721	ТК 1724	0,999	0,986
ТК 1724	ТК 1725	0,999	<b>0,985</b>

Вероятность безаварийной работы каждого элемента участка теплосети ТЭЦ-1 – ЦТП 146 представлены на рис. 9.5.



**Рис. 9.5. Вероятности безаварийной работы каждого элемента участка ТЭЦ-1 – ЦТП 146**

Поскольку срок эксплуатации участка теплосети ТЭЦ-1 – ЦТП 146 составляет 50 лет, то надёжность большинства отрезков данного участка теплосети не соответствует нормативу. Для повышения надёжности всего участка теплосети ТЭЦ-1 – ЦТП 14 необходима перекладка следующих отрезков: - ОП 8, НО 9 – ТК 14186/2, ТК 14186/3 – ТК 14186/8.

В таблице 9.6. представлен расчёт надёжности участка теплосети ТЭЦ-1 – ТК 1725 с учётом перекладок следующих отрезков: - ОП 8, НО 9 – ТК 14186/2, ТК 14186/3 – ТК 14186/8.

**Таблица 9.6**

Наименование участка		Р, ед	ПР, ед
Начало	Конец		
ТЭЦ-1	-	0,966	0,966
-	ОП 8	1	0,966
ОП 8	НО 8	0,999	0,965
НО 8	НО 9	0,977	0,943
НО 9	ОП 39	1	0,943
ОП 39	ОП95	1	0,943
ОП95	ОП 139	1	0,943
ОП 139	ОП 153	1	0,943
ОП 153	ОП 186	1	0,943
ОП 186	ТК 14186/1	1	0,943
ТК 14186/1	ТК 14186/2	1	0,943
ТК 14186/2	ТК 14186/3	0,997	0,940
ТК 14186/3	ТК 14186/8	1	0,940
ТК 14186/8	ТК 14186/9	0,996	0,936
ТК 14186/9	ТК 14186/9а	0,999	0,935
ТК 14186/9а	ТК 14186/9б	0,996	0,932
ТК 14186/9б	ТК 14186/9д	0,98	0,913
ТК 14186/9д	ЦТП 146	0,998	<b>0,911</b>

## **Раздел 10. Техничко-экономические показатели работы Пензенской ТЭЦ-1**

### **10.1. Описание результатов хозяйственной деятельности Пензенской ТЭЦ-1 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 Пензенская ТЭЦ-1.

Пензенская ТЭЦ-1 является подразделением Пензенского филиала ОАО «ТГК-6». Информация, формируемая в соответствии с Постановлением № 1140, публикуется на сайте ОАО «ТГК-6» (<http://www.tgc5.ru>).

Полнота раскрытия информации в соответствии с Постановлением № 1140 Правительства РФ от 30.12.09 оценивается в таблице 10.1. по данным отчетности ОАО «ТГК-6» за 2011 г.

Таблица 10.1

№ п/п	Наименование информации в соответствии с Постановлением № 1140 от 30.12.2009	Наличие/отсутствие
<b>Стандарты раскрытия информации в сфере теплоснабжения и в сфере горячего водоснабжения</b>		
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
<b>Стандарты раскрытия информации в сфере теплоснабжения и в сфере горячего водоснабжения</b>		
	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 вырубке 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 однотрубном исчислении) (км);	+

№ п/п	Наименование информации в соответствии с Постановлением № 1140 от 30.12.2009	Наличие/отсутствие
<b>Стандарты раскрытия информации в сфере теплоснабжения и в сфере горячего водоснабжения</b>		
	п) о протяженности разводящих сетей (в однотрубном исчислении) (км);	+
	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 регулируемыми 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 ОАО «ТГК-6» в целом

Исходя из данных таблицы можно заключить, что информация, предоставляемая ОАО «ТГК-6» является полной и соответствует «Стандартам раскрытия информации организациями коммунального комплекса и субъектами естественных монополий, осуществляющими деятельность в сфере оказания передаче тепловой энергии».

Информация же по Пензенской ТЭЦ-1, в частности о себестоимости производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, отсутствует. В связи с этим, данные, приведенные в подразделах 10.2., 10.3. и Разделе 11 получены расчетным методом.

## **10.2. Техничко-экономические показатели работы Пензенской ТЭЦ-1**

В соответствии с Техническим заданием и на основании данных, раскрываемых ОАО «ТГК-6» 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.

Пензенская ТЭЦ-1 расположена по адресу: г. Пенза, ул. Новочеркасская, д. 1. Место расположения Пензенской ТЭЦ-1 на карте города представлено на рис. 1.1.

Пензенская ТЭЦ-1 входит в состав Пензенского филиала ОАО «ТГК-6».

ТЭЦ-1 отпускает тепловую энергию в сетевой воде потребителям на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилого сектора, административных, культурно-бытовых зданий и промышленности г. Пенза. Кроме того, Пензенская ТЭЦ-1 отпускает тепловую энергию в виде пара на производственные нужды промышленных предприятий г. Пенза.

Тип прокладки трубопроводов тепловой сети – подземная и надземная. Тепловая изоляция выполнена из минераловатных материалов и пенополиуретана.

Измерение расхода сетевой воды производится расходомерными узлами методом переменного перепада давления.

Коммерческие узлы учета соответствуют Правилам учета тепловой энергии и теплоносителя, 1995 г., имеют свидетельства о метрологической аттестации и сертифицированы для коммерческих взаиморасчетов.

Магистральные трубопроводы сетевой воды от Пензенской ТЭЦ-1 оснащены приборами учета тепловой энергии и теплоносителя на 73%.

Наиболее значимые технико-экономические показатели работы Пензенской ТЭЦ-1 по данным отчетности ОАО «ТГК-6» 2011 года:

- выработано тепловой энергии Пензенской ТЭЦ-1	2058,8 тыс. Гкал;
- отпущено потребителям Пензенской ТЭЦ-1	1967,9 тыс. Гкал;
- потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	14,1 %;
- выручка от продажи тепловой энергии	1 286 795,92 тыс. руб;

- валовая прибыль предприятия от продажи тепловой энергии	9 805,8 тыс. руб;
- средняя себестоимость 1 Гкал тепловой энергии	686,44 руб;
- удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	32 917,24 тыс. кВт·ч;
- расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, по физическому методу	171,81 кг у.т / Гкал;
- расход условного топлива на отпуск электрической энергии	263,95 г у.т / кВт·ч.

### **10.3. Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии Пензенской ТЭЦ-1 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 тарифных дел и публикуемой финансовой отчетности за три ретроспективных года.

Данные по производственным расходам товарного отпуска тепловой энергии по Пензенской ТЭЦ получены расчетным методом на основании показателей отчетности Пензенского филиала ОАО «ТГК-6», публикуемых в соответствии со стандартами раскрытия информации на сайте ЗАО «КЭС-ХОЛДИНГ» (<http://www.ies-holding.com/dgudisclosure.html>), а также данных публикуемой финансовой отчетности ОАО «ТГК-6»:

1. Годовой отчет ОАО «ТГК-6» за 2008 г.

Отпуск тепловой энергии 2008 г. – данные по Пензенской ТЭЦ-1.

Выручка - данные по Пензенскому филиалу «ОАО ТГК-6».

Распределение себестоимости по статьям расходов – данные по Пензенскому филиалу ОАО «ТГК-6» в целом.

2. Годовой отчет ОАО «ТГК-6» за 2009 г.

Отпуск тепловой энергии 2009 г. – данные по Пензенской ТЭЦ-1.

Выручка - данные по Пензенскому филиалу «ОАО ТГК-6».

Распределение себестоимости по статьям расходов – данные по Пензенскому филиалу ОАО «ТГК-6» в целом.

3. Годовой отчет ОАО «ТГК-6» за 2010 г.

Отпуск тепловой энергии 2010 г. – данные по Пензенской ТЭЦ-1.

Выручка - данные по Пензенскому филиалу «ОАО ТГК-6».

Распределение себестоимости по статьям расходов – данные по ОАО «ТГК-6» в целом.

4. Годовой отчет ОАО «ТГК-6» за 2011 г.

Отпуск тепловой энергии 2011 г. – данные по Пензенской ТЭЦ-1.

Выручка - данные по Пензенскому филиалу «ОАО ТГК-6».

Распределение себестоимости по статьям расходов – данные по Пензенскому филиалу ОАО «ТГК-6» в целом.

5. Финансовый отчет ОАО «ТГК-6» за первое полугодие 2012 г. в части полученной прибыли предприятия (ф. № 2)

На основании произведенных расчетов в таблице 10.2 выполнен сравнительный анализ производственных расходов товарного отпуска тепловой энергии.

Калькулирование расходов, связанных с производством электрической и тепловой энергии, осуществляется в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 6 июля 1998 г. N 700 «О введении раздельного 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.

Таблица 10.2

Наименование теп- лоснабжающей ор- ганизации	Ед. изм.	2009	2010			2011			2012		
			Рост	Прирост		Рост	Прирост		Рост	Прирост	
				Абс	Относит.		Абс	Относит.		Абс	Относит.
1. Сырье, основные материалы	тыс. руб.	4 425,56	5 989,86	1 564,30	35,35%	13 623,95	7 634,10	127,45%	3 989,05	-2 822,93	-20,72%
2. Вспомогательные материалы	тыс. руб.	10 281,94	6 714,44	-3 567,50	-34,70%	0,00	-6 714,44	-100,00%	2 287,06	2 287,06	0
из них на ремонт	тыс. руб.	998,25	1 690,69	692,44	69,37%	0,00	-1 690,69	-100,00%	1 063,75	1 063,75	0
3. Работы и услуги производственного характера	тыс. руб.	42 059,44	39 079,00	-2 980,44	-7,09%	50 713,53	11 634,53	29,77%	0,00	-25 356,76	-50,00%
из них на ремонт	тыс. руб.	38 798,50	35 601,01	-3 197,49	-8,24%	13 894,12	-21 706,90	-60,97%	89 221,78	82 274,72	592,16%
4. Топливо на технологические цели	тыс. руб.	638 110,06	885 688,11	247 578,06	38,80%	889 267,04	3 578,93	0,40%	487 956,42	43 322,90	4,87%
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.	626 929,48	874 507,53	247 578,06	39,49%	878 086,46	3 578,93	0,41%	482 366,13	43 322,90	4,93%
мазут	тыс. руб.	11 180,58	11 180,58	0,00	0,00	11 180,58	0,00	0,00	5 590,29	0,00	0,00
5. Энергия	тыс. руб.	23 292,41	28 741,66	5 449,25	23,39%	165 340,00	136 598,34	475,26%	108 236,26	25 566,26	15,46%
5.1. Энергия на технологические цели	тыс. руб.	23 292,41	28 741,66	5 449,25	23,39%	165 340,00	136 598,34	475,26%	108 236,26	25 566,26	15,46%
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.	38 199,55	57 966,37	19 766,82	51,75%	38 594,77	-19 371,60	-33,42%	31 912,41	12 615,03	32,69%
из них на ремонт	тыс. руб.	5 729,93	8 694,96	2 965,02	51,75%	5 789,22	-2 905,74	-33,42%	4 786,86	1 892,25	32,69%
7. Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	9 931,88	15 071,26	5 139,37	51,75%	11 578,43	-3 492,83	-23,18%	10 211,97	4 422,76	38,20%
8. Амортизация основных средств	тыс. руб.	61 857,98	124 627,70	62 769,72	101,47%	46 661,08	-77 966,62	-62,56%	36 672,68	13 342,14	28,59%
9. Прочие затраты всего, в том числе:	тыс. руб.	131 335,91	173 754,20	42 418,29	32,30%	61 211,31	-112 542,90	-64,77%	39 677,76	9 072,11	14,82%
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

Наименование теп- лоснабжающей ор- ганизации	Ед. изм.	2009	2010			2011			2012		
			Рост	Прирост		Рост	Прирост		Рост	Прирост	
				Абс	Относит.		Абс	Относит.		Абс	Относит.
9.2. Средства на стра- хование	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 пре- дельно 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 функ- ционирования и раз- витию 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 ре- монтный фонд (в слу- чае его формирова- ния)	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. Непроизвод- ственные расходы (налоги и другие обя- зательные платежи и сборы)	тыс. руб.	85 948,99	104 146,25	18 197,26	21,17%	41 720,95	-62 425,30	-59,94%	22 312,09	1 451,62	3,48%
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
9.7.3. Налог на иму- щество	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9.8. Другие затраты, относимые на себе- стоимость продукции, всего, в т.ч.:	тыс. руб.	45 386,92	69 607,95	24 221,03	53,37%	19 490,36	-50 117,59	-72,00%	17 365,67	7 620,49	39,10%
9.8.1. Арендная плата	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10. Итого расходов	тыс. руб.	959 494,73	1 337 632,60	378 137,87	39,41%	1 276 990,11	-60 642,49	-4,53%	720 943,61	82 448,56	6,46%
из них на ремонт	тыс. руб.	47 016,46	48 247,34	1 230,88	2,62%	21 188,53	-27 058,81	-56,08%	96 316,98	85 722,71	404,57%
11. Недополученный по независящим при- чинам 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,	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование теп- лоснабжающей ор- ганизации	Ед. изм.	2009	2010			2011			2012		
			Рост	Прирост		Рост	Прирост		Рост	Прирост	
				Абс	Относит.		Абс	Относит.		Абс	Относит.
полученный в преды- дущем периоде регу- лирования											
13. Расчетные расхо- ды 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 вырабаты- ваемой тепловой энергии	тыс. Гкал	2 118,79	2 118,79	0,00	0,00%	2118,79	0,00	0,00%	1 059,39	0,00	0,00%
15. Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе:	тыс. Гкал	1 860,30	1 860,30	0,00	0,00%	1 860,30	0,00	0,00%	930,14	0,00	0,00%
в паре	тыс. Гкал	1 797,05	1 797,05	0,00	0,00%	1 797,05	0,00	0,00%	898,52	0,00	0,00%
в горячей воде	тыс. Гкал	63,25	63,25	0,00	0,00%	63,25	0,00	0,00%	31,62	0,00	0,00%
горячая вода	тыс. м <sup>3*</sup>	1 054,17	1 054,17	0,00	0,00%	1 054,17	0,00	0,00%	527,08	0,00	0,00%
16. Тариф на тепло- вую энергию, пар	руб/Гкал	549,93	632,42	82,49	15,00%	691,49	59,07	9,34%	815,96	124,47	18,00%
17. Тариф на тепло- вую энергию, горячее водоснабжение	руб/Гкал	549,93	639,00	89,07	16,20%	698,11	59,11	9,25%	823,77	125,66	18,00%
18. Отпущено в де- нежном выражении, в том числе:	тыс. руб.	1 023 033,47	1 176 905,61	153 872,14	15,04%	1 286 795,92	109 890,31	9,34%	759 207,63	115 809,67	9,00%
пар	тыс. руб.	988 250,33	1 136 488,78	148 238,45	15,00%	1 242 640,38	106 151,60	9,34%	733 155,98	111 835,79	9,00%
в горячей воде	тыс. руб.	34 783,14	40 416,83	5 633,69	16,20%	44 155,54	3 738,71	9,25%	26 051,65	3 973,88	9,00%
Перекрестное субси- дирование между электроэнергией и тепловой энергией	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00



Наименование теп- лоснабжающей ор- ганизации	Ед. изм.	2009	2010			2011			2012		
			Рост	Прирост		Рост	Прирост		Рост	Прирост	
				Абс	Относит.		Абс	Относит.		Абс	Относит.
19. Прибыль предпри- ятия от продажи теп- ловой энергии	тыс. руб.	63 538,74	-160 726,99	-224 265,73	-352,96%	9 805,80	170 532,80	-106,10%	38 264,02	33 361,12	340,22%
Налог на прибыль	тыс. руб.	12 707,75	0,00	-12 707,75	-100,00%	1 961,16	1 961,16	#ДЕЛ/0!	0,00	-980,58	-50,00%
Чистая прибыль пред- приятия	тыс. руб.	50 830,99	-160 726,99	-211 557,99	-416,20%	7 844,64	168 571,64	-104,88%	38 264,02	34 341,70	437,77%
20. Средняя себесто- имость 1Гкал тепло- вой энергии	тыс. руб.	515,77	719,04	203,27	39,41%	686,44	-32,60	-4,53%	775,09	88,64	12,91%
21. Расход условного топлива	тут	149,38	145,09	-4,29	-2,87%	145,40	0,31	0,22%	145,09	-0,31	-0,22%

На основании данных, приведенных в таблице 10.2. очевидно, что отпуск тепловой энергии Пензенской ТЭЦ не меняется на протяжении 4-х лет.

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

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

Прибыль от продаж тепловой энергии в 2011 г. снизилась в результате увеличения затрат на ремонт оборудования.

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*	%	3,7	4,2	3,2	16,9
2. Топливо на технологические цели	%	75,6	66,5	66,2	69,6
3. Общехозяйственные (управленческие) расходы	%	3,9	9,0	7,8	3,3
4. Затраты на оплату труда и ЕСН**	%	2,4	4,3	4,6	3,4
5. Амортизация основных средств	%	1,3	6,4	9,3	3,7
6. Расходы на ремонт (капитальный и текущий)	%	4,7	4,9	3,6	1,7
7. Расходы на услуги производственного характера***	%	8,3	4,7	5,2	1,5

Примечания:

\* включает в себя сырье, основные и вспомогательные материалы, покупная энергия (без расходов на ремонт)

\*\* включает в себя затраты на оплату труда и ЕСН без затрат на ремонты

\*\*\* включает в себя расходы на услуги производственного характера без затрат на ремонт

На основании проведенного анализа можно сделать вывод, что размер топливной составляющей в производстве тепловой энергии на ТЭЦ-1 колеблется в пределах от 66,2% до 75,6%.

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

**Таблице 10.4**

Наименование статьи затрат	Показатель	Удельный вес в % к общей себестоимости продукции
Всего затрат, в том числе:	1 276 990,11	-
сырье, основные и вспомогательные материалы, покупная энергия*	215783,37	3,2%
топливо на технологические цели	889267,04	66,2%
общехозяйственные (управленческие) расходы	41720,948	7,8%
затраты на оплату труда и ЕСН	42878,791	4,6%
амортизация основных средств	46661,079	9,3%
расходы на ремонт (капитальный и текущий)	21188,53	3,6%
расходы на услуги производственного характера	19490,36	5,2%

Структура себестоимости Пензенской ТЭЦ-1 по данным 2011г. представлена на рис. 10.1.

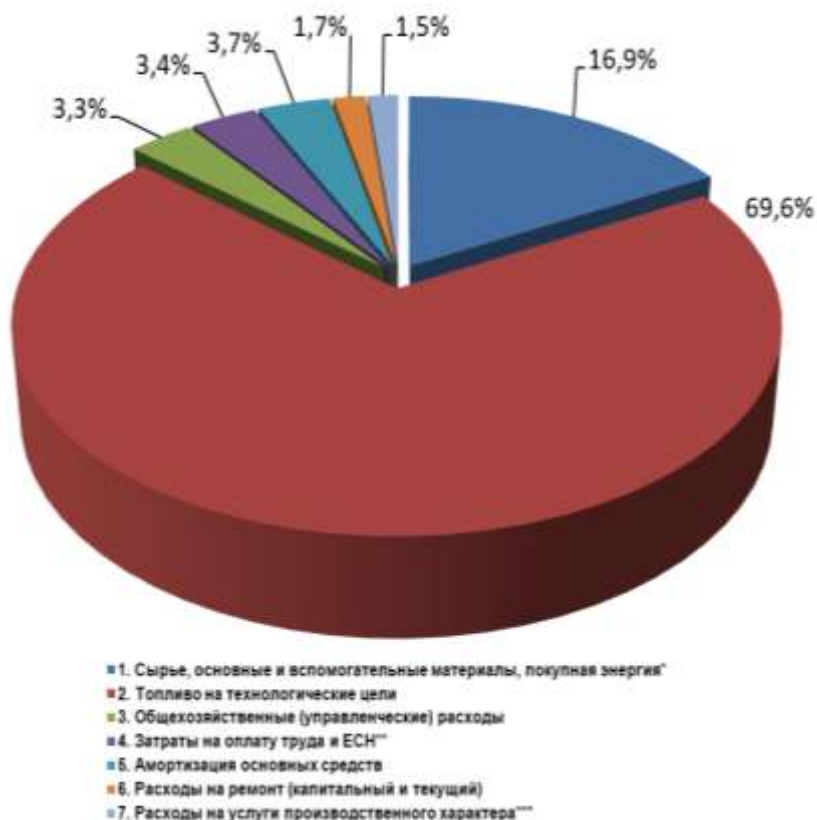


Рис. 10.1. Структура себестоимости тепловой энергии в 2011 г.

Наибольшие изменения в процентной доле затрат в сторону их увеличения произошли по следующим статьям:

1. сырье, основные и вспомогательные материалы, покупная энергия (рост связан с включением в эту статью покупной электрической и тепловой энергии);

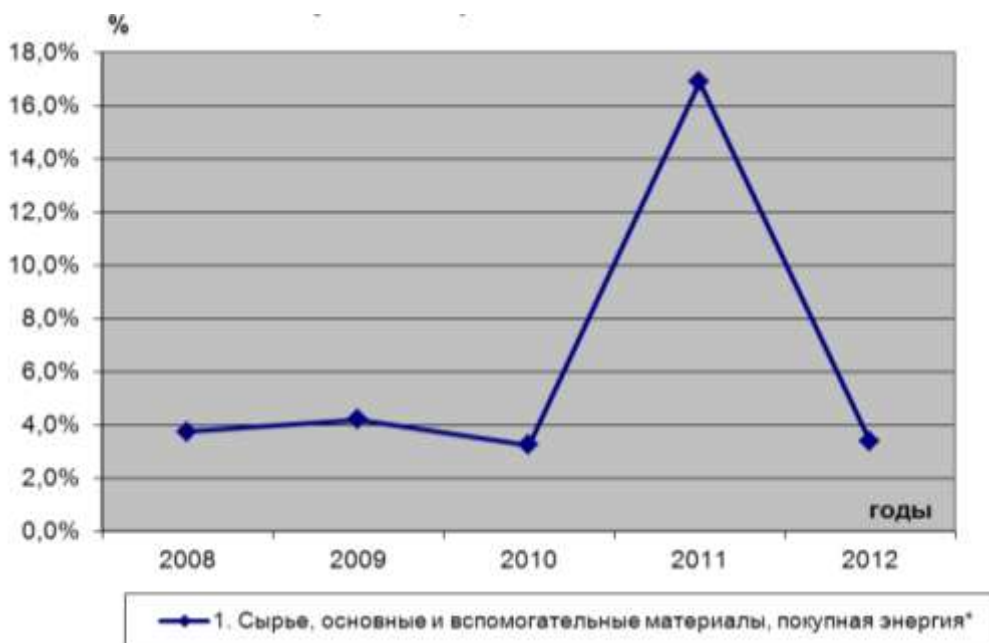


Рис. 10.2.

2. расходы на ремонт (капитальный и текущий);

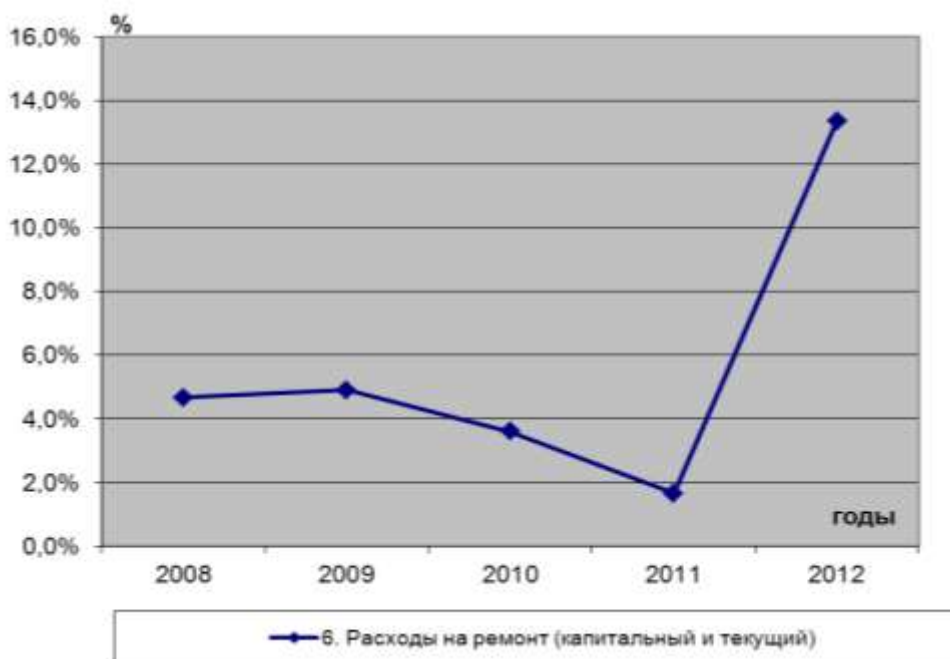


Рис. 10.3.

3. расходы на услуги производственного характера (рост связан с увеличением стоимости основных фондов).

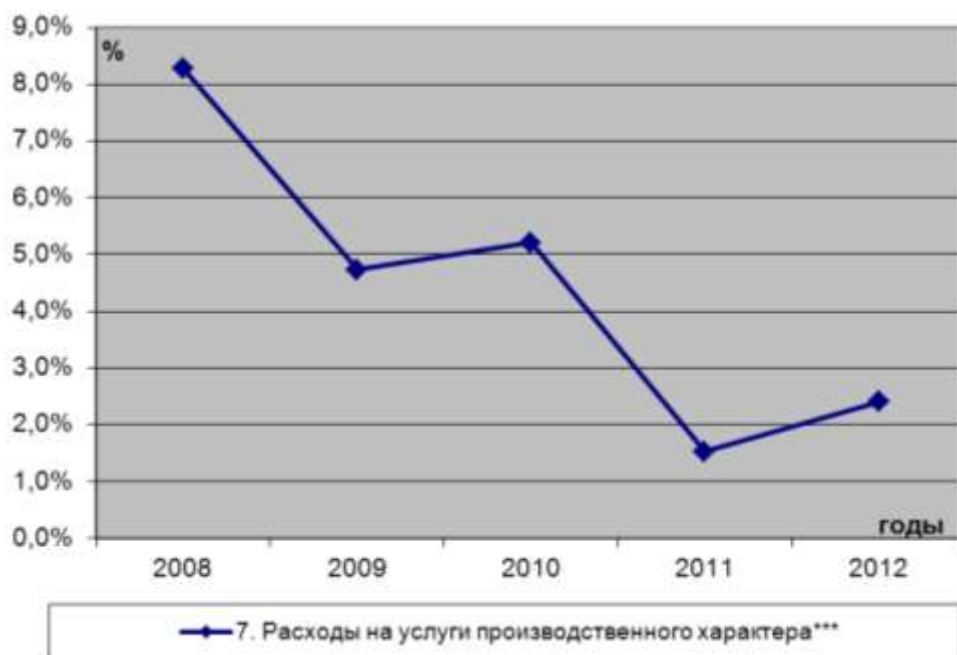


Рис. 10.4.

#### **10.4. Инвестиционные проекты, реализуемые ОАО «ТГК-6» на Пензенской ТЭЦ-1**

ОАО «ТГК-6» в 2010 г. на Пензенской ТЭЦ реализованы следующие инвестиционные проекты:

Техническое перевооружение и реконструкция в сумме 35 194 тыс. руб. включает:

1) реконструкция системы газоснабжения к.а. ст. №11 Стоимость проекта 9 705 тыс. руб;

2) реконструкция конденсатора КГ 2-6200 ТГ-7, вкл. ПСД. Стоимость проекта 4 245 тыс. руб;

3) реконструкция пароперегревателя КПП-3 К-11 ТГМЕ-464, вкл. ПИР. Стоимость проекта 3 810 тыс. руб;

4) реконструкция сетевых трубопроводов. Стоимость проекта 2 825 тыс. руб;

5) реконструкция поверхностей нагрева ПТВМ-2. Стоимость проекта 2 715 тыс. руб.

Источники финансирования – амортизация.

Основным направлением при реализации проектов инвестиционной программы в 2011 году стало внедрение энергоэффективных решений на предприятиях ОАО «ТГК-6», при сохранении достаточного уровня инвестиций на повышение надежности эксплуатируемого оборудования.

В 2011 году ОАО «ТГК-6» инвестиций в объеме 1 318 млн. рублей без учета НДС. В том числе объем инвестиций по техническому перевооружению и реконструкции составил 1134 млн. рублей без учета НДС, на развитие и новое строительство 184 млн. рублей без учета НДС (освоение). Введено, оформлено актами ввода объектов в эксплуатацию 919 млн. рублей. Кроме того, в 2011 г. ОАО «ТГК-6» была проведена ремонтная компания по подготовке энергооборудования к работе в осенне-зимний период максимальных нагрузок.

Всего по Пензенской ТЭЦ-1 в 2011 г. затраты на техническое перевооружение и реконструкцию составили 35194 тыс. руб.

## **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 Пензенской ТЭЦ-1 установлены уровни тарифов на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

Величина тарифов на тепловую энергию устанавливается Управлением по регулированию тарифов и энергосбережению Пензенской области.

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, утверждае-

ных 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 Пензенской ТЭЦ-1, был проведен ретроспективным методом за четыре предыдущих года. Информация о тарифах была предоставлена Заказчиком.

### 1. Тарифы на 2009 г.

Величина тарифа на тепловую энергию, поставляемую потребителям Пензенской области ОАО «ТГК-6» на 2009 год установлена в соответствии с Приказом ФСТ РФ от 8 августа 2008 г. N 135-э/1 «О предельных уровнях тарифов на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, на 2009 год».

Таблица 11.1

№	Наименование субъекта Российской Федерации	Минимальный уровень тарифа (руб.)	Максимальный уровень тарифа (руб.)
40	Пензенская область	366,21	366,42

### 2. Тарифы на 2010 г.

Тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям Пензенской области ОАО «ТГК-6» на 2010 год приведены в таблице 11.2. (данные официального сайта ОАО «ТГК-6» <http://www.ies-holding.com>)

Таблица 11.2

N п/п	Потребители	Тариф на тепловую энергию, руб./Гкал					
		Горячая вода	Отборный пар давлением				Острый и редуцированный пар
			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 13,00 кг/см <sup>2</sup>	
Потребители, оплачивающие производство тепловой энергии							
1	Потребители, финансируемые за счет средств бюджетов соответствующих уровней	474,10	x	474,10	x	x	x
2	Иные потребители	474,10	x	474,10	x	x	x
Потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии							
1	Потребители, финансируемые за счет средств бюджетов соответствующих уровней	639,00	x	632,42	x	x	x
2	Иные потребители	639,00	x	632,42	x	x	x

### 3. Тарифы на 2011 г.

Тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям Пензенской области ОАО «ТГК-6» на 2012 год (данные официального сайта ОАО «ТГК-6» <http://www.ies-holding.com>).

Таблица 11.3

N п/п	Потребители	Тариф на тепловую энергию, руб./Гкал					Острый и редуци- рован- ный пар
		Горячая вода	Отборный пар давлением				
			от 1,2 до 2,5 кг/см2	от 2,5 до 7,0 кг/см2	от 7,0 до 13,0 кг/см2	свыше 13,00 кг/см2	
1	Потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии						
	Бюджетные						
	Одноставочный, руб./Гкал (без НДС)	698,11	x	691,49	x	x	x
	двухставочный (без НДС)	x	x	x	x	x	x
	за энергию руб./Гкал	x	x	x	x	x	x
	За мощность, тыс. руб. в месяц/Гкал/ч	x	x	x	x	x	x
	Иные потребители						
	одноставочный руб./Гкал (без НДС)	698,11	x	691,49	x	x	x
	двухставочный (без НДС)	x	x	x	x	x	x
	за энергию руб./Гкал	x	x	x	x	x	x
За мощность, тыс. руб. в месяц/Гкал/ч	x	x	x	x	x	x	
2	Потребители, оплачивающие производство тепловой энергии (получающие тепловую энергию на коллекторах производителей)						
	Бюджетные						
	одноставочный руб./Гкал (без НДС)	493,96	x	486,29	x	x	x
	двухставочный (без НДС)	x	x	x	x	x	x
	за энергию руб./Гкал	x	x	x	x	x	x
	За мощность тыс. руб. в месяц/Гкал/ч	x	x	x	x	x	x
	Иные потребители						
	одноставочный руб./Гкал (без НДС)	493,96	x	486,29	x	x	x
	двухставочный (без НДС)	x	x	x	x	x	x
	за энергию руб./Гкал	x	x	x	x	x	x
За мощность, тыс. руб. в месяц/Гкал/ч	x	x	x	x	x	x	

#### 4. Тарифы на 2012 г.

Тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям Пензенской области ОАО «ТГК-6» на 2012 год (данные официального сайта ОАО «ТГК-6» <http://www.ies-holding.com>).

Таблица 11.4

N п/п	Потребители	Тариф на тепловую энергию, руб./Гкал					Острый и редуцированный пар
		Горячая вода	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 13,00 кг/см <sup>2</sup>	
Одноставочный тариф руб./Гкал (без НДС)							
1.	Потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии						
1.1.	Бюджетные						
	с 01.01.2012 по 30.06.2012	698,11	х	691,49	х	х	х
	с 01.07.2012 по 31.08.2012	739,99	х	732,97	х	х	х
	с 01.09.2012 по 31.12.2012	781,18	х	773,78	х	х	х
1.2.	Население						
	с 01.01.2012 по 30.06.2012	823,77	х	815,96	х	х	х
	с 01.07.2012 по 31.08.2012	873,19	х	864,9	х	х	х
	с 01.09.2012 по 31.12.2012	921,79	х	913,06	х	х	х
2.	Потребители, оплачивающие производство тепловой энергии (получающие тепловую энергию на коллекторах производителей)						
	Бюджетные						
	с 01.01.2012 по 30.06.2012	466,03	х	446,23	х	х	х
	с 01.07.2012 по 31.08.2012	495,99	х	474,74	х	х	х
	с 01.09.2012 по 31.12.2012	517,64	х	496,59	х	х	х
	Население						
	с 01.01.2012 по 30.06.2012	549,92	х	526,55	х	х	х
	с 01.07.2012 по 31.08.2012	585,27	х	560,19	х	х	х
	с 01.09.2012 по 31.12.2012	610,82	х	585,98	х	х	х

Данные по динамике тарифов на тепловую энергию рассмотрены на примере роста тарифов на тепловую энергию для потребителей, оплачивающих производство тепловой энергии (получающие тепловую энергию на коллекторах производителей), результаты объединены в табл. 11.5.

Таблица 11.5

Пензенская ТЭЦ-2	Ед. изм	2009 г.	2010 г.		2011 г.			1-е полугодие 2012г.			
		Рост	Рост	Прирост		Рост	Прирост		Рост	Прирост	
				Абс	Относит.		Абс	Относит.		Абс	Относит.
Тариф на тепловую энергию, пар руб./Гкал	руб	366,21	474,10	107,89	29,46%	493,96	19,86	4,19%	466,03	-27,93	-5,65%

На основании приведенных данных (табл. 11.5 и рис. 11.1) можно сделать вывод, что рост цен на природный газ значительно опередил рост тарифов на тепловую энергию в 2010 г.

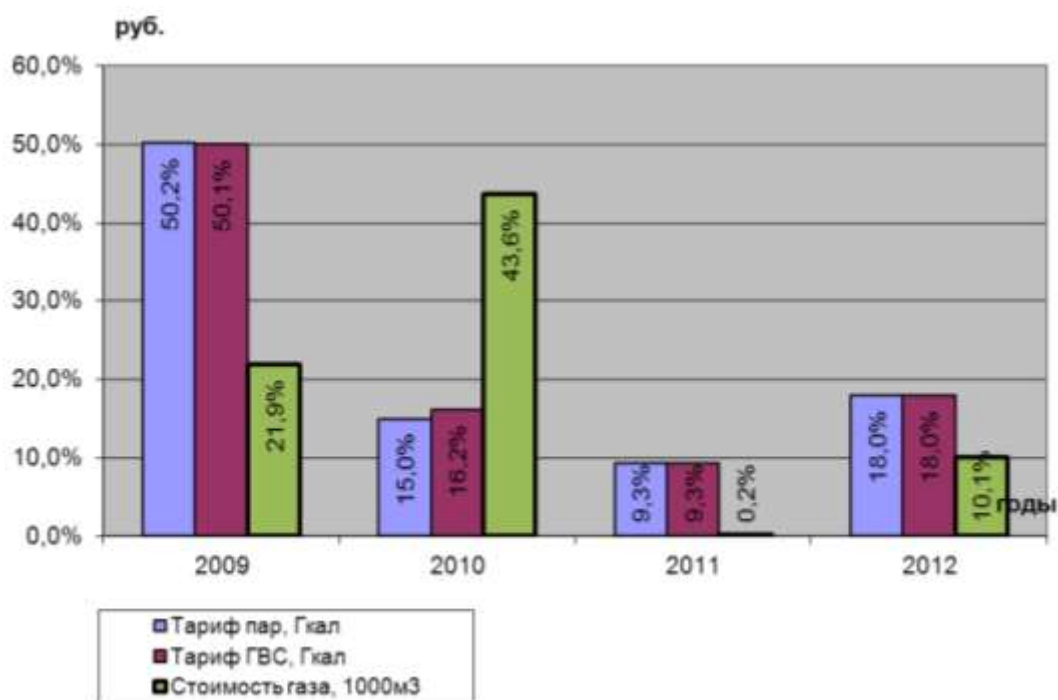


Рис. 11.1. Сравнение относительного роста цен на тарифы тепловой энергии и стоимости газа

## **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 (погребя, 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.

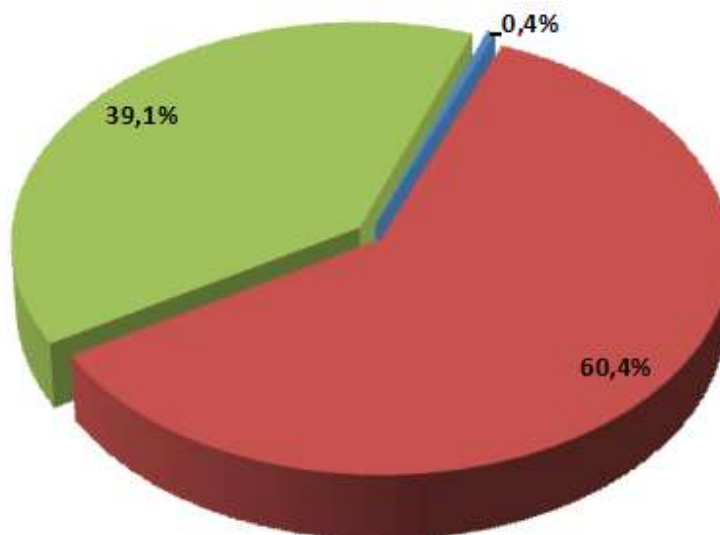
Тарифы на тепловую энергию могут дифференцироваться по муниципальным образованиям.

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 2010 г.**

В 2010г. в г. Пенза сложилась следующая структура тарифа (в процентах от общей выручки от продажи тепловой энергии):

- иные потребители тепловой энергии, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии по одноставочному тарифу, ГВС	60,4 %
- иные потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии по одноставочному тарифу, острый и редуцированный пар от 7,0 до 13,0 кг/см <sup>2</sup>	39,1%
- бюджетные потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии по одноставочному тарифу, ГВС	0,4%



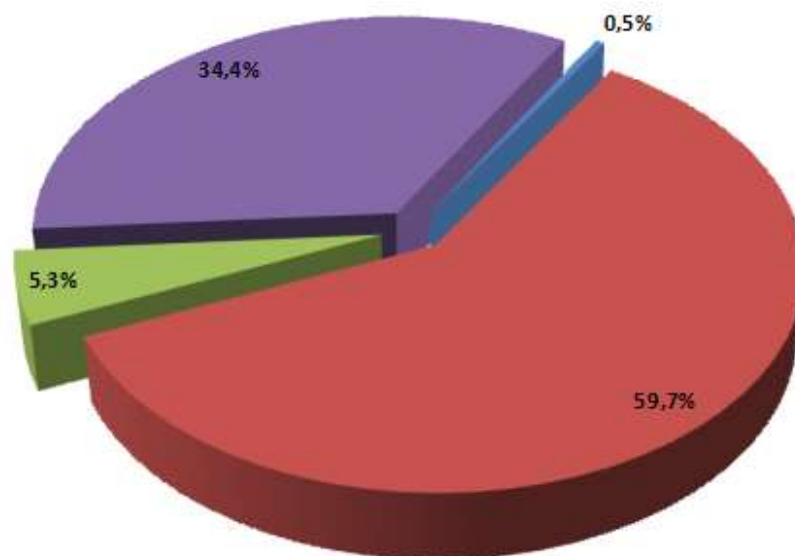
**Рис. 11.4. Структура тарифа 2010 г.**

Очевидно, что наибольшая доля выручки приходится на реализацию тепловой энергии потребителям, оплачивающим производство и передачу тепловой энергии с горячей водой.

### 11.3.3. Структура тарифа в 2011 г.

В 2011 г. в городе Пенза сложилась следующая структура тарифа (в процентах от общей выручки от продажи тепловой энергии):

- иные потребители тепловой энергии, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии по одноставочному тарифу, ГВС 59,7%
- иные потребители, получающие тепловую энергию на коллекторах производителей, острый и редуцированный пар от 7,0 до 13,0 кг/см<sup>2</sup> по одноставочному тарифу 34,4%
- иные потребители, получающие тепловую энергию на коллекторах производителей по одноставочному тарифу, ГВС 5,3%
- бюджетные потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии по одноставочному тарифу, ГВС 0,5%



**Рис. 11.5. Структура тарифа 2011 г.**

#### 11.3.4. Структура тарифа в 1-м полугодии 2012 г.

В 1-м полугодии 2012 г. в городе Пенза сложилась следующая структура тарифа (в процентах от общей выручки от продажи тепловой энергии):

- бюджетные потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии по одноставочному тарифу, ГВС	0,4%
- иные потребители тепловой энергии, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии по одноставочному тарифу, ГВС	60,0%
- иные потребители, получающие тепловую энергию на коллекторах производителей по одноставочному тарифу, ГВС	6,4%
- иные потребители, получающие тепловую энергию на коллекторах производителей, острый и редуцированный пар от 7,0 до 13,0 кг/см <sup>2</sup> по одноставочному тарифу	33,2%

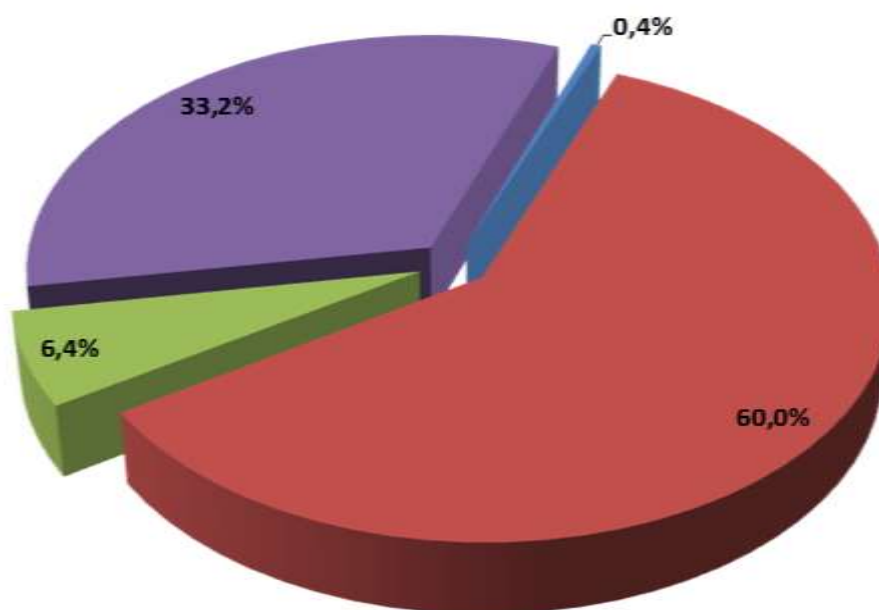


Рис. 11.6. Структура тарифа 1-е полугодие 2012 г.

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

В настоящее время плата за подключение к тепловым сетям по г. Пенза не взимается.

В соответствии с пунктом 7 Постановления Правительства РФ от 13.02.2006 г. №83 «Правила определения и предоставления технических условий подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения» запрещается брать плату за подключение при отсутствии утвержденной инвестиционной программы и если все затраты по строительству сетей и подключению выполнены за счет средств потребителя.

Плата за подключение к тепловым сетям может взиматься после утверждения Схемы теплоснабжения, инвестиционной программы создания (реконструкции) сетей теплоснабжения г. Пензы и тарифа за подключение в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16.04.2012 № 307 при заключении договора о подключении.



**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**

### **12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)**

Системы теплоснабжения г. Пензы были спроектированы на центральное качественное регулирование отпуска тепловой энергии. Проектным температурным графиком для Пензенской ТЭЦ-1 является 150-70 °С, который был выбран во время развития систем централизованного теплоснабжения города в 1950-60-х годах и действует на момент разработки схемы теплоснабжения со «срезкой» (см. рис. 3.1.). Фактически, от станции теплоноситель поступает в тепловые сети с температурой не выше 95 – 98 °С. Данная ситуация обосновывается в основном существенным износом трубопроводов как магистральных, так и квартальных тепловых сетей, и сооружений на них.

В этих условиях подача требуемого количества тепла потребителям возможна лишь за счет увеличения объемов циркуляции теплоносителя, увеличения поверхностей нагрева теплообменных аппаратов и нагревательных приборов у потребителей, а также повышения их эффективности. Большинство тепловых пунктов потребителей оборудовано элеваторами для присоединения систем отопления, что существенно ограничивает регулирование подачи тепла в период «срезки» температурного графика с помощью увеличения расхода теплоносителя, так как использование элеваторов предъявляет повышенные требования к гидравлическим режимам. Помимо «срезки» температурный график имеет спрямление для обеспечения нужд горячего водоснабжения потребителей. Таким образом, в период работы системы теплоснабжения при температурах наружного воздуха выше соответствующей точки излома температурного графика происходит перегрев («перетоп») потребителей, подключенных через элеваторы. В период работы систем теплоснабжения на «срезке» происходит недогрев («недотоп») потребителей подключенных через элеваторы (относительно требуемой величины тепловой энергии, определенной для расчетной температуры наружного воздуха по графику качественного регулирования). При этом в 2011 - 2012 гг. фактический расход теплоносителя на выводах ТЭЦ-1 был выше нормативного (см. п. 12.1.1).

На сложившуюся ситуацию существенно влияет то, что система централизованного теплоснабжения от Пензенской ТЭЦ-1 имеют развитую сеть трубопроводов. Сложности в обеспечении гидравлического режима ряда потребителей города возникают вследствие большой разности геодезических отметок, а также протяженности (радиуса действия) тепловых сетей до отдельных зон.

Кроме того, необходимо учитывать неудовлетворительное состояние теплообменного оборудования ЦТП, подключенных к магистралям от Пензенской ТЭЦ-1, которое оказывает существенное влияние на ухудшение качества теплоснабжения потребителей.

Далее представлена сравнительная оценка фактических показателей работы системы теплоснабжения от Пензенской ТЭЦ-1 и соответствующих нормативных значений.

### 12.1.1. Сопоставление фактических значений показателей работы системы теплоснабжения от ТЭЦ-1 с их нормируемыми значениями

Основой для определения фактического режима работы системы теплоснабжения служат значения температуры и расхода сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах на всех выводах ТЭЦ-1 по данным приборов коммерческого учета отпуска тепловой энергии, предоставленным Пензенским филиалом ОАО «ТГК-6».

Результаты сравнений фактических значений расхода сетевой воды в подающем трубопроводе системы теплоснабжения от ТЭЦ-1 г. Пензы с их нормируемыми значениями во всем диапазоне температур наружного воздуха за период 2011 - 2012 гг. представлены на рис. 12.1.

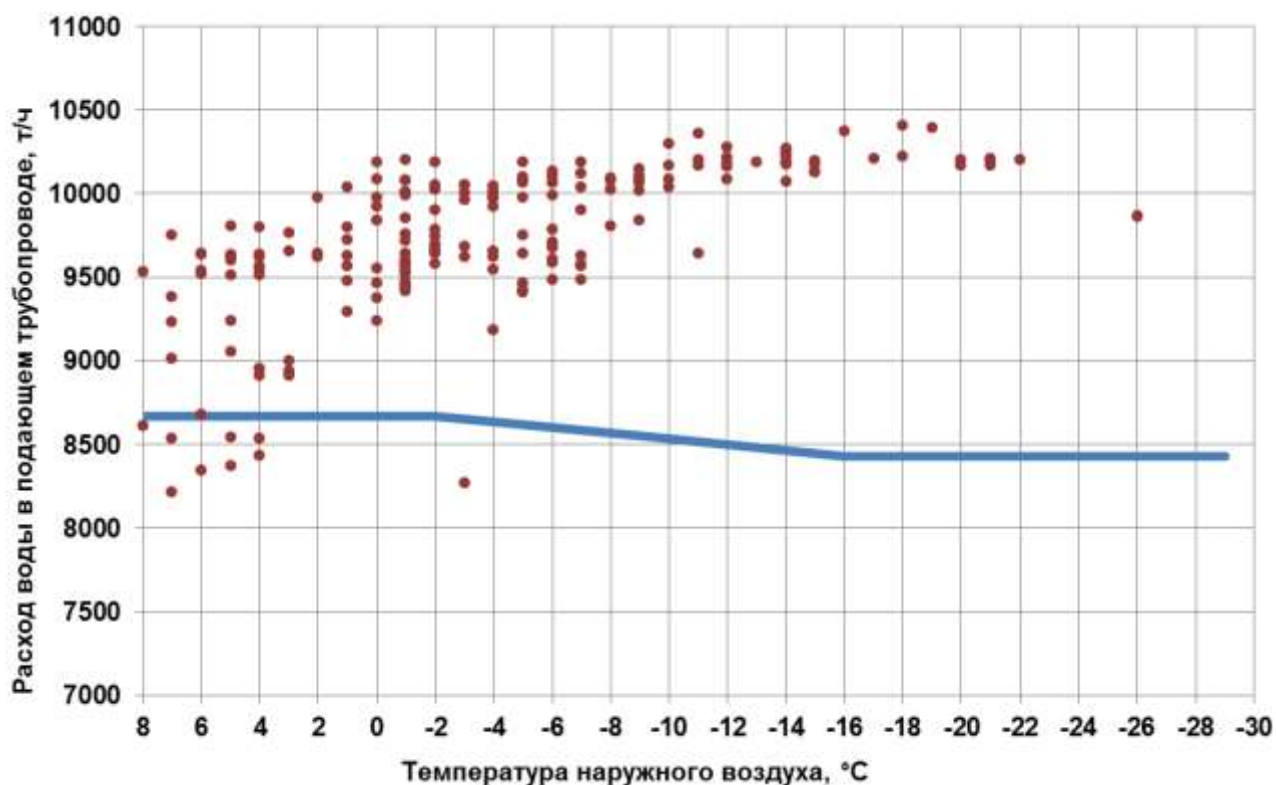
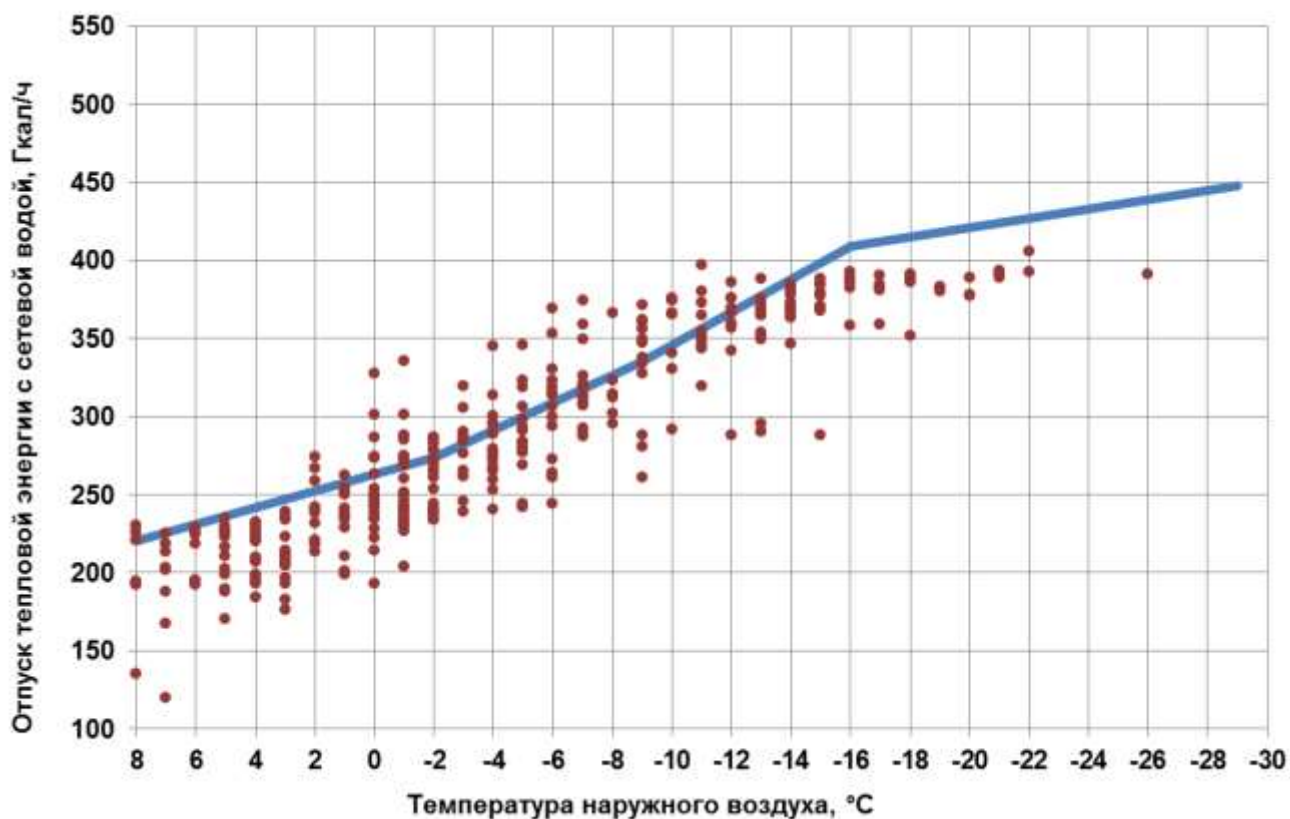


Рис. 12.1. Сравнений фактических значений расхода сетевой воды в подающем трубопроводе системы теплоснабжения от ТЭЦ-1 с нормативными значениями за 2011 – 2012 гг.

Из полученных результатов видно, что фактический расход сетевой воды превышает нормативный на 500 – 1500 т/ч во всем диапазоне температур наружного воздуха.

Результаты сравнения фактических значений отпуска тепловой энергии с сетевой водой в систему теплоснабжения от ТЭЦ-1 г. Пензы с их нормируемыми значениями во всем диапазоне температур наружного воздуха за период 2011 - 2012 гг. представлены на рис. 12.2.



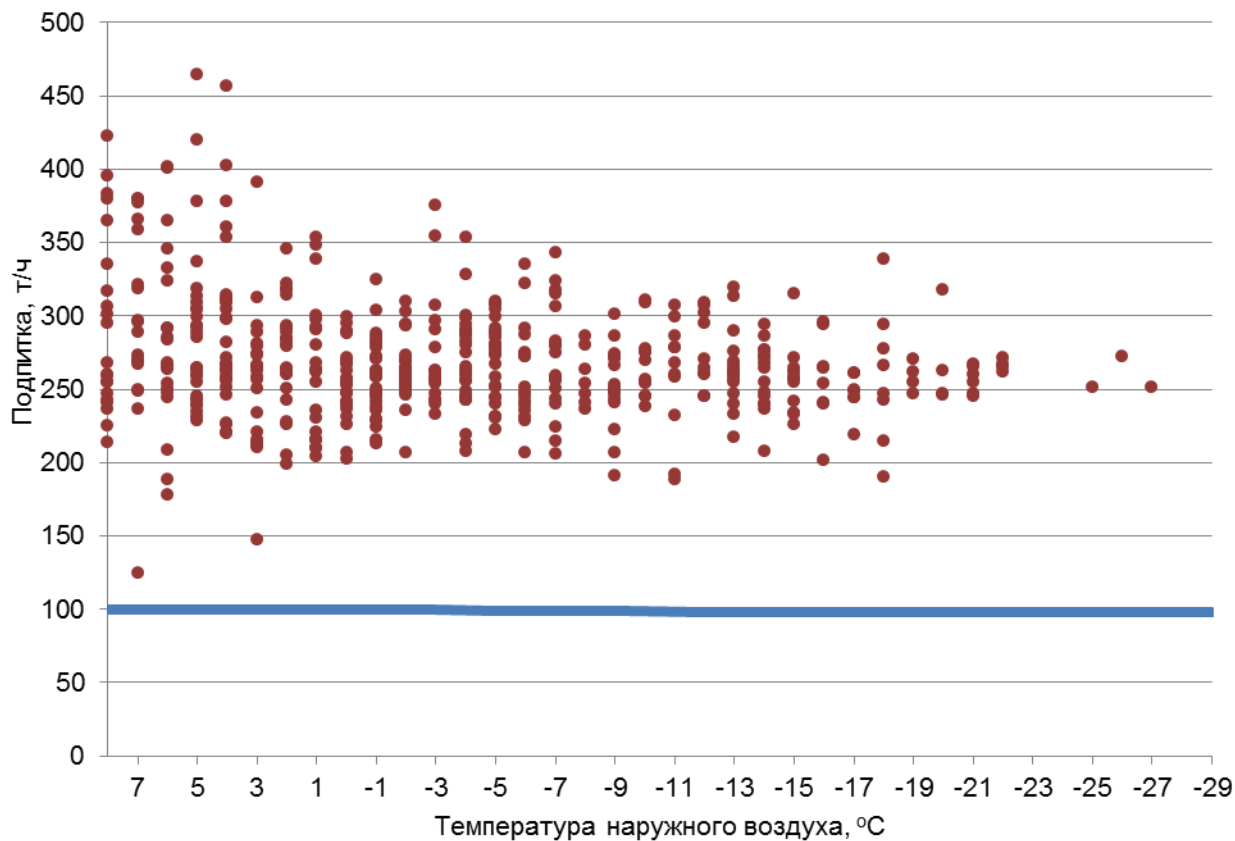
**Рис. 12.2. Сравнение фактического отпуска тепловой энергии в сетевой воде с нормативными значениями в системе теплоснабжения от Пензенской ТЭЦ-1 за 2011 – 2012 гг.**

Из полученных результатов видно, что в диапазоне температур наружного воздуха, соответствующему графику качественного регулирования фактический отпуск тепловой энергии с сетевой водой от ТЭЦ-1 хорошо согласуется с нормативными значениями. Однако присутствует достаточно большой разброс фактических значений отпуска тепловой энергии при одной и той же температуре наружного воздуха – до 100 Гкал/ч.

Фактическая «срезка» температурного графика соответствует температуре прямой сетевой воды 95 °С при нормативе в 110 °С, вследствие чего при температурах наружного воздуха ниже -15 °С имеет место недоотпуск тепловой энергии от ТЭЦ-1 – в среднем около 30 Гкал/ч. Следует отметить, что более точное определение как самого факта наличия недоотпуска тепловой энергии, так и его величины, затруднено из-за небольшого количества данных в отчетном периоде при соответствующих температурах наружного воздуха.

Результаты сравнения фактических значений подпитки теплосети при передаче тепловой энергии в системе теплоснабжения от ТЭЦ-1 г. Пензы с нормируемыми значениями во всем диапазоне температур наружного воздуха за период 2011-2012 г. представлены на рис. 12.3.

Из полученных результатов видно, что фактическая величина подпитки в системе теплоснабжения от ТЭЦ-1 во всем диапазоне температур наружного воздуха превышает нормативные значения в среднем на 150 т/ч.



**Рис. 12.3. Сравнение фактической и нормативной подпитки системы теплоснабжения от Пензенской ТЭС-1 за 2011 – 2012 гг.**

Итоги сравнительного анализа фактических и расчетных (нормативных) показателей работы системы теплоснабжения от Пензенской ТЭС-1 за период 2011 - 2012 гг. представлены в таблице 12.1.

**Таблица 12.1**

Источник теплоснабжения	Наименование показателя режима работы	Ед. изм.	Отклонение от нормативных значений при средней температуре наружного воздуха отопительного периода	Примечание
Пензенская ТЭС-1	Расход сетевой воды по подающим трубопроводам	т/ч	+ 1000	
	Температура сетевой воды в подающих трубопроводах	°C	+ 6	Нарушение требований ПТЭ ТЭ по допустимому отклонению (+/- 3 %)
	Температура сетевой воды в обратных трубопроводах	°C	+ 10	Нарушение требований ПТЭ ТЭ по допустимому превышению (+ 5 %)
	Отпуск тепловой энергии с сетевой водой от источника теплоты	Гкал/ч	Не выявлено	
	Подпитка системы теплоснабжения	т/ч	+ 150	

## **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)**

Износ магистральных и квартальных тепловых сетей в системе теплоснабжения от Пензенской ТЭЦ-1, трубопроводы которых имеют срок службы более 25 лет, составляет более 75 %. Средний срок эксплуатации всех трубопроводов составляет 32 года.

Доля повреждений на трубопроводах тепловых сетей, вызванных интенсивной наружной коррозией, составляет около 80 % от общего числа повреждений. К повреждениям такого типа приводит неудовлетворительное состояние каналов и тепловых камер в части антикоррозионных мероприятий, а именно: заиливание и затопление водой теплопроводов, отсутствие надежных антикоррозионных покрытий трубопроводов.

По результатам расчетов вероятности безотказной работы систем транспорта теплоносителя для магистральных трубопроводов от Пензенской ТЭЦ-1 выявлен ряд участков, на которых не соблюдаются нормативные показатели надежности.

Кроме того, выявлена нехватка секционирующей арматуры на магистральных трубопроводах тепловых сетей, что усложняет использование имеющихся закольцовок в случае возникновения аварийных ситуаций.

Существенный износ строительных конструкций ЦТП также, в свою очередь, отрицательно сказывается на надежности и безопасности теплоснабжения потребителей от ТЭЦ-1.

## **12.3. Описание существующих проблем развития системы теплоснабжения**

1. Средняя величина фактических потерь через тепловую изоляцию магистральных трубопроводов теплосети превышает нормативные значения на 27 % за счет обветшания теплоизоляции и роста доли трубопроводов, требующих срочной замены. Утвержденные нормативы тепловых потерь в квартальных тепловых сетях также ниже фактических. Эти обстоятельства приводят к существенным финансовым потерям теплоснабжающей организации.

2. Низкий уровень теплофикационной выработки на ТЭЦ (работа не по тепловому графику), особенно в неотапительный период, что обуславливает высокие удельные расходы топлива на производство тепловой энергии.

3. Разрегулированность систем теплоснабжения (потери от «перетопов»).

4. Несоблюдение утверждённого температурного графика; кроме этого, отсутствие официального обоснования «срезки».

5. Нарушение гидравлических режимов тепловых сетей (завышенный расход теплоносителя) и сопутствующие ему «недотопы» и «перетопы» отдельных зданий.

6. Существенное завышение расчетного потребления коммунальных ресурсов в жилых домах и бюджетных зданиях по сравнению с фактическим при неполном охвате потребителей приборным учетом потребления тепловой энергии.

## 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.