

РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА ПЕНЗЫ



Книга 2

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

**Том 3. Система теплоснабжения
от котельной «Арбеково»**

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 3. Система теплоснабжения от котельной «Арбеково»

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	7
1.1 Описание зон деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций	7
Часть 2. Источник тепловой энергии	10
2.1. Структура основного оборудования котельной «Арбеково»	10
2.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки	10
2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности котельной «Арбеково»	11
2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто котельной «Арбеково»	11
2.5. Сроки ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса оборудования котельной «Арбеково»	11
2.6. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источника тепловой энергии, в том числе обоснование выбора графика изменения температур теплоносителя от котельной «Арбеково»	12
2.7. Среднегодовая загрузка оборудования и особенности его загрузки в период зимнего максимума потребления тепловой энергии и летнего минимума потребления тепловой энергии	13
2.8. Способы учета тепла, отпущенного потребителям от котельной «Арбеково»	13
2.9. Статистика отказов и восстановлений основного оборудования котельной «Арбеково» за 2009 – 2011 гг.	16
2.10. Перечень предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источника тепловой энергии котельной «Арбеково»	16
2.11. Средневзвешенное значение УРУТ на выработку тепловой энергии по котельной «Арбеково»	16
2.12. Срок службы паровых и водогрейных котлоагрегатов котельной «Арбеково»	16
Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты	18
3.1. Описание структуры тепловых сетей от котельной «Арбеково», от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов или до ввода в жилой квартал или промышленный объект	18
3.2. Электронные карты (схемы) тепловых сетей в зоне действия котельной «Арбеково»	18
3.3. Параметры тепловых сетей, тип изоляции, тип прокладки, материальная характеристика трубопроводов системы теплоснабжения от котельной «Арбеково»	18
3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях	24
3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов	24
3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности	24

3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети	25
3.8 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики	26
3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет	28
3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет	29
3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов	29
3.12. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей	29
3.13. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя	30
3.14. Оценка тепловых потерь в тепловых сетях	31
3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения	31
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	31
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	32
3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи	32
3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций	35
3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления	35
3.21. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию	35
Часть 4. Зона действия источника тепловой энергии	36
4.1. Описание существующей зоны действия котельной «Арбеково» во всех системах теплоснабжения на территории городского округа	36
4.2. Расчёт эффективного радиуса теплоснабжения котельной «Арбеково»	36
Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зоне действия источника тепловой энергии	39
5.1. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха по видам теплопотребления	39
5.2. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления	

за отопительный период и за год в целом по видам теплоснабжения	42
5.3. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	44
Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	46
6.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по котельной «Арбеково»	46
6.2. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по котельной «Арбеково»	46
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	46
6.4. Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения	47
6.5. Резервы тепловой мощности нетто котельной «Арбеково» и возможности расширения технологических зон действия котельной «Арбеково» в зоны действия с дефицитом тепловой мощности	47
Часть 7. Балансы теплоносителя	48
Часть 8. Топливные балансы источника тепловой энергии и система обеспечения топливом	49
Часть 9. Надежность теплоснабжения	51
9.1. Описание показателей надежности (вероятность безотказной работы, коэффициент готовности, живучесть)	51
9.2. Методика определения надёжности работы теплосети	52
9.3. Расчёт надёжности работы теплосети котельной «Арбеково»	57
Раздел 10. Техничко-экономические показатели работы котельной «Арбеково» г. Пенза	60
10.1. Описание результатов хозяйственной деятельности котельной «Арбеково» г. Пенза в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями»	60
10.2. Техничко-экономические показатели работы котельной «Арбеково»	65
10.3. Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии котельной «Арбеково» г. Пенза	66
10.4. Инвестиционные проекты, реализуемые ОАО «ТГК-6» на котельной «Арбеково» г. Пенза	73
Раздел 11. Тарифы на тепловую энергию	74
11.1. Общие положения	74
11.2. Анализ динамики утвержденных тарифов.	77
11.3. Структура тарифа.	80
11.4. Плата за подключение к тепловым сетям	84
11.5. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей	84

Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа	85
12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)	85
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)	89
12.3. Описание существующих проблем развития системы теплоснабжения	89
Список использованных источников	90

Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения

1.1 Описание зон деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций

1.1.1. Общая характеристика источника тепловой энергии

Котельная «Арбеково» расположена по адресу: г. Пенза, ул. Строителей, д. 5. Место расположения котельной «Арбеково» на карте города представлено на рис. 1.1.



Рис. 1.1. Место расположения котельной «Арбеково» в г. Пенза

Котельная «Арбеково» - один из трех источников тепловой энергии, входящих в состав филиала ОАО «ТГК-6» в городе Пенза. Котельная отпускает тепловую энергию в сетевой воде потребителям на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилого сектора, административных, культурно-бытовых зданий и промышленности г. Пенза. Кроме того, котельная «Арбеково» отпускает тепловую энергию в виде пара на производственные нужды промышленных предприятий г. Пенза.

Перечень основных потребителей, получающих тепловую энергию от котельной «Арбеково» по договорам на теплоснабжение, представлен в таблице 1.1.

Источник теплоснабжения	Теплоноситель	Температурный график отпуска тепловой энергии (параметры теплоносителя)	Наименование потребителя
Котельная «Арбеково»	Сетевая вода	150/70 °С со срезкой 115 °С	МКП «Теплоснабжение» г. Пензы»
	Пар	7 - 13 кгс/см ²	Промышленные предприятия

Система теплоснабжения – закрытая, в двухтрубном исполнении, с качественным регулированием отпуска тепловой энергии. Температурный график теплосети - $t_{np}/t_{обр} = 150/70$ °С со срезкой 115 °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., неотапительного – 3288 ч. Трубопроводы тепловой сети выполнены в двухтрубном исполнении подземной и надземной прокладки. Тепловая изоляция выполнена из минераловатных материалов и пенополиуретана. Утвержденный температурный график отпуска тепловой энергии от котельной «Арбеково» представлен на рис. 1.2.

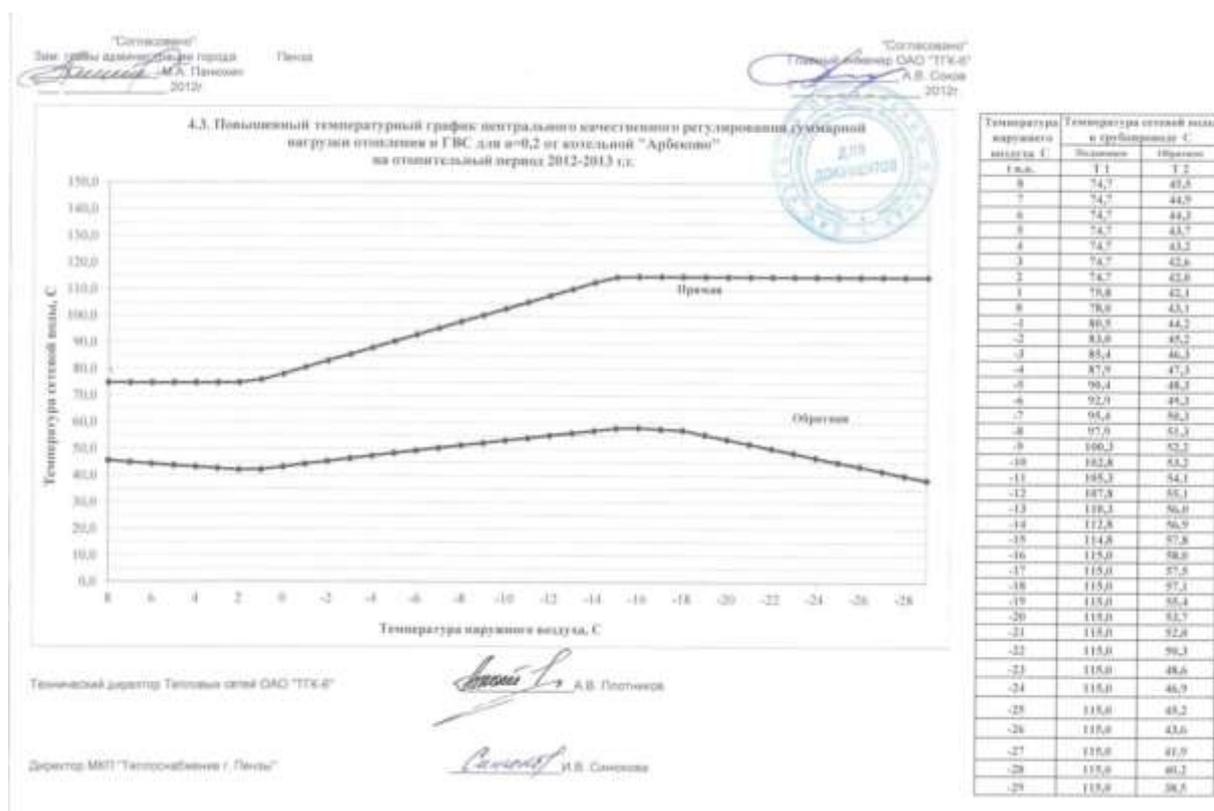


Рис. 1.2. Утвержденный температурный график отпуска тепловой энергии от котельной «Арбеково»

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

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

Таблица 1.2

Источник теплоснабжения	Принадлежность источника	Тепловые сети	Теплосетевая организация, эксплуатирующая тепловые сети	Принадлежность тепловых сетей
Котельная «Арбеково»	Филиал ОАО «ТГК-6»	Магистральные	Тепловые сети Пензенского филиала ОАО «ТГК-6»	Филиал ОАО «ТГК-6»
		Внутриквартальные	МКП «Теплоснабжение г. Пензы»	МКП «Теплоснабжение г. Пензы»

Часть 2. Источник тепловой энергии

2.1. Структура основного оборудования котельной «Арбеково»

Установленная тепловая мощность котельной «Арбеково» 432 Гкал/ч.

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

Таблица 2.1

Наименование предприятия	Установленная мощность источника тепловой энергии		Вид топлива (Основное / резервное)
	по воде, Гкал/ч	по пару, т/ч	
Котельная «Арбеково»	400	50	природный газ / мазут

Таблица 2.2

Наименование предприятия	Основное энергетическое оборудование		
	Марка котла	Количество котлов	Год ввода
Котельная «Арбеково»	ПТВМ-50	1	1976
	ПТВМ-50	1	1976
	ПТВМ-50	1	1977
	КВГМ-50	1	1986
	КВГМ-100	1	1990
	КВГМ-100	1	1995
	ДЕ 25-14-250ГМ	1	1994
	ДЕ 25-14-250ГМ	1	1994

2.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

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

Таблица 2.3

Ст. №	Тип (марка) котла	Параметры теплоносителя на выходе из котла		Производительность		Завод изготовитель
		давление, кгс/см ²	температура, °С	по воде, Гкал/ч	по пару, т/ч	
Водогрейные котлы						
1	ПТВМ-50	19	150	50	0	Дорогобужский котельный завод
2	ПТВМ-50	19	150	50	0	Дорогобужский котельный завод
3	ПТВМ-50	19	150	50	0	Дорогобужский котельный завод
4	КВГМ-50	19	150	50	0	Дорогобужский котельный завод
5	КВГМ-100	14	150	100	0	Дорогобужский котельный завод
6	КВГМ-100	14	150	100	0	Дорогобужский котельный завод
Паровые котлы						
1	ДЕ 25-14-250ГМ	14	250	0	25	Бийский котель-

Ст. №	Тип (марка) котла	Параметры теплоносителя на выходе из котла		Производительность		Завод изготовитель
		давление, кгс/см ²	температура, °С	по воде, Гкал/ч	по пару, т/ч	
2	ДЕ 25-14-250ГМ	14	250	0	25	Бийский котельный завод

2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности котельной «Арбеково»

2.3.1 Ограничения тепловой мощности

Установленные ограничения тепловой мощности котлов:

1. Водогрейный котел ПТВМ-50-4 ст. № 1 – ограничений не установлено.
2. Водогрейный котел ПТВМ-50-4 ст. № 2 - ограничений не установлено.
3. Водогрейный котел ПТВМ-50-4 ст. № 3 - ограничений не установлено.
4. Водогрейный котел КВГМ-50-150 ст. № 4 - ограничений не установлено.
5. Водогрейный котел КВГМ-100-150 М ст. № 5 - ограничений не установлено.
6. Водогрейный котел КВГМ-100-150 М ст. № 6 - ограничений не установлено.
7. Паровой котел ДЕ-25-14-250 М ст. № 1 - ограничений не установлено.
8. Паровой котел ДЕ-25-14-250 М ст. № 2 - ограничений не установлено.

2.3.2. Располагаемая тепловая мощность оборудования котельной «Арбеково»

Ограничения тепловой мощности оборудования котельной «Арбеково» отсутствуют. Значение располагаемой тепловой мощности соответствует установленной тепловой мощности оборудования котельной и составляет 432 Гкал/ч, из которых тепловая мощность водогрейных котлов – 400 Гкал/ч, паровых котлов – 32 Гкал/ч (50 т/ч пара).

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

Сопоставление объемов выработки, отпуска тепла, потребления тепловой энергии на собственные нужды и потерь тепловой энергии приведено в таблице 2.4.

Таблица 2.4

Год	Выработка тепловой энергии, Гкал	Отпуск тепла внешним потребителям, Гкал	Расход тепла на собственные нужды, Гкал	Расход тепла на собственные нужды, % от выработки
2009	952336	928903	23433	2,46
2010	946016	922987	23029	2,43
2011	950695	926528	24167	2,54

По статистике последних трех лет величина потребления тепловой энергии на собственные нужды составила 2,47 % от объема вырабатываемой тепловой энергии. Тепловая мощность нетто котельной «Арбеково» составляет 421,0 Гкал/ч.

2.5. Сроки ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после

ремонт, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса оборудования котельной «Арбеково»

Сроки ввода и продления эксплуатации основного оборудования котельной «Арбеково» представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5

Ст. №	Наименования котлов и турбин	Год ввода в эксплуатацию	Назначенный межремонтный ресурс, ч	Дата оформления продления паркового ресурса	Количество продлений паркового ресурса	Основные работы по продлению паркового ресурса
1	ПТВМ-50	1976	52 560	23.03.2012	4	Обследование
2	ПТВМ-50	1976	52 560	18.08.2009	3	Обследование
3	ПТВМ-50	1977	52 560	04.08.2012	4	Обследование
4	КВГМ-50	1986	52 560	18.08.2009	3	Обследование
5	КВГМ-100	1990	52 560	05.07.2010	2	Обследование
6	КВГМ-100	1995	52 560	26.09.2011	1	Обследование
7	ДЕ 25-14-250ГМ	1994	40 800	-	-	-
8	ДЕ 25-14-250ГМ	1994	40 800	-	-	-

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

Для котельной «Арбеково» 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 115 °С при температуре наружного воздуха – 15 °С.

Срезка температурного графика на 115 °С выполнена по причине неудовлетворительного состояния тепловых сетей из-за превышенного срока эксплуатации. Соответственно увеличение температуры в подающем трубопроводе может негативно сказаться на надёжности работы теплосети.

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

2.7.1. Среднегодовая загрузка оборудования котельной «Арбеково»

Данные по среднегодовой загрузке оборудования котельной «Арбеково» в 2009 – 2011 гг. представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6

Расчётный год	Выработка тепловой энергии, Гкал/год	Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	Среднечасовой отпуск, Гкал/ч	Среднегодовая загрузка оборудования, %
2009	952336	432,0	163,3	37,80
2010	946016	432,0	166,3	38,50
2011	950695	432,0	175,3	40,57

Анализ данных, приведённых в таблице 2.6, показывает, что среднегодовая загрузка оборудования котельной «Арбеково» за период 2009–2011 гг. составляла 38 %.

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

Водогрейные котлы котельной «Арбеково» работают только в отопительный период. В неотапливаемый период водогрейные котлы не эксплуатируются, а теплоснабжение потребителей котельной «Арбеково» в части ГВС осуществляется от Пензенской ТЭЦ-1. Работа паровых котлов котельной зависит от потребностей промышленных потребителей в паре.

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

Перечень приборов коммерческого учета, применяемых на котельной «Арбеково»:

1. измерительный комплекс коммерческого учета расхода пара на производство с котельной «Арбеково». Состав измерительного комплекса представлен в таблице 2.7;

Таблица 2.7

Наименование СИ	Обозначение, тип СИ	Зав. №	Пределы измерений	Кл. точности, погрешность
Датчик давления	САФИР 22М-ДИ	38089	0-2,5 МПа	0,5
Датчик перепада давления	ДМ 3583М	79021	0-40 КПа	1,5
Вторичный прибор для измерения температуры	КСМ-2	71583	0-500 °С	0,5
Термометр сопротивления	ТСП гр. 50П	0071583	от -50 до +600 °С	В
Блок питания	АГАТ 22	-	-	-
Вторичный прибор для измерения расхода	КСД-2	7115114	20 т/ч	1,5
Вторичный прибор для измерения давления	РП-160	4010752	25 кг/см ²	0,5

2. измерительный комплекс коммерческого учета расхода воды в обратном трубопроводе т/м № 31 на котельную «Арбеково». Состав измерительного комплекса представлен в таблице 2.8;

Таблица 2.8

Наименование СИ	Обозначение, тип СИ	Зав. №	Пределы измерений	Кл. точности, погрешность
Датчик давления	МЕТРАН 43 ДИ	Л-3369	0-25 кг/см ²	0,5
Датчик перепада давления	МЕТРАН 100 ДД	138133	0-63 КПа	0,5
Вторичный прибор для измерения температуры	КСМ-4-210	50420603	0-150 °С	0,5
Термометр сопротивления	ТСМ гр. 50М	-	от -50 до +200 °С	В
Блок питания	АГАТ 22	-	-	-
Вторичный прибор для измерения расхода	КСУ-2	4050067	4000 т/ч	0,5
Вторичный прибор для измерения давления	КСУ-2	2120044	25 кг/см ²	0,5

3. измерительный комплекс коммерческого учета расхода воды в обратном трубопроводе т/м № 32 на котельную «Арбеково». Состав измерительного комплекса представлен в таблице 2.9;

Таблица 2.9

Наименование СИ	Обозначение, тип СИ	Зав. №	Пределы измерений	Кл. точности, погрешность
Датчик давления	САПФИР 22 ДИ/МЭД 22363	113535/5114	0-2,5 МПа/10 кг/см ²	0,5/1,0
Датчик перепада давления	МЕТРАН 100 ДД	138132	0-10 КПа	0,5
Вторичный прибор для измерения температуры	КСМ-4, КСУ-2	50520593/8093572	0-180 °С/200 °С	0,5/0,5
Термометр сопротивления	ТСМ гр. 50М/ТСПУ	-/6283	от -50 до +200 °С	В
Блок питания	АГАТ 22	-	-	-
Вторичный прибор для измерения расхода	КСУ-2	4050062	5000 т/ч	0,5
Вторичный прибор для измерения давления	КСУ-2/КСД-1	2120040/713829	25 кг/см ² /16 кг/см ²	0,5/1,0

4. измерительный комплекс коммерческого учета расхода воды в подающем трубопроводе т/м № 32 с котельной «Арбеково». Состав измерительного комплекса представлен в таблице 2.10;

Таблица 2.10

Наименование СИ	Обозначение, тип СИ	Зав. №	Пределы измерений	Кл. точности, погрешность
Датчик давления	Метран 100ДИ/МЭД 22363	139796/-	0-2,5 МПа/16 кг/см ²	0,5/1,5
Датчик перепада давления	МЕТРАН 100 ДД	138134	0-10 КПа	0,5
Вторичный прибор для измерения температуры	КСМ-4	50520593	0-180 °С	0,5
Термометр сопротивления	ТСМ гр. 50М	-	от -50 до +300 °С	В
Блок питания	АГАТ 22	-	-	-
Вторичный прибор для измерения расхода	КСУ-2	2120040	5000 т/ч	0,5
Вторичный прибор для измерения давления	КСУ-2	4050063	25 кг/см ² /16 кг/см ²	0,5/1,5

5. измерительный комплекс коммерческого учета расхода воды в подающем трубопроводе т/м № 31 с котельной «Арбеково». Состав измерительного комплекса представлен в таблице 2.11;

Таблица 2.11

Наименование СИ	Обозначение, тип СИ	Зав. №	Пределы измерений	Кл. точности, погрешность
Датчик давления	Метран 43ДИ	Л-3326	0-25 кг/см ²	0,5
Датчик перепада давления	МЕТРАН 100 ДД	138130	0-40 КПа	0,5
Вторичный прибор для измерения температуры	КСМ-4	12204	0-150 °С	0,5
Термометр сопротивления	ТСМ гр. 50М	-	от -50 до +250 °С	В
Блок питания	АГАТ 22	-	-	-
Вторичный прибор для измерения расхода	КСУ-2	4050068	4000 т/ч	0,5
Вторичный прибор для измерения давления	РП-160/КСУ-2	6040066/2120044	25 кг/см ² /25 кг/см ²	0,5/0,5

Коммерческий узел учета на котельной «Арбеково» соответствует правилам учета тепловой энергии и теплоносителя, 1995 г., имеет свидетельства о метрологической аттестации и сертифицирован для коммерческих взаиморасчетов.

2.9. Статистика отказов и восстановлений основного оборудования котельной «Арбеково» за 2009 – 2011 гг.

По данным официальной статистики за данный период отказов основного оборудования не было.

2.10. Перечень предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источника тепловой энергии котельной «Арбеково»

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной отсутствуют.

2.11. Средневзвешенное значение УРУТ на выработку тепловой энергии по котельной «Арбеково»

Значения удельных расходов топлива на выработку тепловой энергии представлены в таблице 2.12.

Таблица 2.12

Наименование показателя	2010	2011	2012
На выработку тепловой энергии, кг.у.т. / Гкал	159,2	159,3	159,4
в отопительном периоде	159,1	159,3	159,4
в неоперительном периоде	160,0	160,5	159,5

2.12. Срок службы паровых и водогрейных котлоагрегатов котельной «Арбеково»

2.12.1. Средневзвешенный срок службы паровых и водогрейных котлоагрегатов

Сведения о наработке, сроке службы котлоагрегатов приведены в таблице 2.13.

Таблица 2.13

Ст. №	Котел	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, ч	Наработка на 01.11.2012, ч	Срок выработки паркового ресурса, год
1	ПТВМ-50	1976	140160	141654	1992
2	ПТВМ-50	1976	140160	148434	1992
3	ПТВМ-50	1977	140160	154351	1993
4	КВГМ-50	1986	140160	90932	2002
5	КВГМ-100	1990	140160	86004	2006
6	КВГМ-100	1995	140160	45789	2011
7	ДЕ 25-14-250ГМ	1994	210240	73868	2018
8	ДЕ 25-14-250ГМ	1994	210240	75156	2018

Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной «Арбеково» составляет 29 лет.

2.12.2. Средневзвешенный продлённый срок службы паровых и водогрейных котлоагрегатов

На основании проведенных обследований экспертными организациями парковый ресурс котлоагрегатов ст. № 1, 2, 3, 4, 5, 6 был продлён. Даты продления ресурса котлов, назначенный индивидуальный ресурс каждого котла, а также год достижения индивидуального ресурса представлены в таблице 2.14.

Таблица 2.14

Ст. №	Котел	Дата продления паркового ресурса	Назначенный ин- дивидуальный ре- сурс, тыс. ч	Год достижения индивидуального ресурса с учетом продления
1	ПТВМ-50 ст. № 1	23.03.2012	4	2016
2	ПТВМ-50 ст. № 2	18.08.2009	4	2013
3	ПТВМ-50 ст. № 3	04.08.2012	4	2016
4	КВГМ-50 ст. № 4	18.08.2009	4	2013
5	КВГМ-100 ст. № 5	05.07.2010	4	2014
6	КВГМ-100 ст. № 6	26.09.2011	4	2015

Средневзвешенный продлённый срок службы котлоагрегатов котельной «Арбеково» составляет 34 года.

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

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

Общая структура тепловых сетей системы теплоснабжения от котельной «Арбеково» и суммарная характеристика тепловой сети, находящейся на балансе пензенского филиала ОАО «ТГК-6», представлена в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Система теплоснабжения	Длина трубопроводов теплосети (в двухтрубном исчислении), м	Внутренний объем систем теплоснабжения, м³
Магистральные сети	40144,0	17175,0
Квартальные сети	0,0	0,0
Всего	40144,0	17175,0

В табл. 3.1 не указана длина и внутренний объем квартальных тепловых сетей от котельной «Арбеково». Это вызвано тем, что квартальные сети от котельной «Арбеково» 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 котельной «Арбеково»

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

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

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

Параметры тепловых сетей, тип изоляции, тип прокладки, материальная характеристика трубопроводов системы теплоснабжения от котельной «Арбеково» 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 ³	Материальная характеристика, м ²
Кот.Арбеково - тк 3103	0,72	191	Маты минераловатные	Надземная	1981	149,46	275,04
тк 3103 - тк 3106	0,72	630	Маты минераловатные	Надземная	1995	493	907,2
тк 3106 - тк 3107	0,72	275	Маты минераловатные	Канальная	1995	215,2	396
тк 3107 - тк 3108	0,72	160	Маты минераловатные	Надземная	1995	125,2	230,4
тк 3108 - тк 3110	0,72	320	Маты минераловатные	Надземная	1978	250,42	460,8
тк 3110 - тк 3116	0,72	1080	Маты минераловатные	Канальная	1978	845,14	1555,2
тк 3116 - тк 3614	0,72	178	Маты минераловатные	Канальная	1978	139,3	256,32
отУТ-ЗдоУТ-12 4-н м-н «Арбеково»	0,53	860	Маты минераловатные	Канальная	1987	360,9	911,6
отУТ-12доЦТП 16 4-й м-н «Арбеково»	0,273	220	Маты минераловатные	Канальная	1987	23,16	120,12
от УТ-3 до ЦТП 43 4-й м-н «Арбеково»	0,273	132	Маты минераловатные	Канальная	1987	13,9	72,08
от ЦТП 32 до ЦТП 33 2-й м-н «Арбеково»	0,273	132	Маты минераловатные	Канальная	1987	13,9	72,08
отУТ-9доЦТП31	0,273	294	Маты минераловатные	Канальная	1987	30,96	160,52
оттк3652доЦТП17 Ул.Рахманинова	0,219	170	Маты минераловатные	Канальная	1987	11,44	74,46
от ЦТП 320 до ЦТП 319	0,219	172	Маты минераловатные	Канальная	1985	11,58	75,34
оттк 3521 до ЦТП 318	0,273	300	Маты минераловатные	Канальная	1986	31,6	163,8
от тк 7 до ЦТП мон.ж/д в 14 м-не «Арбеково»	0,159	109	Маты минераловатные	Канальная	1989	3,86	34,66
от тк 7 до ЦТП мон.ж/д в 14 м-не «Арбеково»	0,133	109	Маты минераловатные	Канальная	1989	2,68	29
Кот. «Арбеково» до тк 3001	0,72	137	Маты минераловатные	Надземная	1972	107,2	197,28
от тк3001 до тк3002	0,82	44	Маты минераловатные	Надземная	1972	44,66	72,16
от тк3002 до тк3003	1,02	210	Маты минераловатные	Надземная	1972	329,7	428,4
Кот. «Арбеково» - тк 3102/14	0,219	700	Маты минераловатные	Надземная	1997	47,1	306,6
тк 3102/14 - тк 3102/20	0,219	449	Маты минераловатные	Надземная	1987	30,2	196,66
тк 3102/20 - тк 3102/22	0,219	113	Маты минераловатные	Канальная	1987	7,6	49,5
тк 3102/22 - тк 3102/24	0,219	224	Маты минераловатные	Канальная	1986	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 (перекладки)	Объем трубопроводов, м ³	Материальная характеристика, м ²
ТК 3102/24 - ТК 3102/28	0,219	202	Маты минераловатные	Канальная	1986	13,58	88,48
ТК 3109 - ЦТП 301	0,325	108	Маты минераловатные	Надземная	1988	16,18	70,2
Сев.кот. - П1 32	0,72	1500	Маты минераловатные	Надземная	1986	1173,82	2160
П1 32 - ТК 3109	0,72	180	Маты минераловатные	Канальная	1986	140,86	259,2
ТК 3109 - ТК 3110	0,72	120	Маты минераловатные	Надземная	1986	93,9	172,8
П1 32 - П5 32	0,72	3280	Маты минераловатные	Надземная	1986	2566,74	4723,2
П5 32 - НО 20	0,72	1195	Маты минераловатные	Надземная	1985	935,14	1720,8
НО 20 - ТК 3535	0,72	600	Маты минераловатные	Канальная	1986	469,52	864
П5 32 - П6 32	0,72	120	Маты минераловатные	Надземная	1986	93,9	172,8
ТК 3614 - ТК 3401	0,53	300	Маты минераловатные	Канальная	1972	125,9	318
ТК 3401 - ТК 3402	0,53	218	Маты минераловатные	Канальная	1972	91,48	231,08
ТК 3402 - ТК 3403	0,53	285	Маты минераловатные	Канальная	1986	119,6	302,1
ТК 3403 - ТК 3404	0,426	107	Маты минераловатные	Канальная	1979	28,8	91,16
ТК 3403 - ТК 3404	0,53	100	Маты минераловатные	Канальная	1979	41,96	106
ТК 3404 - ТК 3404/1	0,426	140	Маты минераловатные	Канальная	1979	37,68	119,28
ТК 3404/1 - ТК 3404/3	0,426	140	Маты минераловатные	Надземная	1979	37,68	119,28
ТК 3404/3 - ЦТП 305	0,325	164	Маты минераловатные	Надземная	1979	24,58	106,6
ТК 3404/3 - ТК 3404/5	0,325	250	Маты минераловатные	Надземная	1981	37,48	162,5
ТК 3404/5 - ЦТП 304	0,325	205	Маты минераловатные	Надземная	1981	30,74	133,26
ТК 3404/5 - ЦТП 303	0,325	401	Маты минераловатные	Надземная	1981	60,12	260,66
ТК 3404/1 - ЦТП 302	0,219	63	Маты минераловатные	Канальная	1981	4,24	27,6
ТК 3404 - ТК 3404/2	0,325	85	Маты минераловатные	Надземная	1981	12,74	55,26
ТК 3404/2 - ЦТП 336	0,325	50	Маты минераловатные	Надземная	1981	7,5	32,5
ТК 3404/2 - ТК 3404/4	0,325	76	Маты минераловатные	Надземная	1981	11,4	49,4
ТК 3404/4 - ЦТП 335	0,325	303	Маты минераловатные	Надземная	1981	45,42	196,96
ТК 3404/4 - ЦТП 334	0,325	448	Маты минераловатные	Надземная	1981	67,16	291,2
ТК 3402 - ТК 3402/3	0,273	118	Маты минераловатные	Канальная	1981	12,42	64,42
ТК 3402/3 - ЦТП 332	0,219	99	Маты минераловатные	Канальная	1981	6,66	43,36
ТК 3402/3 - ЦТП 333	0,325	163	Маты минераловатные	Надземная	1981	24,44	105,96
ТК 3608 - ТК 3503	0,72	240	Маты минераловатные	Канальная	1994	187,82	345,6
ТК 3503 - ТК 3510	0,72	870	Маты минераловатные	Канальная	1985	680,82	1252,8
ТК 3510 - ТК 3517	0,72	970	Маты минераловатные	Канальная	1983	759,06	1396,8
ТК 3517 - ТК 3403	0,72	507	Маты минераловатные	Канальная	1983	396,76	730,08
ТК 3403 - ТК 3520	0,53	400	Маты минераловатные	Канальная	1984	167,86	424
ТК 3520 - ТК 3523	0,53	494	Маты минераловатные	Канальная	1984	207,3	523,64

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 ³	Материальная характеристика, м ²
ТК 3523 - ТК 3525	0,426	201	Маты минераловатные	Канальная	1988	54,08	171,26
ТК 3525 - ТК 3528	0,426	419	Маты минераловатные	Канальная	1987	112,74	356,98
ТК 3528 - ТК 3530	0,426	250	Маты минераловатные	Канальная	1987	67,28	213
ТК 3530 - ТК 3532	0,426	285	Маты минераловатные	Канальная	1987	76,7	242,82
ТК 3532 - ТК 3535	0,426	285	Маты минераловатные	Канальная	1987	76,7	242,82
ТК 3511 - ЦТП 327	0,219	297	Маты минераловатные	Канальная	1986	19,98	130,08
ТК 3512 - ЦТП 323	0,273	198	Маты минераловатные	Канальная	1981	20,86	108,1
ТК 3513 - ТК 3513/2	0,273	97	Маты минераловатные	Канальная	1981	10,22	52,96
ТК 3513/2 - ТК 3513/4	0,219	67	Маты минераловатные	Канальная	1981	4,5	29,34
ТК 3513/4 - ЦТП 329	0,325	236	Маты минераловатные	Надземная	1981	35,38	153,4
ТК 3513/4 - ЦТП 328	0,219	134	Маты минераловатные	Канальная	1984	9,02	58,7
ТК 3520 - ТК 3520/1	0,325	72	Маты минераловатные	Канальная	1984	10,8	46,8
ТК 3520/1 - ЦТП 315	0,325	480	Маты минераловатные	Надземная	1984	71,96	312
ТК 3520/3 - ЦТП 316	0,273	348	Маты минераловатные	Канальная	1984	36,66	190
ТК 3523 - ЦТП 317	0,219	326	Маты минераловатные	Канальная	1985	21,94	142,78
ТК 3528 - ЦТП 342	0,273	327	Маты минераловатные	Канальная	1987	34,44	178,54
ТК 3530 - ЦТП 343	0,273	463	Маты минераловатные	Канальная	1987	48,76	252,8
ТК 3530 - ЦТП 340	0,325	273	Маты минераловатные	Канальная	1987	40,92	177,46
ТК 3530 - ЦТП 341	0,273	208	Маты минераловатные	Канальная	1987	21,9	113,56
ТК 3532 - ЦТП 344	0,273	217	Маты минераловатные	Канальная	1989	22,86	118,48
ТК 3535 - ЦТП 345	0,273	480	Маты минераловатные	Канальная	1992	50,56	262,08
ТК 3538 - ЦТП 337	0,273	250	Маты минераловатные	Канальная	1981	26,32	136,5
ТК 3601 - ТК 3606	0,53	64	Маты минераловатные	Канальная	1968	26,86	67,84
ТК 3601 - ТК 3606	0,478	1036	Маты минераловатные	Канальная	1968	356,24	990,42
ТК 3606 - ТК 3607	0,478	120	Маты минераловатные	Надземная	1968	41,26	114,72
ТК 3607 - ТК 3609	0,478	280	Маты минераловатные	Канальная	1968	96,28	267,68
ТК 3609 - ТК 3613	0,53	826	Маты минераловатные	Канальная	1970	346,62	875,56
ТК 3613 - ТК 3614	0,53	308	Маты минераловатные	Канальная	1971	129,26	326,48
ТК 3614 - ТК 3615	0,53	399	Маты минераловатные	Канальная	1972	167,44	422,94
ТК 3615 - ТК 3617	0,426	530	Маты минераловатные	Канальная	1980	142,62	451,56
ТК 3617 - ТК 3621	0,53	927	Маты минераловатные	Канальная	1988	389	982,62
ТК 3617 - ТК 3621	0,426	40	Маты минераловатные	Канальная	1988	10,76	34,08
ТК 3621 - ТК 3625	0,53	478	Маты минераловатные	Канальная	1988	200,58	506,68
ТК 3625 - ТК 3525	0,53	138	Маты минераловатные	Канальная	1988	57,92	146,28
ТК 3609 - ЦТП 306	0,219	112	Маты минераловатные	Канальная	1982	7,54	49,06

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 ³	Материальная характеристика, м ²
ТК 3611 - ТК 3611/1	0,273	85	Маты минераловатные	Канальная	1986	8,96	46,42
ТК 3611/1 - ЦТП Род.Дом№2	0,159	235	Маты минераловатные	Надземная	1986	8,3	74,74
ТК 3612 - ЦТП 307	0,273	621	Маты минераловатные	Канальная	1970	65,4	339,06
ТК 3613 - ЦТП 308	0,219	121	Маты минераловатные	Канальная	1970	8,14	53
ТК 3614 - ЦТП 309	0,273	244	Маты минераловатные	Канальная	1971	25,7	133,22
ТК 3615 - ТК 3615/2	0,219	80	Маты минераловатные	Канальная	1972	5,38	35,04
ТК 3615/2 - ТК 3615/4	0,325	170	ППУ	Надземная	1972	25,48	110,5
ТК 3615/4 - ЦТП 310	0,219	200	Маты минераловатные	Канальная	1972	13,46	87,6
ТК 3615 - ТК 3615/1	0,273	161	Маты минераловатные	Канальная	1974	16,96	87,9
ТК 3615/1 - ЦТП 311	0,325	20	Маты минераловатные	Надземная	1974	3,0	13,0
ТК 3616 - ЦТП 312	0,273	184	Маты минераловатные	Канальная	1974	19,38	100,46
ТК 3618 - ТК 3618/1	0,273	258	Маты минераловатные	Канальная	1981	27,18	140,86
ТК 3618/1 - ТК 3618/3	0,325	50	Маты минераловатные	Надземная	1981	7,5	32,5
ТК 3618/3 - ЦТП 330	0,325	190	Маты минераловатные	Надземная	1981	28,48	123,5
ТК 3618/3 - ЦТП 331	0,325	135	Маты минераловатные	Надземная	1981	20,24	87,76
ТК 3623 - ЦТП 6 гор.больн.	0,273	156	Маты минераловатные	Канальная	1986	16,42	85,18
ТК 3625 - ЦТП онколо-гии	0,273	180	Маты минераловатные	Канальная	1986	18,96	98,28
ТК 3616а - ЦТП Рубин	0,273	130	Маты минераловатные	Канальная	1986	13,7	70,98
ТК 1238 - ТК 1239	0,72	1106	Маты минераловатные	Надземная	1988	865,5	1592,64
ТК 1239 - ТК 1240	0,72	50	Маты минераловатные	Канальная	1988	39,12	72
ТК 1240 - ТК 1241	0,72	240	Маты минераловатные	Надземная	1988	187,82	345,6
ТК 1241 - ТК 1243	0,72	320	Маты минераловатные	Канальная	1988	250,42	460,8
ТК 1243 - ТК 1245	0,72	160	Маты минераловатные	Надземная	1988	125,2	230,4
ТК 1245 - ТК 3608а	0,72	220	Маты минераловатные	Канальная	1988	172,16	316,8
ТК 3609а - ТК 3164	0,53	90	Маты минераловатные	Канальная	1988	37,76	95,4
ТК 3164 - ТК 3162	0,72	320	Маты минераловатные	Надземная	1988	250,42	460,8
ТК 3162 - ТК 3110	0,53	160	Маты минераловатные	Канальная	1988	67,14	169,6
ТК 3612 - ТК 3653	0,325	520	Маты минераловатные	Канальная	1986	77,96	338
ТК 3653 - ТК 3515	0,325	245	Маты минераловатные	Канальная	1988	36,72	159,26
ТК 3165 - ЦТП 314	0,219	30	Маты минераловатные	Канальная	1988	2,02	13,14
ТК 3654 - ТК 3654/1	0,273	59	Маты минераловатные	Канальная	1988	6,22	32,22
ТК 3654/1 - ЦТП 320	0,273	320	Маты минераловатные	Канальная	1988	33,7	174,72

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 ³	Материальная характеристика, м ²
тк 3654/3 - ЦТП 321	0,219	23	Маты минераловатные	Канальная	1991	1,54	10,08
тк 3651 - ЦТП 313	0,219	180	Маты минераловатные	Канальная	1991	12,1	78,84
Итого				Подземная	-	14604,58	33054,54
				Надземная	-	2570,42	7012,16
				Всего	-	17175,0	40066,7

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

В системе теплоснабжения от котельной «Арбеково» применяется преимущественно стальная арматура. Количество и условный диаметр арматуры, используемой в тепловых сетях системы теплоснабжения от котельной «Арбеково» представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3

Условный диаметр, мм	Количество, шт.
800	18
600	10
500	83
400	12
300	32
250	84
200	34
150	61
100	62
80	48
50	78
40	24
30	14
25	55
20	95
15	53
Всего	763

3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов

Тепловые камеры в системе теплоснабжения от котельной «Арбеково» 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 трубопроводе 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 котельной «Арбеково» принято качественное регулирование отпуска тепловой энергии в сетевой воде потребителям. Расчетный температурный график – 150/70 °С со срезкой на 115 °С при температуре наружного воздуха -15 °С. Расчетная температура наружного воздуха -29 °С. Температурный график приведен на рис. 3.1.

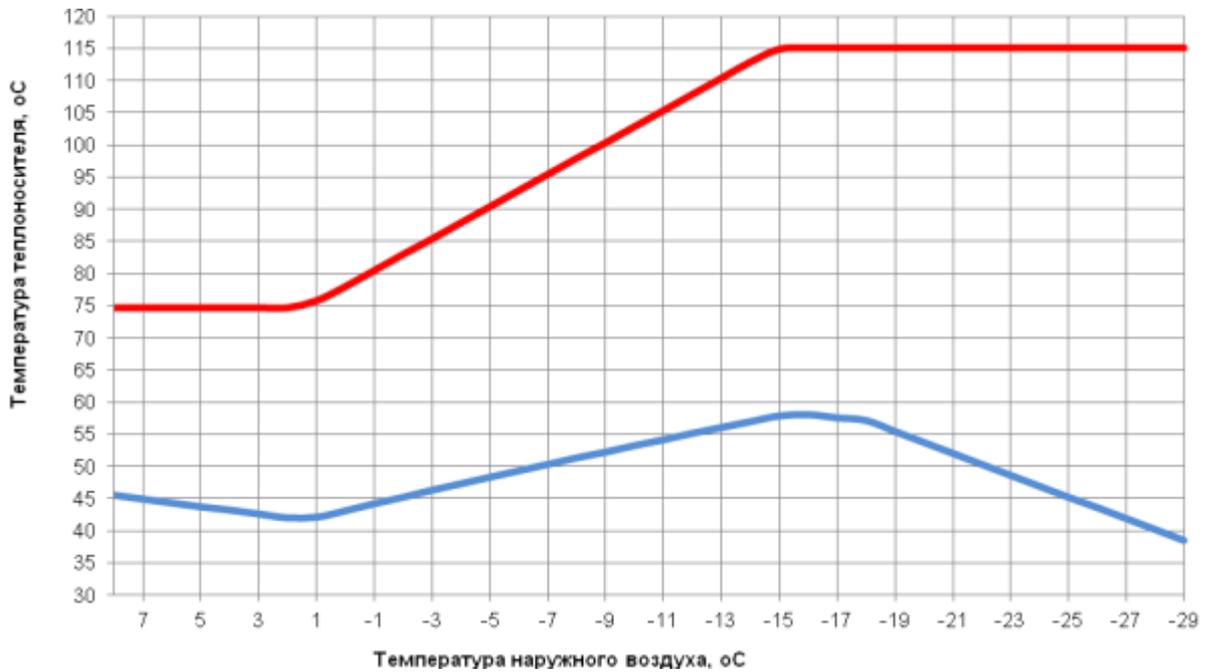


Рис. 3.1. Температурный график отпуска тепловой энергии от котельной «Арбеково»

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.

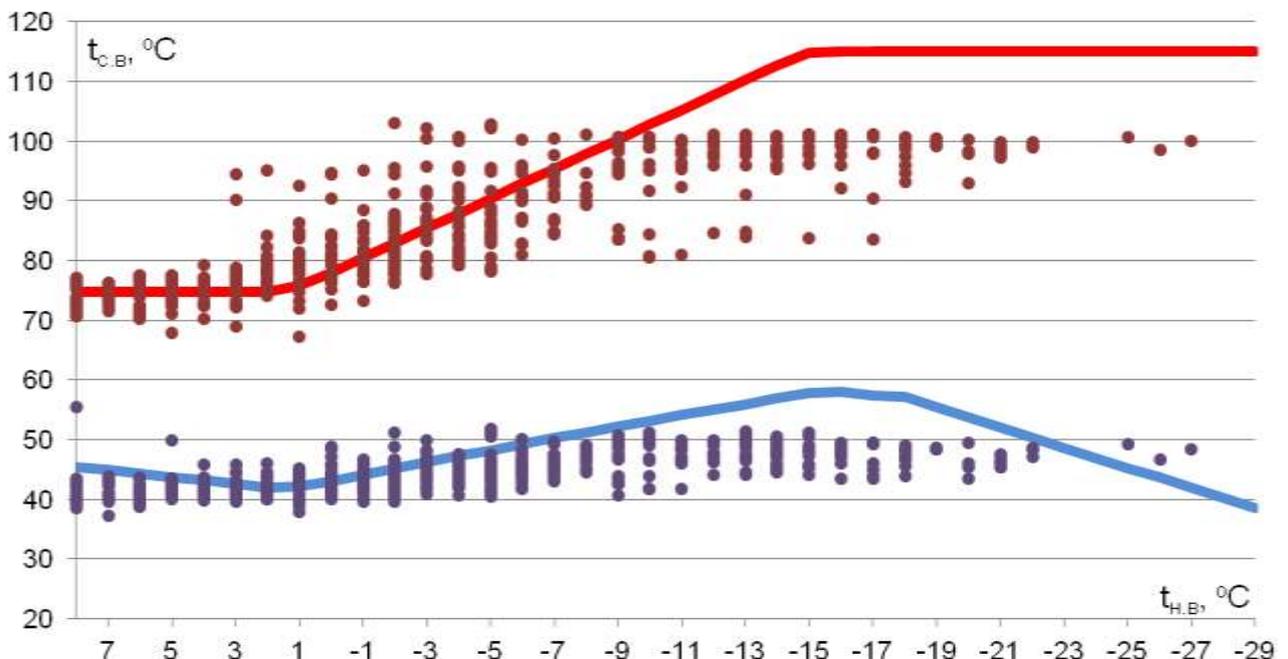


Рис. 3.2. Утвержденный температурный график качественного регулирования отпуска тепловой энергии с сетевой водой от котельной «Арбеково» (сплошные линии) и фактические данные учета котельной по температуре сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах (точки)

По результатам анализа фактических температурных режимов отпуска тепла в тепловые сети от котельной «Арбеково» за отопительные периоды 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 -7 °С;

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

Таким образом, имеются отклонения фактического режима отпуска тепловой энергии от утвержденного в системе теплоснабжения от котельной «Арбеково» при температуре наружного воздуха ниже минус 9 °С.

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 и летний периоды коллекторов сетевой воды от котельной «Арбеково», представлены на рис. 3.3, 3.4.

УТВЕРЖДАЮ:												
Технический директор Тепловых сетей Пензенского филиала ОАО "ТЭК-6" А.В.Плотников 20.04.2011г.												
1. Расчетные расходы ТЕПЛОТЫ и СЕТВОЙ ВОДЫ на ГВС абонентов, ОБЪЕМЫ трубопроводов и нормативная ПОДПИТКА 3-го эксплуатационного района на ЛЕТО 2011 года (по тепломагистралям)												
Номер тепломагистрали	Расчетные расходы на ЦТП ГВС абон. сетевой воды (95-70°С)			Объемы сетевой воды в трубопроводах			Нормативная подпитка на размещение					
	Макс. тон 2°С	Срочн тон 2°С	Осрн тон 2°С	Макс. ср тон 1°С	Срочн тон 1°С	макс- расход- расчет	развод- ЦТП и обр- дренаж	ЦТП ОБЩАЯ	УТЕЧКИ из СЕТЕЙ	работы по мере необходимости	ОБЩАЯ	
	Гкал / ч			т / ч			м3	м3	м3	т / ч	т / ч	
плм 31 - ЦТП	5.232	3.003	2.534	84	49	1048	15	10	1673	4.18	0.08	4.26
плм 31 - индив.	1.363	0.794	0.573	33	19	-	63	6	69	0.17	-	0.17
плм 32	0.208	0.100	0.100	3	1	6832	2	8	6838	17.38	0.04	17.39
расход на Устье	5.589	2.462	2.221	74	33	438	9	10	455	1.14	0.08	1.22
плм 33 - ЦТП	9.284	4.346	3.202	124	58	162	32	25	219	0.55	0.20	0.75
плм 34 - ЦТП	20.491	13.921	11.543	398	211	506	244	45	795	1.99	0.36	2.36
плм 35 - ЦТП	66.313	34.710	28.956	865	456	3032	611	105	3748	9.37	0.84	10.21
плм 35 - индив.	0.987	0.393	0.215	24	10	-	10.0	6	16	0.04	-	0.04
плм 36 - ЦТП	40.591	21.209	19.079	801	337	2116	259	65	2440	6.10	0.52	6.62
плм 36 - индив.	0.812	0.308	0.112	20	7	-	1.87	8	9.57	0.02	-	0.02
итого по 3-му	154.862	81.304	67.535	2245	1183	14832	1246	285	16363	40.91	2.12	43.03
2. Давления сетевой воды в коллекторах котельной, ати												
подающем 7.0												
обратном 3.0												
статическое 3.0												
3. Температуры сетевой воды в коллекторах котельной, гр.Ц												
подающем 75.0												
обратном 35.0												
4. Расчетный расход сетевой воды, т/час												
максимальный 2373.0												
расчетный 1679.0												
Вед инженер режимной группы [подпись] Токмакова Е.А.												

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

УТВЕРЖДАЮ:
Технический директор
Тепловых сетей
ПФ ОАО "ТГК-6"  А.В. Плотников
2011 г.

**РЕЖИМНАЯ КАРТА ВОДЯНЫХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ 3-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
ГИДРОСТАТИЧЕСКИЙ РЕЖИМ					
Давление сетевой воды в коллекторах котельной "Арбеково"	4,4 ати	+/- 0,2 ати	ручной	заводками на нагнетании подпиточных насосов	из-за отсутствия регулятора подпитки при статическом режиме необходим переход на ручное регулирование Рст и перенастройка регулятора подпитки
ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ					
Давление сетевой воды в коллекторах котельной "Арбеково" (Hгеод=177,0м):					защитное устройство (гидрозатвор) в работе
- выходы 1и2 (т/м 31) подающий трубопровод	9,6 ати	+/- 0,5 ати	ручной	в подающих коллекторах заводками на нагнетании сетевых насосов, в обратных - регулятором подпитки в котельной	Расчетные расходы сетевой воды: выводы 1,2 Gпод=1875 т/ч, Gобр=1919 т/ч вывод 3 Gпод=2386 т/ч, Gобр=2342 т/ч общий Gпод=4261 т/ч, Gобр=4261 т/ч
обратный трубопровод	1,8 ати	+/- 0,2 ати	автоматический		
- вывод 3 (т/м 32) подающий трубопровод	11,5 ати	+/- 0,8 ати	ручной		
обратный трубопровод	1,8 ати	+/- 0,2 ати	автоматический		
Давление сетевой воды в трубопроводах насосных станций:					
НСЗ (Hгеод=175,0м) подающий трубопровод	9,9 ати	-	не регулируется	ПК1 открыт	сетевые насосы в резерве
обратный трубопровод	2,8 ати	-	не регулируется		
ПавЗ-32 у строящейся НСЗ (Hгеод=169,7м) подающий трубопровод	10,5 ати	-	не регулируется		НСЗ запроектирована, построен только корпус здания, дальнейшее строительство прекращено
обратный трубопровод	3,2 ати	-	не регулируется		
ТЕМПЕРАТУРНЫЙ РЕЖИМ					
Температура теплоносителя в подающих коллекторах котельной "Арбеково"	по повышенному температурному графику центрального регулирования суммарной нагрузки отопления и ГВС для α=0,366.	+/- 3% от заданной по в.ср за определенный диспетчером теплосети промежуток времени	ручной	количеством работающих котлов и количеством включенных горелок	
Температура теплоносителя в обратных коллекторах котельной "Арбеково"	Расчетные при в.ср.: 28гр.Ц Т1=150гр.Ц Т2=70гр.Ц вн.=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 отверстия дроссельных устройств у абонента	зависит от режима теплопотребления, работы регуляторов на ЦТП, состояния поверхностей нагрева теплообменников, автоматизация калориферных установок, использования установленных на ЦТП корректирующих насосов в переходный период
ВОДНО-ХИМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ					
Качество подпиточной и сетевой воды тепловых сетей должно соответствовать требованиям ПТЭ (п. 4.8.39 и п. 4.8.40), М. 2003					
Присоединенная нагрузка потребителей:		Qр=411 Гкал/ч			
Ожидаемый прирост:		Qр=5 Гкал/ч			
Собственные нужды котельной (приняты)		Qр=8 Гкал/ч			
Объем сетевой воды в тепловых сетях и абонентских системах - 24 500 куб.м, в т.ч. в трубопроводах и оборудовании котельной - 673 куб.м					
Расчетный расход подпиточной воды (0,0025Vобщ+Gрег) - 65,9 т/ч					
Производительность подпиточного устройства должна быть не менее (0,0075Vобщ) - 183 т/ч					
Временная (аварийная) подпитка (0,020Vобщ) - 489 т/ч					
Схема сетей. Магистральные сети разделены секционированными задвижками:					
по подающему трубопроводу - в пав.1-32 (в сторону т/м 31)					
- в КЗ614 (на т/м 31 к КЗ401)					
- в КЗ403 (на т/м 35)					
- в КЗ515 (на т/м 33)					
- в КЗ519					
по подающему и					
- в КЗ113 (на перемычке ПЗ16)					
обратному трубопроводам - в КЗ806 (на т/м 36 и к НСЗ со стороны 1-го района)					
Установленное оборудование котельной "Арбеково":					
в старой части котлы №1,2,3 - ПТВМ 50 и №4 - КВГМ-50, сетевые насосы СЗ-1250-150 - 2шт					
в новой части котлы №5,6 - КВГМ-100, сетевые насосы СЗ-2500-180 - 3шт					
В случаях значительного отклонения фактического расхода от расчетной величины необходима корректировка задаваемых параметров гидродинамического режима					
Ведущий инженер группы режимов и наладки ОЭТС				 Е.А. Токмакова	

Рис. 3.4. Гидравлический режим тепловых сетей третьего сетевого района на отопительный период 2011 - 2012 гг.

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

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

Таблица 3.4

Год	Срок эксплуатации 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

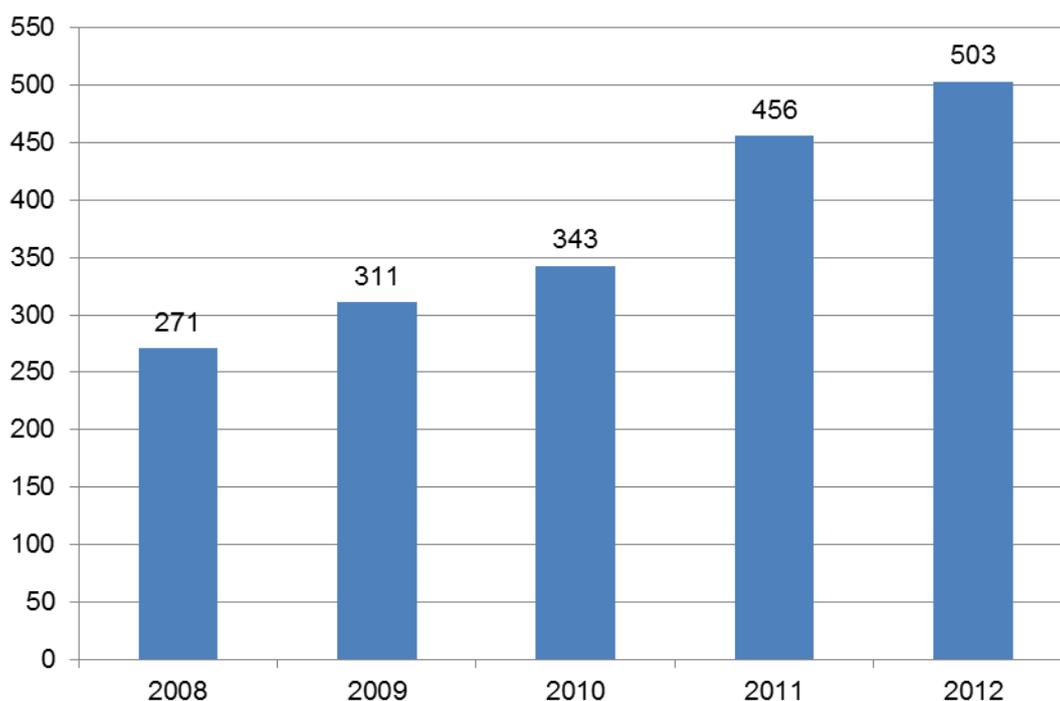


Рис. 3.5 Статистика отказов тепловых сетей по Пензенскому филиалу ОАО «ТГК-6» за 2008 – 2012 гг.

Статистика отказов тепловых сетей от котельной «Арбеково» за 2011 г. по диаметрам трубопроводов представлена на рис. 3.6.

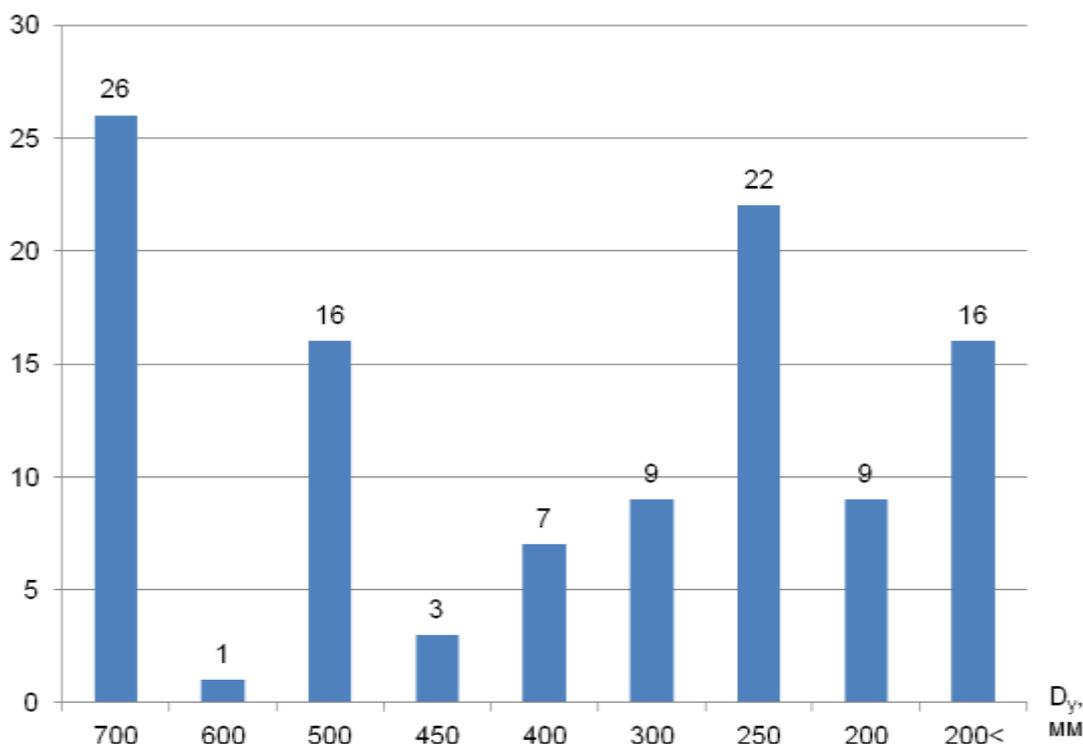


Рис. 3.6. Статистика отказов тепловых сетей котельной «Арбеково» по диаметрам трубопроводов за 2011 г.

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

Данные отсутствуют.

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

Процедуры диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов трубопроводов тепловых сетей в системе теплоснабжения от котельной «Арбеково» 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, объём и периодичность которых определены в ПТЭ. Информация о соблюдении требований ПТЭ по выполнению необходимых испытаний теплосетей представлена в таблице 3.5.

Таблица 3.5

Наименование	Периодичность проведения работ	Дата проведения	Статус
Летние ремонты теплосетей	Ежегодно	В соответствии с графиком работ	-
Испытания тепловых сетей на прочность и плотность	Ежегодно	В соответствии с графиком работ	-
Испытания тепловых сетей на гидравлические потери	1 раз в 5 лет	В соответствии с графиком работ	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	проведены в 2007 г.

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 потерь теплоносителя (сетевого вода), м ³
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 котельной «Арбеково» 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	838978	885967	851272
Потери тепловой энергии, Гкал	76364,1	79451	95988,16
Доля потерь тепловой энергии, %	9,1	9,0	11,3

Расчёт среднегодовых тепловых потерь в сетях от котельной и до конечного потребителя за 2011 г. приведён в таблице 3.8. В расчёте учитываются потери тепловой энергии в магистральных тепловых сетях котельной (находятся на балансе Пензенского филиала ОАО «ТГК-6») и в квартальных тепловых сетях (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	79451	60024,432	139475,4	5448	25,6
пар	31759	-	31759	5448	5,8

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 77,3 %;
2. смешенная схема 22,7 %.

Значения суммарной тепловой нагрузки, покрываемой котельной «Арбеково», представлены в таблице 3.9.

Таблица 3.9

Источник тепло-снабжения	Тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч				
	Отопление	Вентиляция	ГВС, (средневед.)	Пар	Суммарная
Котельная «Арбеково»	Договорная нагрузка				
	256,50	18,10	104,10	1,05	379,75
	Фактическая нагрузка				
	204,15	12,99	64,27	1,05	282,45

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-снабжения	Балансовая принадлежность теплосетей	Эксплуатирующая организация	Обеспеченность потребителей приборами учета по годам, %						
			2013	2014	2015	2016	2017	2018 - 2022	2023 - 2027
Котельная «Арбеково»	ПФ ОАО "ТГК-6"	Тепловые сети ПФ ОАО «ТГК-6»	67	75	80	85	90	100	100

Доля тепловой нагрузки потребителей, оснащенных приборами учета тепловой энергии по границам раздела балансовой принадлежности и у абонентов составляет 48 %. Процент оснащённости приборами учета тепловой энергии по количеству «точек учета» достигает 67 %.

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

Работа магистральных тепловых сетей от котельной «Арбеково» 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 ПФ ОАО «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 котельной «Арбеково» оборудованы сбросными устройствами, обеспечивающими защиту от недопустимого превышения давления в трубопроводах.

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

Бесхозяйные тепловые сети не выявлены.

Часть 4. Зона действия источника тепловой энергии

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

Существующая зона действия котельной «Арбеково» на территории городского округа представлена на рис. 4.1.



Рис. 4.1. Зона действия котельной «Арбеково»

4.2. Расчёт эффективного радиуса теплоснабжения котельной «Арбеково»

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 котельной «Арбеково» представлена на рис. 4.2. Расчёт эффективного радиуса теплоснабжения приведён в таблице 4.1.

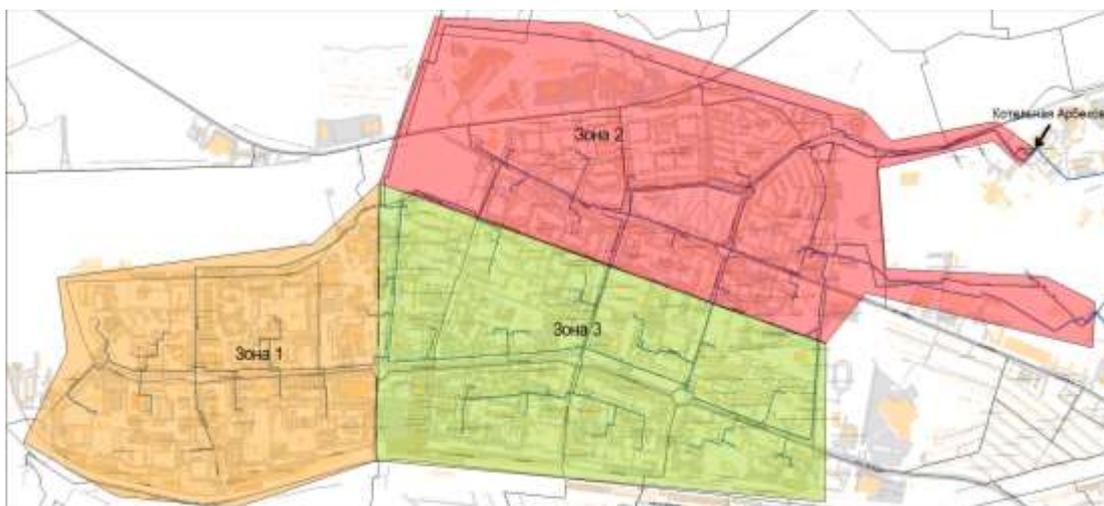


Рис. 4.2. Расчётная схема котельной «Арбеково»

Таблица 4.1

Показатель	№ зоны			Сумма
	1	2	3	
Исходные данные				
Расстояние L_i , км	5,857	3,160	3,686	12,703
Мощность Q_i , Гкал/ч	94,607	126,361	157,732	378,700
Годовой отпуск A_i , тыс. Гкал	220,689	294,762	367,941	883,392
Расчёт с учётом расстояния до источника				
$L_i \times Q_i$, км×Гкал	554,1	399,3	581,4	1534,8
Средний радиус теплоснабжения L_{cp} , км	-	-	-	4,1
Годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне V_i , тыс. руб.	20038,4	14439,9	21025,2	55503,4
Удельные затраты на транспорт тепла Z , руб/ч / ((Гкал/ч) × км)	-	-	-	7,3
Среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне S_i , руб/ч	4033,5	2906,6	4232,1	11172,2
Удельные на единицу отпуска тепла среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне S_i , руб/ч/Гкал	0,0183	0,0099	0,0115	-
Себестоимость транспорта тепла S_{i0} , руб/Гкал	90,8	49,0	57,1	-
Расчёт без учета расстояния				
Годовые затраты на транспорт тепла V_{i0} , тыс. руб	13865,9	18519,9	23117,7	55503,4
Годовая разница, тыс. руб	6172,5	-4080,0	-2092,5	0,0

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

Радиус эффективного теплоснабжения составляет 4,31 км (см. рис. 4.3).



Рис. 4.3. Зона эффективного теплоснабжения котельной «Арбеково»

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

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

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

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

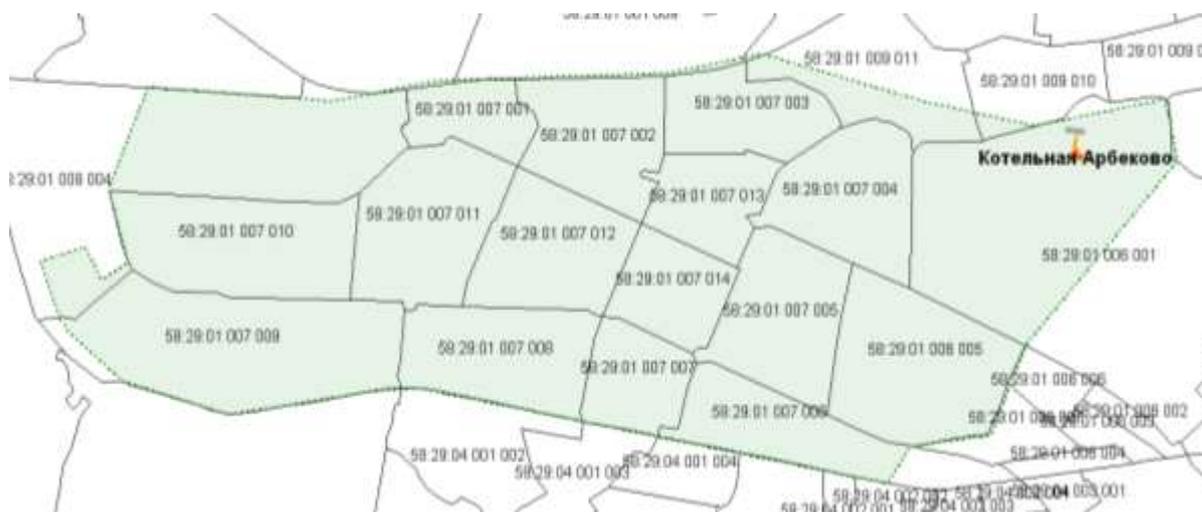


Рис. 5.1. Зона действия котельной «Арбеково» на схеме города с расчетными элементами территориального деления

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	58:29:01001009	0,182	0,041	0,066	0,289
		1,1731	0	0,665	1,8381
		11,4494	5,471	0,6045	17,5249
2	58:29:01006002	1,9755	0	1,2	3,1755
3	58:29:01006005	1,9348	1,045	1,0812	4,061
4	58:29:01007001	2,3291	0	0,5756	2,9047
5	58:29:01007002	18,5479	0,493	8,5136	27,5545
6	58:29:01007003	14,9447	0,119	7,5135	22,5772
7	58:29:01007004	13,358	0,8	6,8249	20,9829
8	58:29:01007005	12,2265	3,172	4,8476	20,2461
9	58:29:01007006	14,1947	0,168	5,8668	20,2295
10	58:29:01007007	13,5169	0,548	4,4977	18,5626
11	58:29:01007008	22,379	0	9,1738	31,5528
12	58:29:01007009	39,6914	2,203	16,3859	58,2803
13	58:29:01007010	23,5087	0,1382	9,4113	33,0582
14	58:29:01007011	7,5435	3,26	3,1581	13,9616
15	58:29:01007012	26,6741	0,3727	12,1967	39,2435
16	58:29:01007013	7,7833	0,247	3,1628	11,1931
17	58:29:01007014	8,2003	0	3,1782	11,3785
18	58:29:01008004	2,58	0	0,6898	3,2698
19	58:29:01009011	1,803	0	1,0906	2,8936
		2,209	0	0,914	3,123
		0,4541	0	0,1811	0,6352
		0,09	0	0	0,09
		0,231	0	0	0,231
		0,775	0	0,2903	1,0653
		0,602	0	0,25	0,852
		0,356	0	0,1584	0,5144

№ 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
20	58:29:03004010	0,246	0	0,063	0,309
21	58:29:03007007	2,712	0	0,6867	3,3987
22	58:29:03007014	2,1316	0	0,8078	2,9394
		0,147	0	0,0828	0,2298
23	58:29:04004019	0,587	0	0	0,587

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	58:29:01001009	473,8	327,9	801,7	217,0	1018,7
		2492,6	3303,7	5796,3	2186,5	7982,9
		35952,7	3003,2	38955,9	1987,6	40943,4
2	58:29:01006002	4197,6	5961,6	10159,2	3945,6	14104,8
3	58:29:01006005	6331,5	5371,4	11702,9	3555,0	15257,9
4	58:29:01007001	4948,9	2859,6	7808,5	1892,6	9701,1
5	58:29:01007002	40458,4	42295,6	82753,9	27992,7	110746,6
6	58:29:01007003	32007,6	37327,1	69334,6	24704,4	94039,0
7	58:29:01007004	30083,1	33906,1	63989,2	22440,3	86429,5
8	58:29:01007005	32718,9	24082,9	56801,8	15938,9	72740,7
9	58:29:01007006	30518,1	29146,3	59664,3	19290,0	78954,4
10	58:29:01007007	29885,3	22344,6	52229,9	14788,4	67018,3
11	58:29:01007008	47551,2	45575,4	93126,6	30163,5	123290,1
12	58:29:01007009	89017,8	81405,2	170422,9	53876,8	224299,8
13	58:29:01007010	50245,3	46755,3	97000,6	30944,4	127944,9
14	58:29:01007011	22955,4	15689,4	38644,9	10383,8	49028,7
15	58:29:01007012	57469,4	60593,2	118062,6	40102,7	158165,4
16	58:29:01007013	17062,9	15712,8	32775,7	10399,3	43175,0
17	58:29:01007014	17424,1	15789,3	33213,4	10449,9	43663,3
18	58:29:01008004	5482,0	3426,9	8908,9	2268,1	11177,0
19	58:29:01009011	3831,0	5418,1	9249,1	3585,9	12835,0
		4693,7	4540,8	9234,5	3005,2	12239,7
		964,9	899,7	1864,6	595,5	2460,0
		191,2	0,0	191,2	0,0	191,2
		490,8	0,0	490,8	0,0	490,8
		1646,7	1442,2	3088,9	954,5	4043,4
		1279,1	1242,0	2521,1	822,0	3343,1
		756,4	786,9	1543,4	520,8	2064,2

№ 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 неопотопительный период, Гкал	Суммарное потребление тепловой энергии за год, Гкал
20	58:29:03004010	522,7	313,0	835,7	207,1	1042,8
21	58:29:03007007	5762,5	3411,5	9174,0	2257,9	11431,9
22	58:29:03007014	4529,3	4013,2	8542,4	2656,0	11198,4
		312,3	411,4	723,7	272,2	995,9
23	58:29:04004019	1247,3	0,0	1247,3	0,0	1247,3

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 котельной «Арбеково»

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

Установ- ленная мощ- ность, Гкал/ч	Распола- гаемая мощ- ность, Гкал/ч	Соб- ственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Потери в сетях, Гкал/ч		Тепловая нагрузка потреби- телей, Гкал/ч			
						Договорная		Фактическая	
				В сете- вой воде	В паре	В сете- вой воде	В паре	В сете- вой воде	В паре
432,0	432,0	10,67	421,3	25,6	5,8	378,7	1,05	281,4	1,05

6.2. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по котельной «Арбеково»

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

Таблица 6.2

Наименование источника	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Тепловая нагрузка ко- тельной (вклю- чает нагрузку потребителей и потери в се- тях), Гкал/ч	Резерв(+), дефицит(-) тепловой мощности источника, Гкал/ч	Причина возникновения дефицита / возможность присоединения дополни- тельной нагрузки
Котельной «Арбеково»	421,3	313,8	+ 107,5	Дефицит тепловой мощности отсутствует. Имеется воз- можность 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. Пензы от котельной «Арбеково» трубопроводы тепловых сетей не имеют дефицита по пропускной способности.

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

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

6.5. Резервы тепловой мощности нетто котельной «Арбеково» и возможности расширения технологических зон действия котельной «Арбеково» в зоны действия с дефицитом тепловой мощности

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

Часть 7. Балансы теплоносителя

Данные о расчетной нормативной производительности водоподготовительных установок (ВПУ), номинальной производительности ВПУ и располагаемой производительности ВПУ котельной «Арбеково» представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1

Наименование показателя	Единица измерения	2010	2011	2012
Производительность ВПУ	тонн/ч	300	300	300
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	300	300	300
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	1,53	1,78	1,94
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Ед.	2	2	2
Емкость баков аккумуляторов	м ³	630	630	630
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тонн/ч	60,6	70,6	76,9
- нормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	60,0	60,5	61,2
- сверхнормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	0,6	10,1	15,7
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	тонн/ч	158,3	173	195,4
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	тонн/ч	915	915	915
Резерв(+)/дефицит (-) ВПУ	Гкал/ч	239,4	229,4	223,1
Доля резерва	%	79,8	76,5	74,4

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

Все котлы сжигают газ, мазут и смесь газа с мазутом. Основным видом топлива является природный газ.

Газ поставляется на котельную по газопроводу. Учет потребляемого газа производится по узлу учета газа Трансгаза на ГРС «Пенза-2». За три года, предшествующих планируемому, ограничений потребления газа со стороны газоснабжающей организации, связанных с низкой температурой наружного воздуха, не было.

Доставка мазута осуществляется железнодорожным транспортом. Время поставки 4 дня. Мазут хранится в одном резервуаре вместимостью 10000 м³.

Калорийность газа в среднем за период 2009 - 2011 гг. составила 8054 ккал/нм³, мазута – 9591 Ккал/кг. Характеристики сожжённого мазута: влажность – 45,3 %, зольность - 0,074 %.

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	147,589	146,894	147,556
природный газ	тыс. тут	147,589	146,894	146,675
мазут	тыс. тут	0	0	0,881
Затрачено топлива, в т.ч.:	-	-	-	-
природный газ	млн. м ³	128,304	127,642	127,485
мазут	тыс. тонн	0	0	0,643

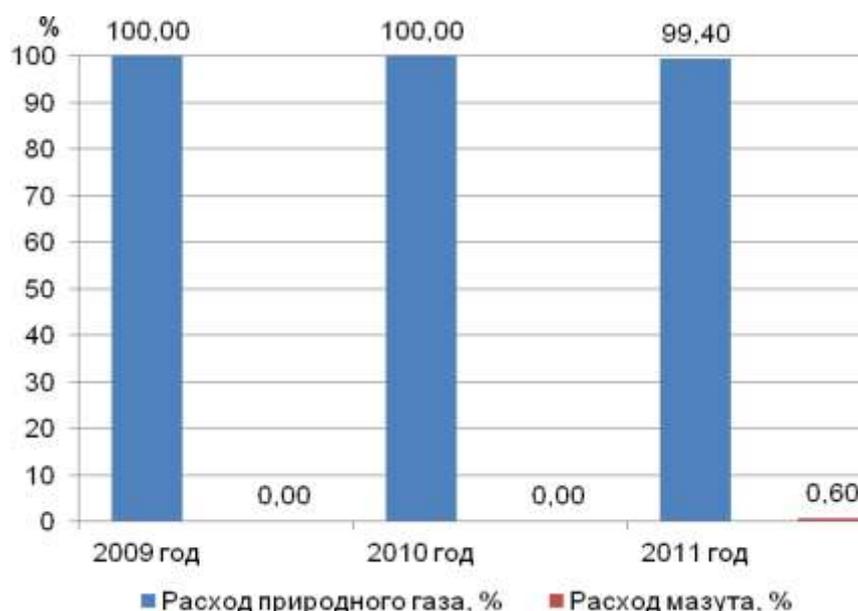


Рис. 8.1. Соотношение видов топлива в топливном балансе станции за 2009-2011 гг.

Расход условного топлива в каждом месяце за период 2010-2011 гг. представлен в таблице 8.2 и на рис. 8.2.

Таблица 8.2

Месяц	Расход условного топлива по годам, тыс. тут	
	2010	2011
январь	27,236	26,424
февраль	23,651	24,548
март	20,937	22,747
апрель	12,391	15,667
май	0,987	0
июнь	0,952	0
июль	2,373	1,847
август	1,999	0
сентябрь	0,818	0,173
октябрь	15,194	14,605
ноябрь	17,494	20,307
декабрь	22,862	21,24
всего	146,894	147,556

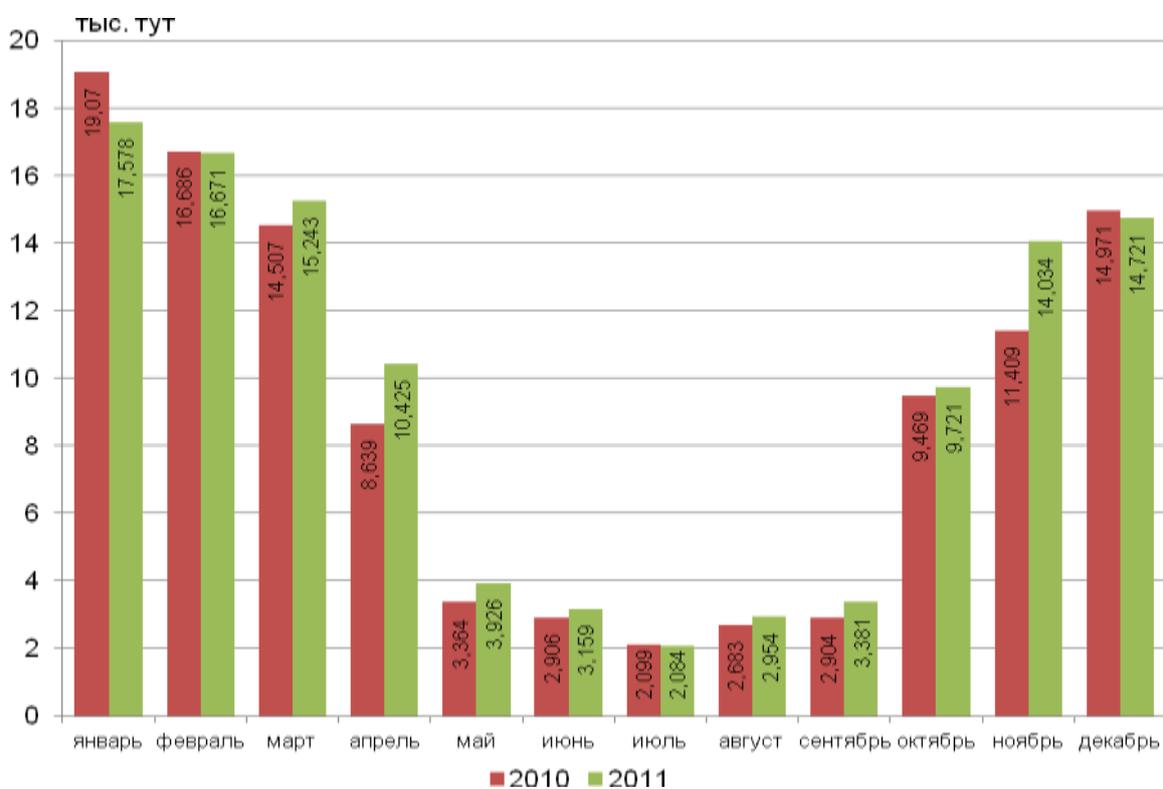


Рис. 8.2. Расход условного топлива по месяцам за 2010 – 2011 гг.

Часть 9. Надежность теплоснабжения

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

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

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

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

Нормативные показатели безотказности тепловых сетей обеспечиваются следующими мероприятиями:

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

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

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

Нормативные показатели готовности систем теплоснабжения обеспечиваются следующими мероприятиями:

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

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

9.2. Методика определения надёжности работы теплосети

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

Расчет вероятности 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 восстановлением (времени, затраченном на ремонт участка) всех участков тепловых сетей за несколько лет их работы устанавливаются следующие зависимости:

λ_0 - средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов участков в конкретной системе теплоснабжения при продолжительности эксплуатации участков от 3 до 17 лет, 1/(км·год);

λ_0 - средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 1 до 3 лет, 1/(км·год);

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

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

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

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

где L - протяженность каждого участка, км.

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

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

где τ - срок эксплуатации участка, лет.

Для распределения Вейбулла рекомендуется использовать следующие эмпирические коэффициенты:

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

Поскольку статистические данные о технологических нарушениях, предоставленные котельной «Арбеково», 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 τ 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 α , 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

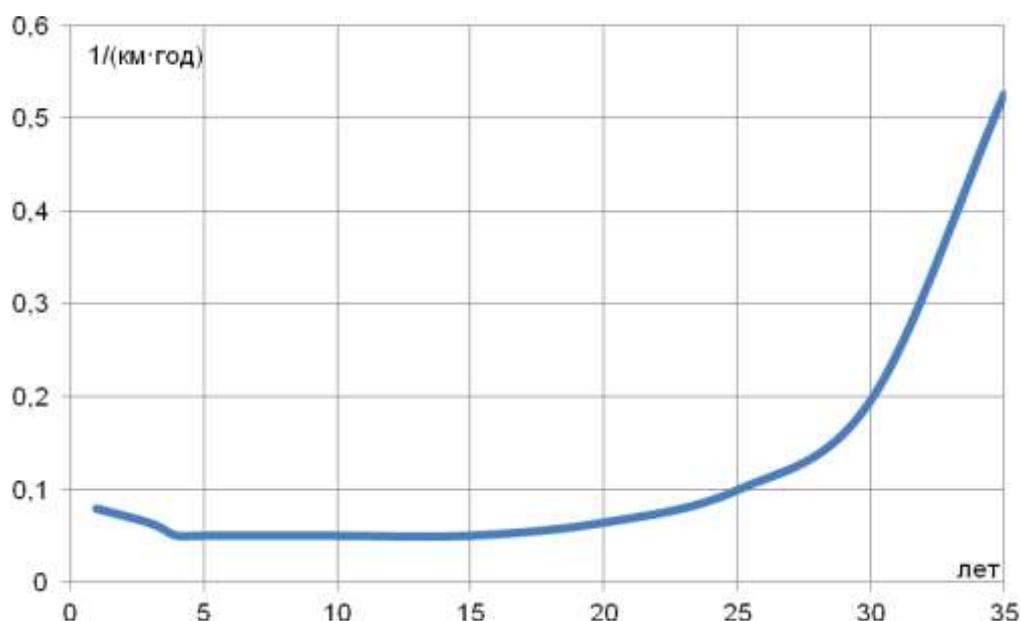


Рис. 9.1. Интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации участка тепловой сети

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); β - коэффициент аккумуляции помещения (здания), ч.

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

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

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:

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

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

- вычисляется вероятность безотказной работы участка тепловой сети относительно абонента

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

9.3. Расчёт надёжности работы теплосети котельной «Арбеково»

Для расчёта надёжности работы теплосети котельной «Арбеково» выбираем следующий участок: Котельная – П1-32 – П5-32 – ТК 3535 – ЦТП 339 (рис. 9.1).



Рис. 9.1. Расчётный участок теплосети Котельная – ЦТП 339

Часть данного участка (Котельная – П1-32 – П5-32 – ТК 3535 – см. рис. 9.2) имеет большое количество резервных линий.



Расчёт резервируемых линий осуществляется следующим образом:

1. производится расчёт надёжности каждой из резервных линий в отдельности в соответствии с методикой, описанной в п. 9.2;
2. полученные вероятности безотказной работы каждой из резервных линий суммируются, а полученное значение (не более 1,0) используется для расчёта исследуемого участка теплосети от котельной до потребителя.

Вначале производится расчёт вероятности совместной безотказной работы одной резервной линии теплосети и резервируемой линии выбранного участка. В качестве резервной выбирается следующая линия: Котельная – ТК 3110 – ТК 3614 – ТК 3403 – ТК 3520 – - ТК 3535.

Результаты расчёта резервной и основной линий приведены в таблице 9.3.

Таблица 9.3

Наименование участка		L, м	Год ввода	D _y , мм	z _p , ч	$\lambda, \frac{1}{(\text{км} \cdot \text{год})}$	$\sum \bar{z}$, ед	$\bar{\omega}$, ед	P, ед	ПР, ед
Начало	Конец									
Основная линия										
Котельная «Арбеково»	ОП1-32	239,0	800	1986	9,941	0,0990	0,03753	0,0009	0,9991	0,9991
ОП1-32	П1-32	1451,0	800	1986	18,286	0,0990	0,22497	0,0323	0,9682	0,9674
П1-32	Н6-32	1064,0	800	1986	15,622	0,0990	0,16363	0,0172	0,9829	0,9508
Н6-32	Н10-32	339,0	800	1986	10,630	0,0990	0,04856	0,0016	0,9984	0,9493
Н10-32	П2-32	610,0	800	1986	12,496	0,0990	0,09052	0,0055	0,9946	0,9441
П2-32	Н18-32	236,0	800	1986	9,920	0,0990	0,03718	0,0009	0,9991	0,9433
Н18-32	Н20-32	344,0	800	1986	10,664	0,0990	0,04907	0,0017	0,9983	0,9417
Н20-32	П3-32	610,0	700	1986	11,534	0,0990	0,06826	0,0041	0,9959	0,9378
П3-32	П4-32	324,0	700	1986	9,856	0,0990	0,03606	0,0012	0,9988	0,9368
П4-32	П5-32	519,0	700	1986	11,000	0,0990	0,05422	0,0028	0,9972	0,9341
П5-32	ТК 3535	1867,0	700	1985	18,908	0,1110	0,23678	0,0491	0,9521	0,8894
Резервная линия										
Котельная «Арбеково»	ТК 3101	45,0	500	1981	7,4821	0,19544	0,0043	0,00004	0,9999	0,9999
ТК 3101	ТК 3102	58,0	700	1982	8,2957	0,16680	0,0126	0,00012	0,9999	0,9998
ТК 3102	ТК 3108	1086,0	700	1983	14,326	0,14404	0,1256	0,01964	0,9805	0,9804
ТК 3108	ТК 3109	178,0	700	1984	8,9996	0,12577	0,0197	0,00044	0,9996	0,9800
ТК 3109	ТК 3110	89,0	700	1985	8,4775	0,11100	0,0143	0,00014	0,9999	0,9798
ТК 3110	ТК 3113	471,0	700	1986	10,718	0,09897	0,0499	0,00232	0,9977	0,9775
ТК 3113	ТК 3114	820,0	700	1987	12,765	0,08911	0,0962	0,00703	0,9930	0,9707
ТК 3114	ТК3614	55,0	500	1988	7,5213	0,08099	0,0044	0,00002	0,9999	0,9707
ТК3614	ТК 3402	600,0	500	1989	9,6563	0,07428	0,0325	0,00145	0,9986	0,9693
ТК 3402	ТК 3403	284,0	400	1990	7,8503	0,06873	0,0081	0,00016	0,9998	0,9691
ТК 3403	ТК 3519	32,0	500	1991	7,4312	0,06413	0,0041	0,00001	0,9999	0,9691
ТК 3519	ТК 3520	420,0	500	1992	8,9512	0,06034	0,0187	0,00047	0,9995	0,9687
ТК 3520	ТК 3521	153,1	500	1993	7,906	0,0572	0,00867	0,00008	0,9999	0,9686
ТК 3521	ТК 3522	276,9	500	1994	8,391	0,0500	0,01348	0,00019	0,9998	0,9684
ТК 3522	ТК 3523	62,0	500	1995	7,549	0,0500	0,00474	0,00001	0,9999	0,9684
ТК 3523	ТК 3524	130,5	400	1996	7,390	0,0500	0,00400	0,00003	0,9999	0,9684
ТК 3524	ТК 3525	132,3	400	1997	7,396	0,0500	0,00401	0,00003	0,9999	0,9683
ТК 3525	ТК 3526	66,9	400	1998	7,200	0,0500	0,00333	0,00001	0,9999	0,9683
ТК 3526	ТК 3527	217,0	400	1999	7,649	0,0500	0,00589	0,00006	0,9999	0,9683
ТК 3527	ТК 3528	138,2	400	2000	7,413	0,0500	0,00407	0,00003	0,9999	0,9682
ТК 3528	ТК 3529	129,1	400	2001	7,386	0,0500	0,00398	0,00003	0,9999	0,9682
ТК 3529	ТК 3530	129,6	400	2002	7,388	0,0500	0,00399	0,00003	0,9999	0,9682
ТК 3530	ТК 3531	173,0	400	2003	7,518	0,0500	0,00442	0,00004	0,9999	0,9681
ТК 3531	ТК 3532	110,5	400	2004	7,330	0,0500	0,00379	0,00002	0,9999	0,9681
ТК 3532	ТК 3535	252,0	400	2005	7,754	0,0500	0,00705	0,00009	0,9999	0,9680

По результатам расчёта, приведённым в таблице 9.3, определяем вероятность совместной безотказной работы основной и резервной линий: $P_{\text{Котельная-ТК3535}} = 0,8894 + 0,9680 = 1$. Данное значение используется в таблице 9.4. Расчёт остальных резервных линий не производится, поскольку вероятность их безотказной работы не повлияет на конечный результат.

Результаты расчёта участка Котельная – П1-32 – П5-32 – ТК 3535 – ЦТП 339 приведены в таблице 9.4.

Таблица 9.4

Наименование участка		L, м	Год ввода	D _y , мм	z _p , ч	λ, 1/(км·год)	Σz̄, ед	ω̄, ед.	P, ед	ПР, ед
Начало	Конец									
Котельная «Арбеково»	ТК 3535	-	-	-	-	-	-	-	1	1
ТК 3535	ТК 3538	172,0	500	1985	7,980	0,1110	0,0094	0,00018	0,9998	0,9998
ТК 3538	ТК 3539	174,0	500	1985	7,987	0,1110	0,0095	0,00018	0,9998	0,9996
ТК 3539	ТК 3540	66,0	500	1985	7,564	0,1110	0,0049	0,00004	0,9999	0,9996
ТК 3540	ТК 3541	77,0	500	1985	7,607	0,1110	0,0054	0,00005	0,9999	0,9996
ТК 3541	ТК 3542	69,0	500	1985	7,576	0,1110	0,0051	0,00004	0,9999	0,9995
ТК 3542	ЦТП 339	300,0	250	1981	7,080	0,1954	0,0029	0,00017	0,9998	0,9993

По результатам расчёта надёжности участка теплосети от котельной «Арбеково», представленного в таблице 9.4, вероятность безаварийной работы участка Котельная – П1-32 – П5-32 – ТК 3535 – ЦТП 339 составляет 0,9993. Показатель надёжности участка теплосети выше нормативного значения.

Раздел 10. Техничко-экономические показатели работы котельной «Арбеково» г. Пенза

10.1. Описание результатов хозяйственной деятельности котельной «Арбеково» г. Пенза 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 котельная «Арбеково» г. Пенза.

Котельная «Арбеково» г. Пенза 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
Стандарты раскрытия информации в сфере теплоснабжения и в сфере горячего водоснабжения		
1.	В сфере теплоснабжения и сфере оказания услуг по передаче тепловой энергии раскрытию подлежит информация:	
	а) о ценах (тарифах) на регулируемые товары и услуги и надбавках к этим ценам (тарифам);	+
	б) об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемых организаций, включая структуру основных производственных затрат (в части регулируемой деятельности);	+
	в) об основных потребительских характеристиках регулируемых товаров и услуг регулируемых организаций и их соответствии государственным и иным утвержденным стандартам качества;	+
	г) об инвестиционных программах и отчетах об их реализации;	+
	д) о наличии (отсутствии) технической возможности доступа к регулируемым товарам и услугам регулируемых организаций, а также о регистрации и ходе реализации заявок на подключение к системе теплоснабжения;	+
	е) об условиях, на которых осуществляется поставка регулируемых товаров и (или) оказание регулируемых услуг;	+
	ж) о порядке выполнения технологических, технических и других мероприятий, связанных с подключением к системе теплоснабжения.	+
2.	Информация о ценах (тарифах) на регулируемые товары и услуги и надбавках к этим ценам (тарифам) содержит сведения:	
	а) об утвержденных тарифах на тепловую энергию (мощность);	+
	б) об утвержденных тарифах на передачу тепловой энергии (мощности);	+
	в) об утвержденных надбавках к ценам (тарифам) на тепловую энергию для потребителей;	+
	г) об утвержденных надбавках к тарифам регулируемых организаций на тепловую энергию и надбавках к тарифам регулируемых организаций на передачу тепловой энергии;	+
	д) об утвержденных тарифах на подключение создаваемых (реконструируемых) объектов недвижимости к системе теплоснабжения;	+

№ п/п	Наименование информации в соответствии с Постановлением № 1140 от 30.12.2009	Наличие/Отсутствие
Стандарты раскрытия информации в сфере теплоснабжения и в сфере горячего водоснабжения		
	е) об утвержденных тарифах регулируемых организаций на подключение к системе теплоснабжения.	+
3.	Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемых организаций, включая структуру основных производственных затрат (в части регулируемой деятельности), содержит сведения:	
	а) о виде регулируемой деятельности (производство, передача и сбыт тепловой энергии);	+
	б) о выручке от регулируемой деятельности (тыс. рублей);	+ ¹⁾
	в) о себестоимости производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности (тыс. рублей), включающей:	+ ¹⁾
	- расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность);	+ ¹⁾
	- расходы на топливо с указанием по каждому виду топлива стоимости (за единицу объема), объема и способа его приобретения;	+ ¹⁾
	- расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе, с указанием средне-взвешенной стоимости 1 кВт•ч и об объеме приобретения электрической энергии;	+ ¹⁾
	- расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе;	+ ¹⁾
	- расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе;	+ ¹⁾
	- расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала;	+ ¹⁾
	- расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе;	+ ¹⁾
	- общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды;	+ ¹⁾
	- общехозяйственные (управленческие) расходы, в том числе расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды;	+ ¹⁾
	- расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств;	+ ¹⁾
	- расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса;	+ ¹⁾
	г) о валовой прибыли от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности (тыс. рублей);	+ ¹⁾
	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);	+ ¹⁾
	е) об изменении стоимости основных фондов, в том числе за счет ввода (вывода) их из эксплуатации (тыс. рублей);	+ ¹⁾
	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);	+ ¹⁾
	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);	+ ¹⁾
	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) о протяженности разводящих сетей (в однотрубном исчислении) (км);	+

№ п/п	Наименование информации в соответствии с Постановлением № 1140 от 30.12.2009	Наличие/Отсутствие
Стандарты раскрытия информации в сфере теплоснабжения и в сфере горячего водоснабжения		
	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;	+ ¹⁾
	б) о сроках начала и окончания реализации инвестиционной программы;	+ ¹⁾
	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);	+ ¹⁾
	г) о показателях эффективности реализации инвестиционной программы, а также об изменении технико-экономических показателей регулируемой организации (с разбивкой по мероприятиям);	+ ¹⁾
	д) об использовании инвестиционных средств за отчетный год с разбивкой по кварталам, мероприятиям и источникам финансирования инвестиционной программы (тыс. рублей).	+ ¹⁾
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: ¹⁾ 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 организаци-

ями коммунального комплекса и субъектами естественных монополий, осуществляющими деятельность в сфере оказания передаче тепловой энергии».

Информация же по Котельной «Арбеково» г. Пенза, 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 котельной «Арбеково»

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.

Котельная «Арбеково» г. Пенза расположена по адресу: г. Пенза, ул. Строителей, д. 3.

Котельная «Арбеково» входит в состав Пензенского филиала ОАО «ТГК-6».

Котельная «Арбеково» 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, Котельная «Арбеково» г. Пенза отпускает тепловую энергию в виде пара на производственные нужды промышленных предприятий г. Пенза.

В соответствии с договорами теплоснабжения тепловую энергию от котельной «Арбеково» г. Пенза получает организация ОАО «Пензенская теплосетевая компания».

Трубопроводы тепловой сети выполнены в двухтрубном исполнении подземной и надземной прокладки. 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 Котельной «Арбеково» г. Пенза оснащены приборами учета тепловой энергии и теплоносителя на 73 %.

Наиболее значимые технико-экономические показатели работы котельной «Арбеково» г. Пенза по данным отчетности ОАО «ТГК-6» 2011 года:

- выработано тепловой энергии	950,695 тыс. Гкал;
- отпущено тепловой энергии с коллекторов	926,528 тыс. Гкал;
- потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	9,0 %;
- валовая прибыль предприятия от продажи тепловой энергии	4 154,24 тыс. руб;

- средняя себестоимость 1 Гкал тепловой энергии	686,44 руб. за 1 Гкал;
- удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	32 917,24 тыс. кВт·ч;
- расход условного топлива на выработку тепловой энергии	159,3 кг у т/Гкал.

10.3. Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии котельной «Арбеково» 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 котельной «Арбеково» г. Пенза 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 так же данных публикуемой финансовой отчетности ОАО «ТГК-6»:

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

Отпуск тепловой энергии 2008 г. – данные по котельной «Арбеково» г. Пенза.

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 котельной «Арбеково» г. Пенза.

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 котельной «Арбеково» г. Пенза.

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 котельной «Арбеково» г. Пенза.

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 тепло- снабжающей организации	Ед. изм.	2009	2010			2011			2012		
			Рост	Прирост		Рост	Прирост		Рост	Прирост	
				Абс	Относит.		Абс	Относит.		Абс	Относит.
1. Сырье, основные материалы	тыс. руб.	1 721,80	2 160,77	438,97	25,50%	4 708,33	2 547,56	117,90%	1 432,70	-921,46	-19,57%
2. Вспомогательные материалы	тыс. руб.	4 000,26	2 422,15	-1 578,11	-39,45%	0,00	-2 422,15	-100,00%	821,42	821,42	0,0
- из них на ремонт	тыс. руб.	388,37	609,89	221,52	57,04%	0,00	-609,89	-100,00%	382,05	382,05	0,0
3. Работы и услуги производственного характера	тыс. руб.	16 363,53	14 097,27	-2 266,25	-13,85%	17 526,20	3 428,93	24,32%	0,00	-8 763,10	-50,00%
- из них на ремонт	тыс. руб.	15 094,83	12 842,63	-2 252,20	-14,92%	4 801,70	-8 040,93	-62,61%	32 044,79	29 643,94	617,36%
4. Топливо на технологические цели	тыс. руб.	284 015,51	408 670,26	124 654,75	43,89%	409 713,78	1 043,52	0,26%	225 559,46	20 702,57	5,05%
- 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.	284 015,51	408 670,26	124 654,75	43,89%	409 713,78	1 043,52	0,26%	225 559,46	20 702,57	5,05%
- мазут	тыс. руб.	-	-	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-	0,00	0,00
5. Энергия	тыс. руб.	9 062,08	10 368,20	1 306,12	14,41%	57 140,22	46 772,01	451,11%	38 874,01	10 303,90	18,03%
5.1. Энергия на технологические цели	тыс. руб.	9 062,08	10 368,20	1 306,12	14,41%	57 140,22	46 772,01	451,11%	38 874,01	10 303,90	18,03%
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.	14 861,81	20 910,66	6 048,85	40,70%	13 338,05	-7 572,61	-36,21%	11 461,62	4 792,60	35,93%
- из них на ремонт	тыс. руб.	2 229,27	3 136,60	907,33	40,70%	2 000,71	-1 135,89	-36,21%	1 719,24	718,89	35,93%
7. Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	3 864,07	5 436,77	1 572,70	40,70%	4 001,42	-1 435,36	-26,40%	3 667,72	1 667,01	41,66%
8. Амортизация основных средств	тыс. руб.	24 066,29	44 957,93	20 891,63	86,81%	16 125,71	-28 832,22	-64,13%	13 171,32	5 108,46	31,68%
9. Прочие затраты всего, в том числе:	тыс. руб.	51 097,18	62 679,71	11 582,53	22,67%	21 154,15	-41 525,56	-66,25%	14 250,62	3 673,54	17,37%
9.1. Целевые средства на НИОКР	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9.2. Средства на страхование	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9.3. Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы)	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование тепло- снабжающей организации	Ед. изм.	2009	2010			2011			2012		
			Рост	Прирост		Рост	Прирост		Рост	Прирост	
				Абс	Относит.		Абс	Относит.		Абс	Относит.
9.4. Оплата за услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9.5. Отчисления в ремонтный фонд (в случае его формирования)	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9.6. Водный налог (ГЭС)	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9.7. Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы)	тыс. руб.	33 439,07	37 569,49	4 130,42	12,35%	14 418,43	-23 151,06	-61,62%	8 013,59	804,37	5,58%
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 имущество	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 себестоимость продукции, всего, в т.ч.:	тыс. руб.	17 658,11	25 110,22	7 452,11	42,20%	6 735,72	-18 374,51	-73,18%	6 237,03	2 869,18	42,60%
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.	409 052,52	571 703,73	162 651,21	39,76%	543 707,86	-27 995,87	-4,90%	309 238,87	37 384,94	6,88%
из них на ремонт	тыс. руб.	18 292,09	17 404,64	-887,45	-4,85%	7 322,59	-10 082,05	-57,93%	34 593,09	30 931,80	422,42%
11. Недополученный по независящим причинам доход	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12. Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13. Расчетные расходы по производству продукции (услуг)	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14. Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	902,36	902,36	0,00	0,00%	902,36	0,00	0,00%	451,18	0,00	0,00%
15. Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе:	тыс. Гкал	792,27	792,27	0,00	0,00%	792,27	0,00	0,00%	396,14	0,00	0,00%
- в паре	тыс. Гкал	765,33	765,33	0,00	0,00%	765,33	0,00	0,00%	382,67	0,00	0,00%

Наименование тепло- снабжающей организации	Ед. изм.	2009	2010			2011			2012		
			Рост	Прирост		Рост	Прирост		Рост	Прирост	
				Абс	Относит.		Абс	Относит.		Абс	Относит.
- в горячей воде	тыс. Гкал	26,94	26,94	0,00	0,00%	26,94	0,00	0,00%	13,47	0,00	0,00%
- горячая вода	тыс. м ³	448,95	448,95	0,00	0,00%	448,95	0,00	0,00%	224,48	0,00	0,00%
16. Тариф на тепловую 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 тепловую 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 денежном выражении, в том числе:	тыс. руб.	435 694,18	501 225,96	65 531,77	15,04%	548 026,55	46 800,59	9,34%	323 336,35	49 323,08	9,00%
- пар	тыс. руб.	420 880,58	484 013,05	63 132,47	15,00%	529 221,38	45 208,33	9,34%	312 241,30	47 630,61	9,00%
- в горячей воде	тыс. руб.	14 813,60	17 212,90	2 399,30	16,20%	18 805,16	1 592,26	9,25%	11 095,05	1 692,47	9,00%
Перекрестное субсидирование 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
19. Прибыль предприятия от продажи тепловой энергии	тыс. руб.	26 641,66	-70 477,77	-97 119,44	-364,54%	4 318,69	74 796,46	-106,13%	14 097,48	11 938,14	276,43%
19.1. Налог на прибыль	тыс. руб.	5 328,33	0,00	-5 328,33	-100,00%	863,74	863,74	#ДЕЛ/0!	0,00	-431,87	-50,00%
19.2. Чистая прибыль предприятия	тыс. руб.	21 313,33	-70 477,77	-91 791,10	-430,67%	3 454,95	73 932,73	-104,90%	14 097,48	12 370,01	358,04%
20. Средняя себестоимость 1 Гкал тепловой энергии	тыс. руб.	516,30	721,60	205,30	39,76%	686,26	-35,34	-4,90%	780,64	94,37	13,75%
21. Расход условного топлива	тут	158,90	159,20	0,30	0,19%	159,30	0,10	0,06%	159,30	0,00	0,00%

На основании данных, приведенных в таблице 10.2. очевидно, что отпуск тепловой энергии котельной «Арбеково» г. Пенза 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*	%	3,8	2,7	13,7	2,8
2. Топливо на технологические цели	%	69,4	71,5	75,4	72,9
3. Общехозяйственные (управленческие) расходы	%	8,2	6,6	2,7	2,6
4. Затраты на оплату труда и ЕСН**	%	3,9	3,9	2,7	4,2
5. Амортизация основных средств	%	5,9	7,9	3,0	4,3
6. Расходы на ремонт (капитальный и текущий)	%	4,5	3,0	1,3	11,2
7. Расходы на услуги производственного характера***	%	4,3	4,4	1,2	2,0

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 котельной «Арбеково» колеблется в пределах от 69,4 % до 75,4 %.

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

Таблица 10.4

Наименование статьи затрат	Затраты, тыс. руб.	Удельный вес в % к общей себестоимости продукции
Всего затрат, в том числе:	543 707,86	100,0
1. Сырье, основные и вспомогательные материалы, покупная энергия*	74 573,05	13,7
2. Топливо на технологические цели	409 713,78	75,4
3. Общехозяйственные (управленческие) расходы	14 418,43	2,7
4. Затраты на оплату труда и ЕСН	14 818,58	2,7
5. Амортизация основных средств	16 125,71	3,0
6. Расходы на ремонт (капитальный и текущий)	7 322,59	1,3
7. Расходы на услуги производственного характера	6 735,72	1,2

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



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

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);

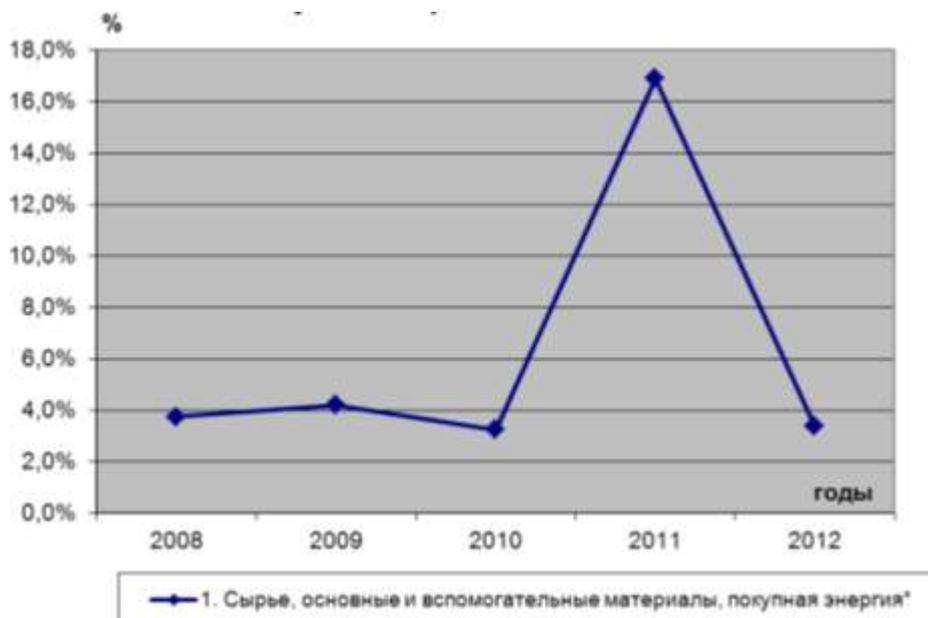


Рис. 10.2

2. расходы на ремонт (капитальный и текущий);

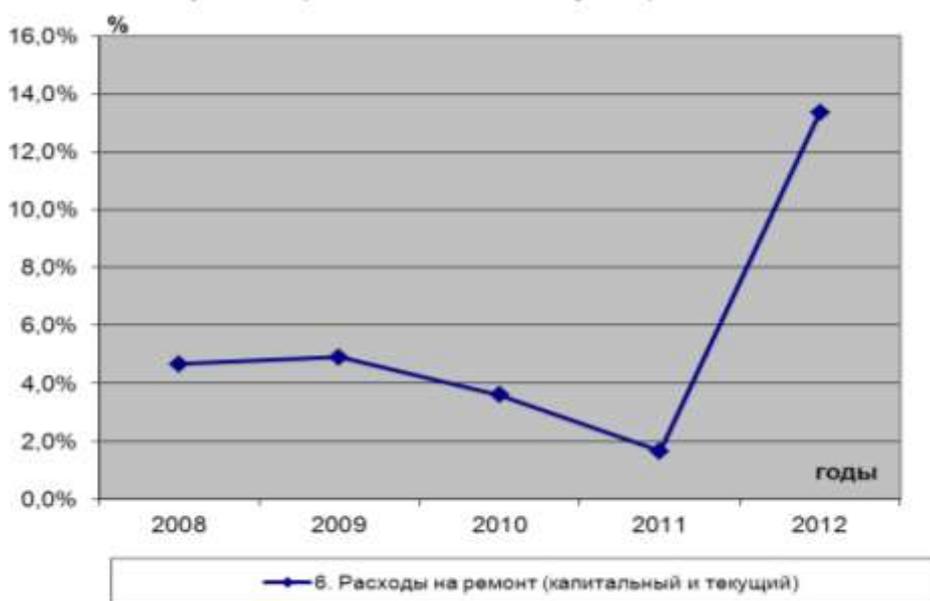


Рис. 10.3

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

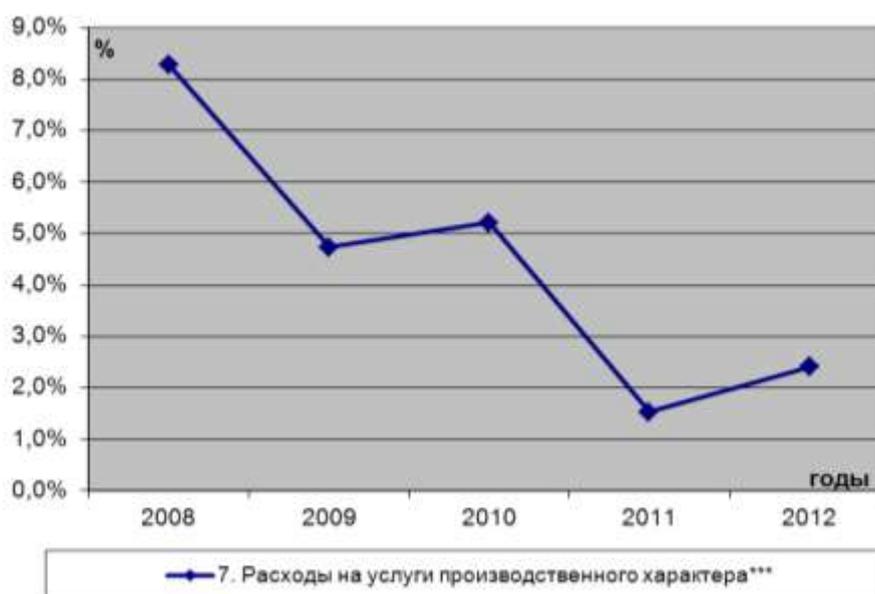


Рис. 10.4

10.4. Инвестиционные проекты, реализуемые ОАО «ТГК-6» на котельной «Арбеково» г. Пенза

ОАО «ТГК-6» в 2011 г. на котельной «Арбеково» г. Пенза инвестиционные затраты не предусмотрены.

Раздел 11. Тарифы на тепловую энергию

11.1. Общие положения

В соответствии с Приказом Федеральной службы по тарифам от 06.08.04 г. № 20-э/2 «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке» для котельной «Арбеково» г. Пенза 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 котельной «Арбеково» г. Пенза, был проведен ретроспективным методом за четыре предыдущих года. Информация о тарифах была предоставлена Заказчиком.

1. Тарифы на 2009 г.

Тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям Пензенской области ОАО «ТГК-6» на 2009 год установлены 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 ²	от 2,5 до 7,0 кг/см ²	от 7,0 до 13,0 кг/см ²	свыше 13,00 кг/см ²	
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 2011 год приведены в таблице 11.3. (данные официального сайта ОАО «ТГК-6» <http://www.ies-holding.com>).

Таблица 11.3

N п/п	Потребители	Тариф на тепловую энергию, руб./Гкал					
		Горячая вода	Отборный пар давлением				Острый и редуци рованный пар
			от 1,2 до 2,5 кг/см ²	от 2,5 до 7,0 кг/см ²	от 7,0 до 13,0 кг/см ²	свыше 13,0 кг/см ²	
1	Потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии						
1.1	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
1.2	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)						
2.1	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
2.2	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 приведены в таблице 11.4 (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 ²	от 2,5 до 7,0 кг/см ²	от 7,0 до 13,0 кг/см ²	свыше 13,0 кг/см ²	
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)						
2.1	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
2.2	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 г. Пенза сведены в табл. 11.5.

Таблица 11.5

Пензенская котельная «Арбеково»	2009 г.	2010 г.			2011 г.			1-е полугодие 2012г.		
	Рост	Рост	Прирост		Рост	Прирост		Рост	Прирост	
			Абс.	Отно-сит.		Абс	Отно-сит.		Абс	Отно-сит.
Тариф на тепловую энергию, пар руб./Гкал	549,93	632,42	82,49	15,0 %	691,49	59,07	9,34 %	815,96	124,47	18,0 %
Тариф на тепловую энергию, горячее водоснабжение, руб./Гкал	549,93	639,00	89,07	16,2 %	698,11	59,11	9,25 %	823,77	125,66	18,0 %

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.

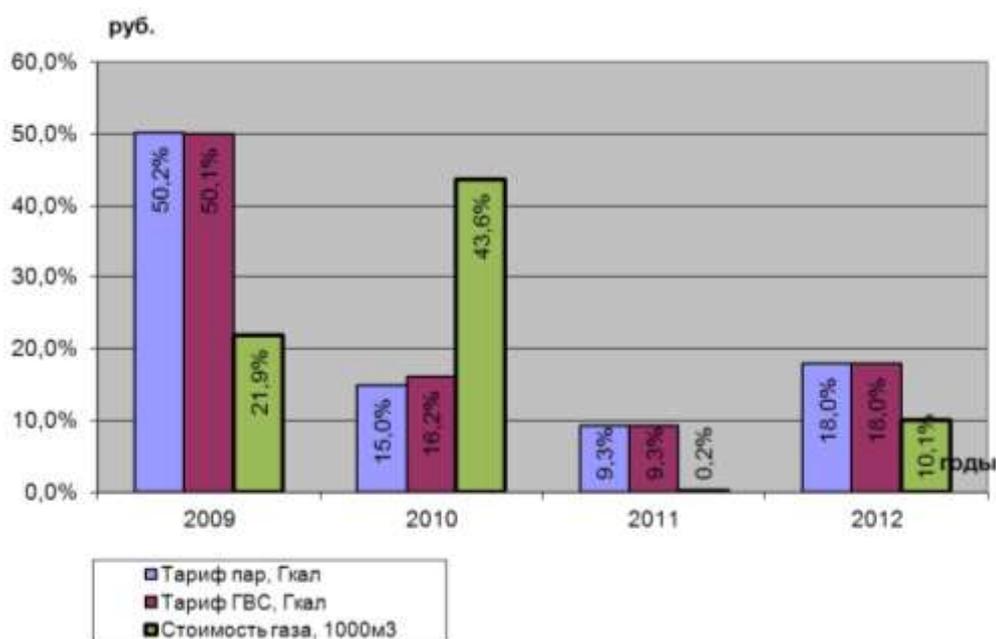


Рис. 11.1. Сравнение относительного роста цен на тарифы тепловой энергии и стоимости газа

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, объ-

единенных хозяйственных построек граждан (погребов, сараев), рассчитываемых 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/см²;
 - от 2,5 до 7,0 кг/см²;
 - от 7,0 до 13,0 кг/см²;
 - свыше 13,0 кг/см²;
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 ²	39,1%
- бюджетные потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии по одноставочному тарифу, ГВС	0,4%

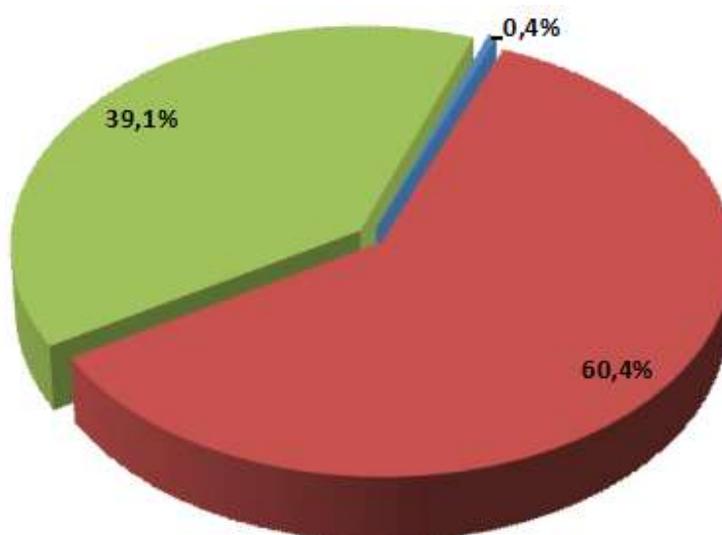


Рис. 11.4. Структура тарифа 2010 г.

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 ² 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%

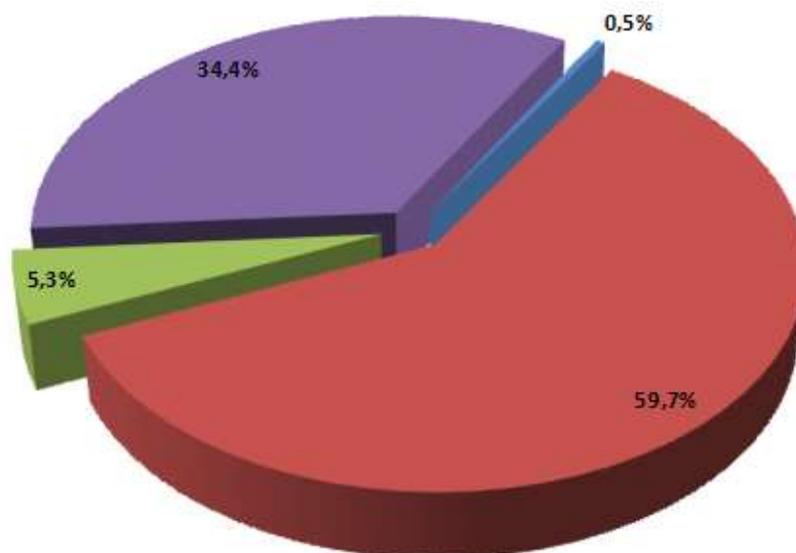


Рис. 11.5. Структура тарифа 2011 г.

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/см² по одноставочному тарифу 33,2%

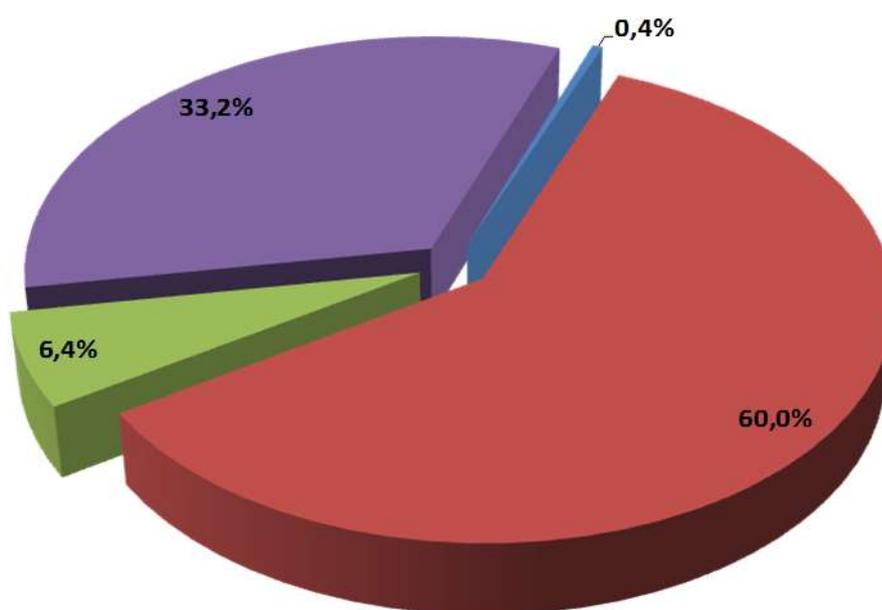


Рис. 11.6. Структура тарифа 1-е полугодие 2012 г.

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 котельной «Арбеково» 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 котельной теплоноситель поступает в тепловые сети с температурой не выше 100 – 103 °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 котельной был выше нормативного (см. п. 12.1.1).

На сложившуюся ситуацию существенно влияет то, что система централизованного теплоснабжения от котельной «Арбеково» 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 котельной «Арбеково», которое оказывает существенное влияние на ухудшение качества теплоснабжения потребителей.

Далее представлена сравнительная оценка фактических показателей работы системы теплоснабжения от котельной «Арбеково» и соответствующих нормативных значений.

12.1.1. Сопоставление фактических значений показателей работы системы теплоснабжения от котельной «Арбеково» 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 котельной 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 котельной «Арбеково» с их нормируемыми значениями во всем диапазоне температур наружного воздуха за период 2011 - 2012 гг. представлены на рис. 12.1.

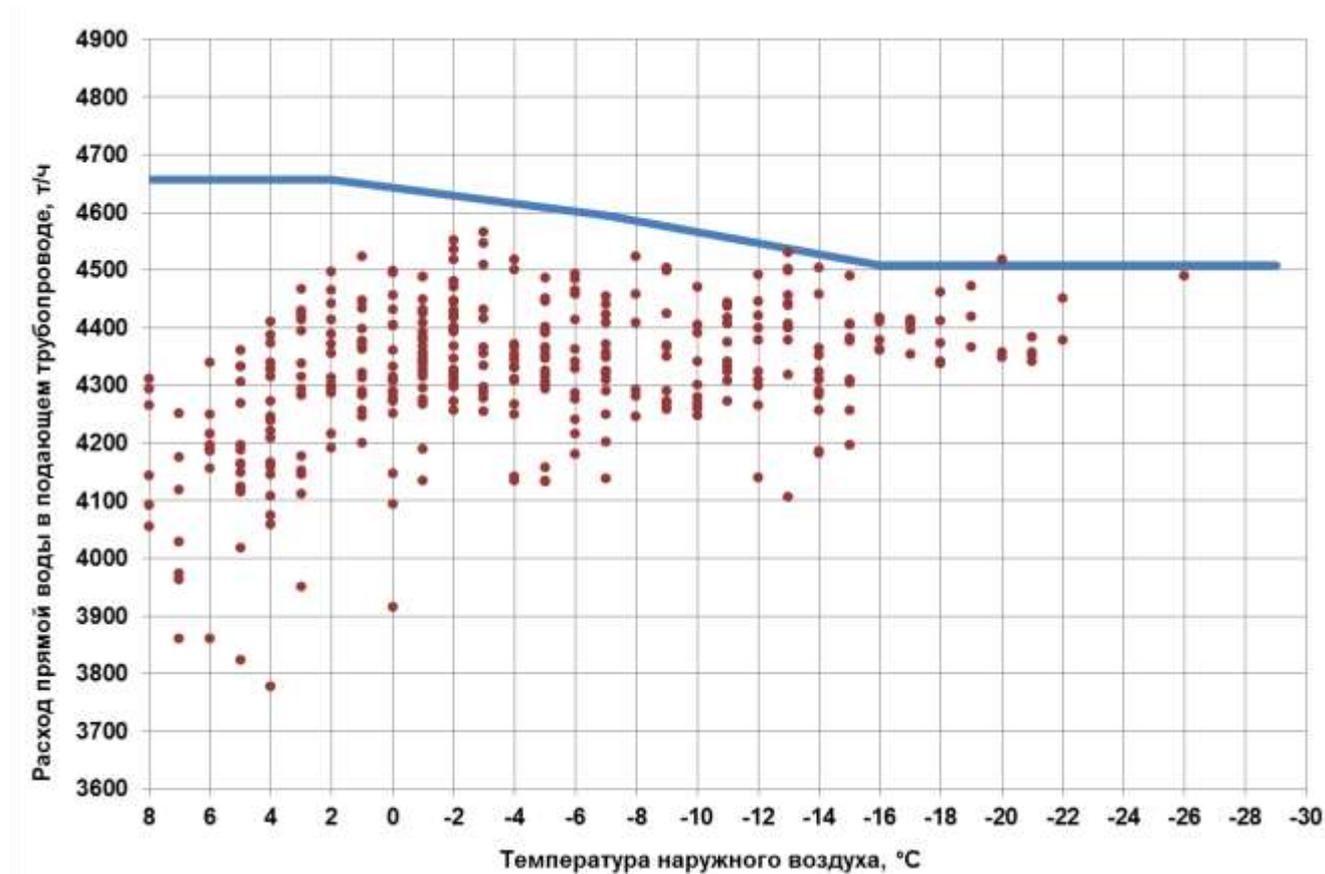


Рис. 12.1. Сравнений фактических значений расхода сетевой воды в подающем трубопроводе системы теплоснабжения от котельной «Арбеково» с нормативными значениями

Из полученных результатов видно, что значения фактического расхода сетевой воды ниже нормативных на 200 – 400 т/ч во всем диапазоне температур наружного воздуха.

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

Из полученных результатов видно, что в диапазоне температур наружного воздуха, соответствующему графику качественного регулирования фактический отпуск тепловой энергии с сетевой водой от котельной хорошо согласуется с нормативными значениями. Однако

присутствует относительно большой разброс фактических значений отпуска тепловой энергии при одной и той же температуре наружного воздуха – до 75 Гкал/ч.

Фактическая «срезка» температурного графика соответствует температуре прямой сетевой воды 100 °С при нормативе в 115 °С, вследствие чего при температурах наружного воздуха ниже -15 °С имеет место недоотпуск тепловой энергии от котельной – в среднем около 20 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.

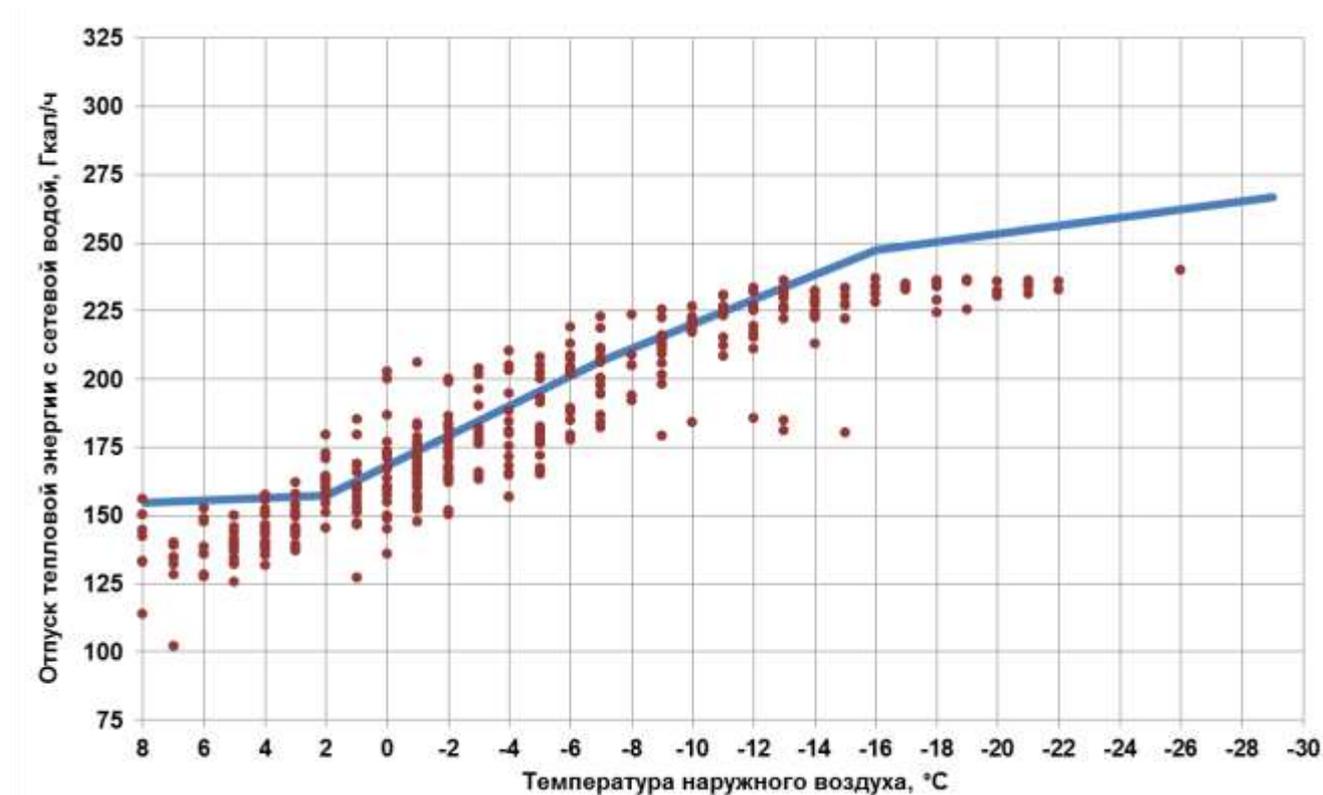


Рис. 12.2 Сравнение фактического отпуска тепловой энергии в сетевой воде с нормативными значениями в системе теплоснабжения г. Пензы от котельной «Арбеково» за 2011 – 2012 гг.

Результаты сравнения фактических значений подпитки теплосети при передаче тепловой энергии в системе теплоснабжения от котельной «Арбеково» 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 котельной во всем диапазоне температур наружного воздуха в среднем соответствует нормативным значениям.

Итоги сравнительного анализа фактических и расчетных (нормативных) показателей работы системы теплоснабжения от котельной «Арбеково» за период 2011 - 2012 гг. представлены в таблице 12.1.

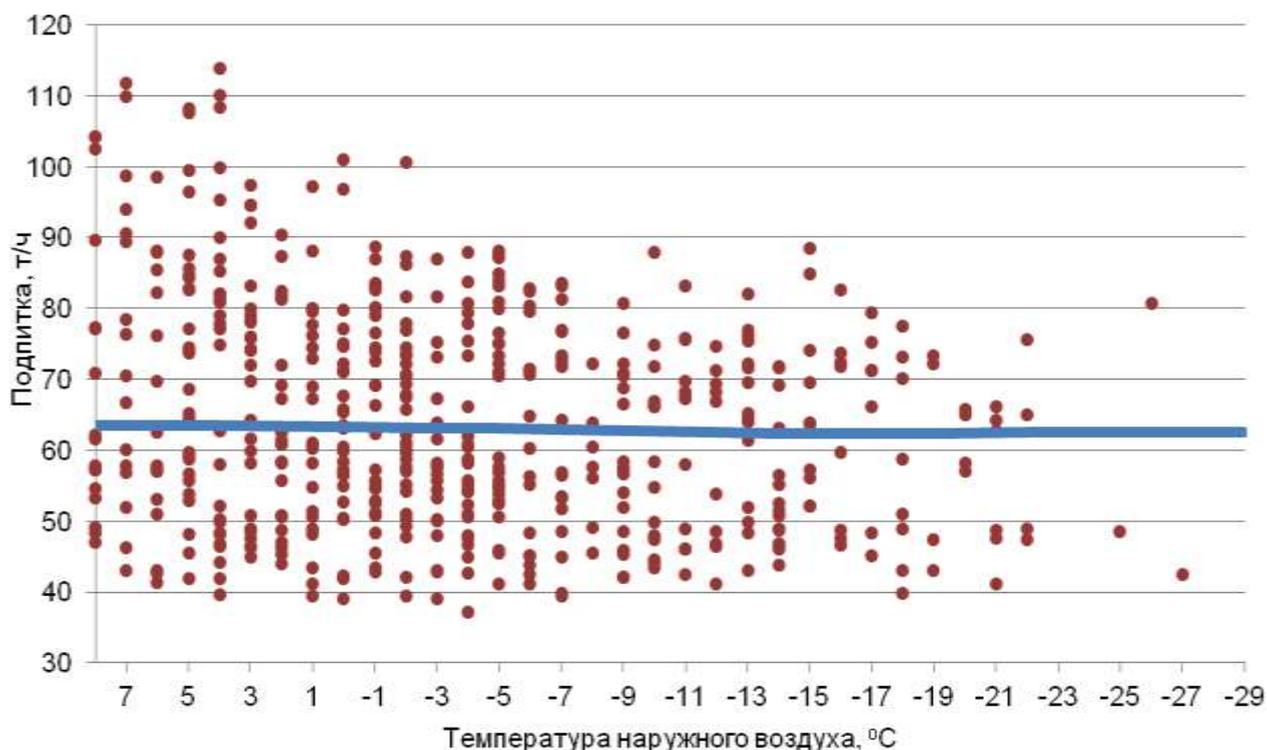


Рис. 12.3. Сравнение фактической и нормативной подпитки системы теплоснабжения г. Пензы от котельной «Арбеково» за 2011 – 2012 гг.

Таблица 12.1

Источник теплоснабжения	Наименование показателя режима работы	Ед. изм.	Отклонение от нормативных значений при <u>средней температуре наружного воздуха отопительного периода</u>	Примечание
Котельная «Арбеково»	Расход сетевой воды по подающим трубопроводам	т/ч	- 250	
	Температура сетевой воды в подающих трубопроводах	°C	+ 1	Соответствует требованиям ПТЭ ТЭ по допустимому отклонению (+/- 3 %)
	Температура сетевой воды в обратных трубопроводах	°C	- 1	Соответствует требованиям ПТЭ ТЭ по допустимому превышению (+ 5 %)
	Отпуск тепловой энергии в сетевой воде от источника теплоты	Гкал/ч	Не выявлено	
	Подпитка системы теплоснабжения	т/ч	Не выявлено	

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 котельной «Арбеково», трубопроводы которых имеют срок службы более 25 лет, составляет более 70 %. Средний срок эксплуатации всех трубопроводов составляет 30 лет.

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.

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 надёжности и безопасности теплоснабжения потребителей от котельной «Арбеково».

12.3. Описание существующих проблем развития системы теплоснабжения

1. Средняя величина фактических потерь через тепловую изоляцию магистральных трубопроводов теплосети превышает нормативные значения на 15 % 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. Разрегулированность систем теплоснабжения (потери от «перетопов»).

3. Отсутствие официального обоснования «срезки».

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

5. 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.