

РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА ПЕНЗЫ



Книга 2

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

**Том 2. Система теплоснабжения
от Пензенской ТЭЦ-2**

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 2. Система теплоснабжения от Пензенской ТЭЦ-2

ОАО «Ивэлектроналадка»

Заместитель генерального директора

_____ В.С. Крашенинников

«_____» _____ 2013 г.

ЗАО «Ивэнергосервис»

Генеральный директор

_____ Е.В. Барочкин

«_____» _____ 2013 г.

Содержание

Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения г. Пенза от Пензенской ТЭЦ-2	7
1.1. Описание зоны деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	7
Часть 2. Источник тепловой энергии	9
2.1. Структура основного оборудования ТЭЦ-2.....	9
2.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки.....	9
2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности ТЭЦ-2	10
2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды Пензенской ТЭЦ-2.....	12
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 Пензенской ТЭЦ-2.....	16
2.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок источника тепловой энергии.....	16
2.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от Пензенской ТЭЦ-2 с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя	19
2.8. Среднегодовая загрузка оборудования и особенности его загрузки в период зимнего максимума потребления тепловой энергии и летнего минимума потребления тепловой энергии.....	19
2.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации Пензенской ТЭЦ-2	28
2.12. Парковый ресурс теплофикационных турбоагрегатов Пензенской ТЭЦ-2.....	28
2.13. Срок службы паровых и водогрейных котлоагрегатов Пензенской ТЭЦ-2.....	28
2.15. Среднегодовой коэффициент теплофикации Пензенской ТЭЦ-2.....	30
Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты.....	31
3.1. Описание структуры тепловых сетей от Пензенской ТЭЦ-2, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов или до ввода в жилой квартал или промышленный объект.....	31
3.2. Электронные карты (схемы) тепловых сетей в зоне действия Пензенской ТЭЦ-2.....	31
3.3. Параметры тепловых сетей, тип изоляции, тип прокладки, материальная характеристика трубопроводов системы теплоснабжения от Пензенской ТЭЦ-2.....	31
3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.....	36
3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов	36
3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности	36
3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.....	37

3.8 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики	38
3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет	42
3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет.....	43
3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов	43
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.....	44
3.13. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя	44
3.14. Оценка тепловых потерь в тепловых сетях	45
3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения	45
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	46
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	47
3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи	47
3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.....	50
3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.....	50
3.21. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию	50
Часть 4. Зона действия источника тепловой энергии.....	51
4.1. Описание существующей зоны действия Пензенской ТЭЦ-2 во всех системах теплоснабжения на территории городского округа	51
4.2. Расчёт эффективного радиуса теплоснабжения ТЭЦ-2.....	52
Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зоне действия источника тепловой энергии.....	56
5.1. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха по видам теплопотребления	56
5.2. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом по видам теплопотребления	59

5.3. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	60
Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия Пензенской ТЭЦ-2	63
6.1 Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки.	63
6.2 Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по источнику тепловой энергии и выводам тепловой мощности от источника тепловой энергии	63
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.....	64
6.4 Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения.....	64
6.5 Резервы тепловой мощности нетто источника тепловой энергии и возможности расширения технологической зоны действия источника с резервом тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности	64
Часть 7. Балансы теплоносителя	65
Часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом	66
Часть 9. Надежность теплоснабжения	68
9.1. Описание показателей надежности (вероятность безотказной работы, коэффициент готовности, живучесть).....	68
9.2. Методика определения надёжности работы теплосети	69
9.3. Расчёт надёжности работы теплосети Пензенской ТЭЦ-2.....	74
Раздел 10. Техничко-экономические показатели работы Пензенской ТЭЦ-2.....	79
10.1. Описание результатов хозяйственной деятельности Пензенской ТЭЦ-2 в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями»	79
10.2. Техничко-экономические показатели работы Пензенской ТЭЦ-2.....	84
10.3. Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии Пензенской ТЭЦ-2 г. Пенза.....	85
10.4. Инвестиционные проекты, реализуемые ОАО «ТГК-6» на ПензенскойТЭЦ-2.....	92
Раздел 11. Тарифы на тепловую энергию	94
11.1. Общие положения	94
11.2. Анализ динамики утвержденных тарифов.	97
11.3. Структура тарифа.....	101
11.4. Плата за подключение к тепловым сетям	104

11.5. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей	105
Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа	106
12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).....	106
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).....	110
12.3. Описание существующих проблем развития системы теплоснабжения.....	110
Список использованных источников.....	111

Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения г. Пенза от Пензенской ТЭЦ-2

1.1. Описание зоны деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций

1.1.1. Общая характеристика источника тепловой энергии

Пензенская ТЭЦ-2 расположена по адресу: г. Пенза, ул. Калинина, д. 116б. Место расположения Пензенской ТЭЦ-2 на карте города представлено на рис. 1.1.



Рис. 1.1. Место расположения Пензенской ТЭЦ-2

Пензенская ТЭЦ-2 входит в состав Пензенского филиала ОАО «ТГК-6». ТЭЦ отпускает тепловую энергию в сетевой воде потребителям на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилого сектора, административных, культурно-бытовых зданий и промышленности г. Пенза. Кроме того, Пензенская ТЭЦ-2 отпускает тепловую энергию в виде пара на производственные нужды промышленных предприятий г. Пенза.

Температурный график теплосети 150/70°C при расчетной температуре наружного воздуха $t_{нв} = -29^\circ\text{C}$.

Для системы теплоснабжения г. Пенза отпуск тепловой энергии принят в режиме центрального качественного регулирования в диапазоне температур наружного воздуха

от + 8 °С до – 29 °С. Продолжительность отопительного периода составляет 4968 ч., неотопительного – 3288 ч. Тип прокладки трубопроводов тепловой сети – подземная и надземная. Тепловая изоляция выполнена из минераловатных материалов и пенополиуретана. Утвержденный температурный график отпуска тепловой энергии от Пензенской ТЭЦ-2 представлен на рис. 1.2.

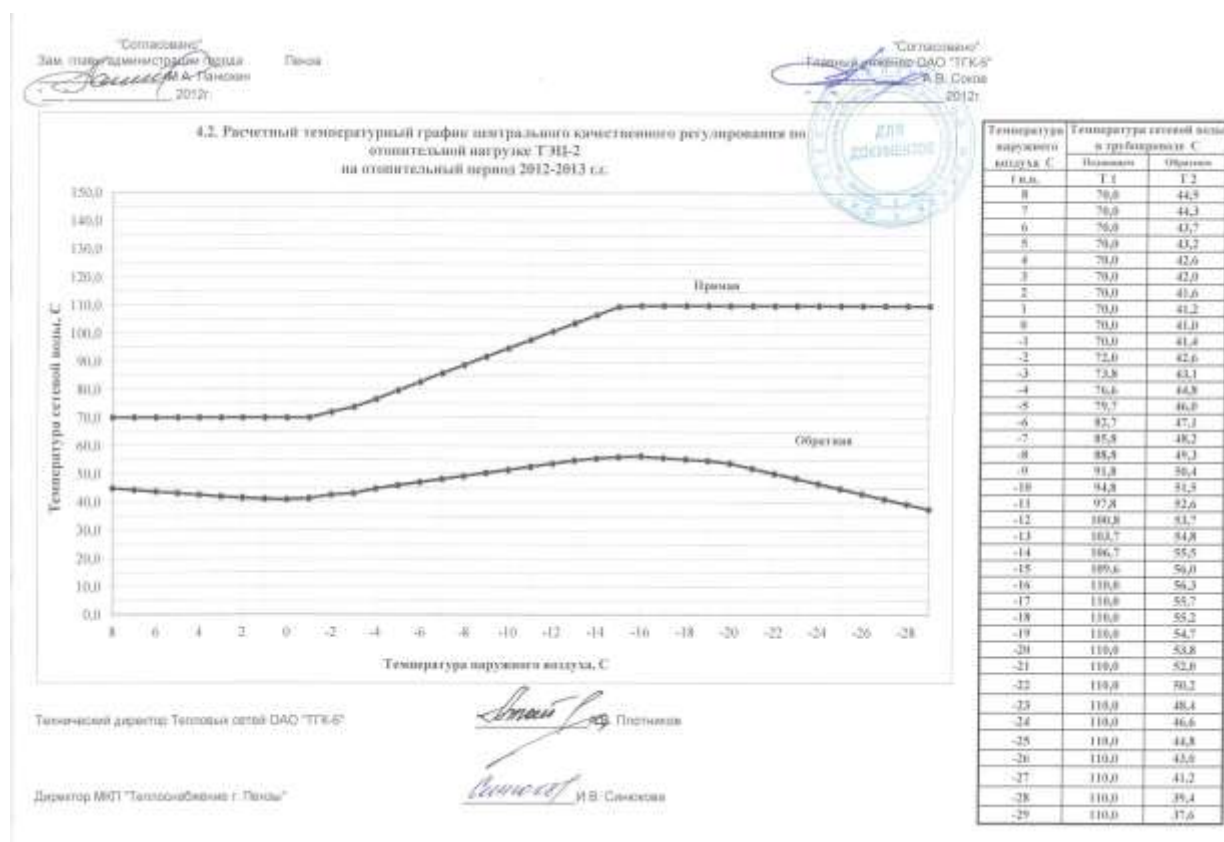


Рис. 1.2. Утвержденный температурный график отпуска тепловой энергии от Пензенской ТЭЦ-2

1.1.2. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями

Перечень теплосетевых организаций, получающих и распределяющих тепловую энергию от Пензенской ТЭЦ-2 по договорам на теплоснабжение, с указанием принадлежности тепловых сетей представлен в таблице 1.1.

Таблица 1.1

Источник теплоснабжения	Принадлежность источника	Тепловые сети	Теплосетевая организация, эксплуатирующая тепловые сети	Принадлежность тепловых сетей
Пензенская ТЭЦ-2	Филиал ОАО «ТГК-6»	Магистральные	Тепловые сети пензенского филиала ОАО «ТГК-6»	Филиал ОАО «ТГК-6»
		Внутриквартальные	МКП «Теплоснабжение г. Пенза»	МКП «Теплоснабжение г. Пенза»

Часть 2. Источник тепловой энергии

2.1. Структура основного оборудования ТЭЦ-2

Установленная электрическая мощность 16,0 МВт.

Установленная тепловая мощность Пензенской ТЭЦ-2 – 334,0 Гкал/ч, из которой тепловая мощность противодавлений турбоагрегатов составляет 134 Гкал/ч, тепловая мощность пиковых водогрейных котлов 200 Гкал/ч.

Структура установленной тепловой мощности Пензенской ТЭЦ-2 представлена на рис.2.1.

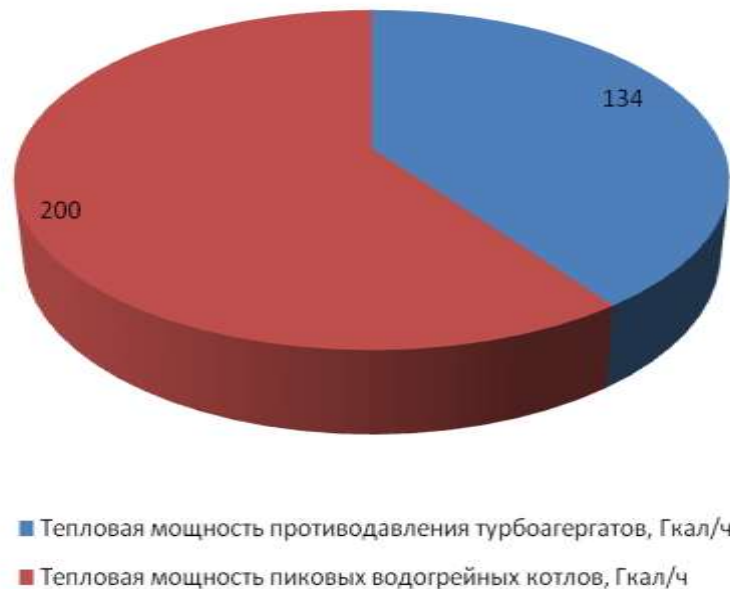


Рис. 2.1. Структура установленной тепловой мощности Пензенской ТЭЦ-2

На Пензенской ТЭЦ-2 установлено два турбоагрегата Р-8-35/10. В состав котельного оборудования входят два котлоагрегата ЦКТИ-75-39Ф, один БКЗ-75-39 и два водогрейных котлоагрегата ПТВМ-100.

2.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

В качестве теплофикационного оборудования на Пензенской ТЭЦ-2 эксплуатируются два турбоагрегата Р-8-35/10 с противодавлением и два водогрейных котла ПТВМ-100.

Характеристики турбоагрегатов, установленных на ТЭЦ-2, приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1

Марка турбины	Станционный номер	Параметры острого пара		Установленная мощность, МВт	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Завод изготовитель
		Давление, кгс/см ²	Температура, °С			
Р-8-35/10	1	35,0	435	8,0	67,0	Калужский турбинный завод
Р-8-35/10	2	35,0	435	8,0	67,0	Калужский турбинный завод

Характеристики котлоагрегатов, установленных на ТЭЦ-2, приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2

Марка котла	Станционный номер	Параметры перегретого пара		Производительность, т/ч (Гкал/ч)	Завод-изготовитель	Основное / резервное топливо
		Давление, кгс/см ²	Температура, °С			
Паровые котлы						
ЦКТИ-75-39	1	40,0	450	75,0	-	газ/мазут
ЦКТИ-75-39	2	40,0	450	75,0	-	газ/мазут
БКЗ-75-39	3	40,0	440	75,0	Белгородский котельный завод	газ/мазут
Водогрейные котлы						
ПТВМ-100	1	25,0	150	(100,0)	Барнаулский котельный завод	газ/мазут
ПТВМ-100	2	25,0	150	(100,0)	Белгородский котельный завод	газ/мазут

2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности ТЭЦ-2

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

Установленная тепловая мощность основных подогревателей сетевой воды:

- вертикальные подогреватели (ПСВ-1, 2, 3, 4) составляет 128 Гкал/ч;
- пластинчатых подогревателей (ПТО-1, 2) – 24,8 Гкал/ч.

Суммарная установленная мощность подогревателей сетевой воды – 152,8 Гкал/ч.

Греющий пар на ПСВ-1, 2, 3, 4 и ПТО-1, 2 подается из коллектора собственных нужд 8 - 13 кгс/см². Суммарная мощность противодавлений турбоагрегатов ст.№ 1, 2 составляет 134 Гкал/ч.

Таким образом, отпуск тепловой энергии от сетевых подогревателей может осуществляться в полном объеме. Имеется резерв установленной мощности подогревателей, равный 18,8 Гкал/ч.

Сравнение установленных тепловых мощностей теплофикационного оборудования и турбоагрегатов Пензенской ТЭЦ-2 приведено в таблице 2.3.

Таблица 2.3

№ п/п	Наименование оборудования	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
1	Коллектор собственных нужд $8 \div 13 \text{ кгс/см}^2$	-
1.1	<i>Вертикальные подогреватели сетевой воды</i>	-
	ПСВ-1	32,0
	ПСВ-2	32,0
	ПСВ-3	32,0
	ПСВ-4	32,0
	<i>Суммарная установленная мощность вертикальных подогревателей:</i>	128,0
1.2	<i>Пластинчатые подогреватели сетевой воды:</i>	-
	ПТО-1	12,4
	ПТО-2	12,4
	<i>Суммарная установленная мощность пластинчатых подогревателей:</i>	24,8
1.3	<i>Суммарная установленная мощность подогревателей:</i>	152,8
1.4	<i>Источники тепловой энергии:</i>	-
	противодавление турбоагрегата ст. № 1	67,0
	противодавление турбоагрегата ст. № 2	67,0
	Суммарная установленная мощность источников тепла:	134,0
1.5	<i>Резерв (+) / дефицит (-) установленной тепловой мощности подогревателей</i>	Плюс 18,8

Ограничения на тепловую мощность противодавлений турбоагрегатов, связанные с особенностями выдачи тепловой мощности на подогреватели сетевой воды отсутствуют.

2.3.2. Ограничения на тепловую мощность подогревателей сетевой воды, связанные с особенностями циркуляции теплоносителя

Суммарная номинальная производительность сетевых насосов СН-1, 2, 3, 4, 5, 6 подающих воду на ПСВ-1, 2, 3, 4, составляет 6250 т/ч. Для каждого из четырёх параллельно подключенных по сетевой воде ПСВ номинальный расход сетевой воды составляет 800 т/ч. Суммарный расход воды через четыре ПСВ составляет 3200 т/ч.

Таким образом, сетевые насосы СН-1, 2, 3, 4, 5, 6 полностью обеспечивают расход сетевой воды через ПСВ-1, 2, 3, 4.

Ограничения на тепловую мощность подогревателей сетевой воды, связанные с особенностями циркуляции теплоносителя отсутствуют.

2.3.3. Располагаемая тепловая мощность оборудования ТЭЦ-2

Официально утверждённых ограничений установленной мощности нет. Располагаемая мощность Пензенской ТЭЦ-2 равна установленной: 334,0 Гкал/ч, из которой тепловая мощность противодавлений турбоагрегатов составляет 134 Гкал/ч, тепловая мощность пиковых водогрейных котлов 200 Гкал/ч.

Структура установленной тепловой мощности Пензенской ТЭЦ-2 представлена на рис.2.2.



Рис. 2.2. Структура располагаемой тепловой мощности Пензенской ТЭЦ-2

2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды Пензенской ТЭЦ-2

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

Таблица 2.4

Месяц, год	Выработка тепловой энергии, Гкал	Отпуск тепловой энергии внешним потребителям, Гкал	Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Расход тепловой энергии на собственные нужды от выработки, %	Отпуск тепловой энергии потребителям от выработки, %
2009 год					
Январь	102248	93040	9208	9,01	90,99
Февраль	90102	81770	8332	9,25	90,75
Март	85353	76010	9343	10,95	89,05
Апрель	63311	56420	6891	10,88	89,12
Май	20913	18770	2143	10,25	89,75
Июнь	17370	16270	1100	6,33	93,67
Июль	12184	10830	1354	11,11	88,89
Август	17252	16130	1122	6,50	93,50
Сентябрь	16823	15500	1323	7,86	92,14
Октябрь	48432	43200	5232	10,80	89,20
Ноябрь	73386	66870	6516	8,88	91,12
Декабрь	102304	93600	8704	8,51	91,49
Итого за 2009 год	649678	588410	61268	9,43	90,57

Месяц, год	Выработка тепловой энергии, Гкал	Отпуск тепловой энергии внешним потребителям, Гкал	Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Расход тепловой энергии на собственные нужды от выработки, %	Отпуск тепловой энергии потребителям от выработки, %
2010 год					
Январь	115678	104045	11633	10,06	89,94
Февраль	101094	91095	9999	9,89	90,11
Март	87759	78223	9536	10,87	89,13
Апрель	51346	45374	5972	11,63	88,37
Май	21492	17413	4079	18,98	81,02
Июнь	18338	16902	1436	7,83	92,17
Июль	11962	10842	1120	9,36	90,64
Август	15407	14288	1119	7,26	92,74
Сентябрь	16750	15505	1245	7,43	92,57
Октябрь	57427	52675	4752	8,27	91,73
Ноябрь	67318	62202	5116	7,60	92,40
Декабрь	86526	80192	6334	7,32	92,68
Итого за 2010 год	651107	588766	62341	9,57	90,43
2011 год					
Январь	102669	95507	7162	6,98	93,02
Февраль	97862	91029	6833	6,98	93,02
Март	89879	82722	7157	7,96	92,04
Апрель	62298	56478	5820	9,34	90,66
Май	21658	20316	1342	6,20	93,80
Июнь	17575	16714	861	4,90	95,10
Июль	10689	9899	790	7,39	92,61
Август	17418	15809	1609	9,24	90,76
Сентябрь	21102	18699	2403	11,39	88,61
Октябрь	57393	53328	4065	7,08	92,92
Ноябрь	83666	76654	7012	8,38	91,62
Декабрь	86757	80489	6268	7,22	92,78
Итого за 2011 год	668966	617644	51322	7,67	92,33
Итого за период 2009–2011 г.	1969751	1794820	174931	8,88	91,12
В отопительном периоде	1712818	1560933	151885	8,87	91,13
В не отопительном периоде	256933	233887	23046	8,97	91,03

По статистике последних трех лет потребление тепловой энергии на собственные нужды в отопительном периоде составляет 8,87 % от количества вырабатываемой тепловой энергии и 8,97 % в неоперительном периоде.

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

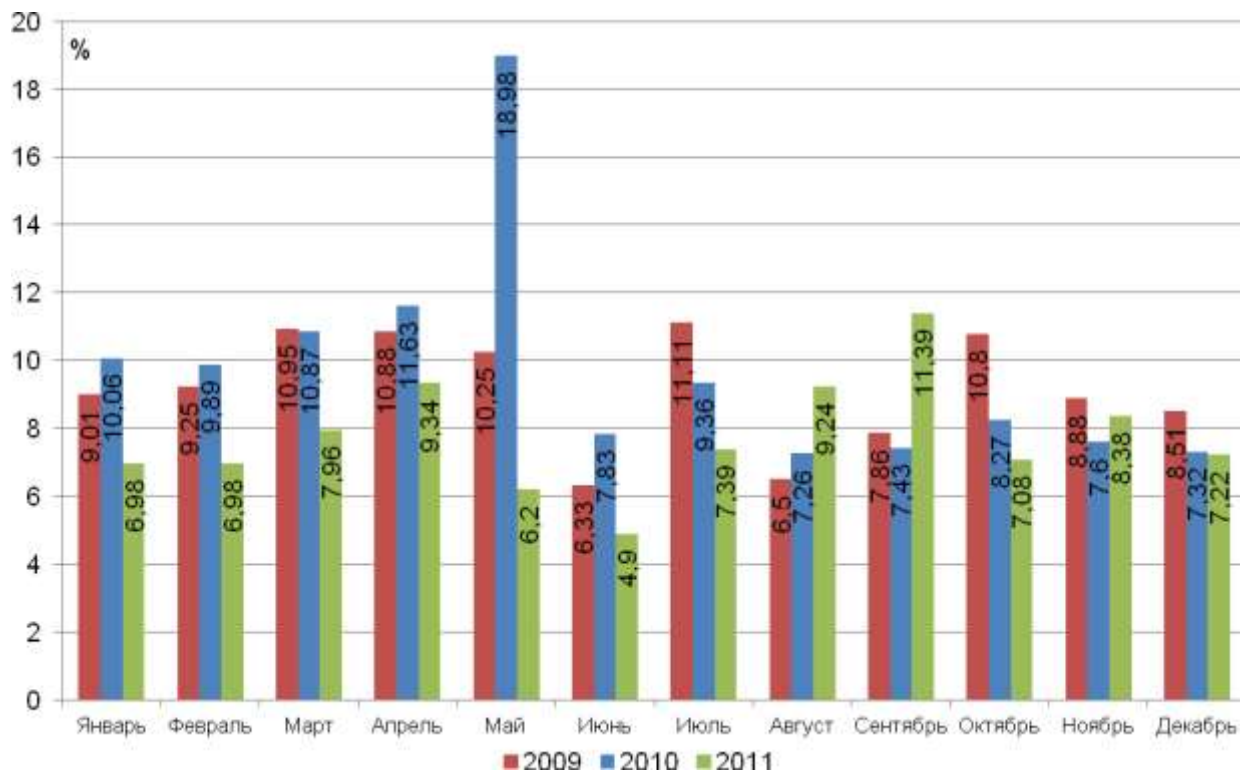


Рис. 2.3. График изменения расхода тепловой энергии на собственные нужды по месяцам 2009 – 2011 гг.

Соотношение затрат тепла на собственные нужды котлов и турбоагрегатов за 2009 – 2011 гг. представлено в таблице 2.5 и на рис. 2.4.

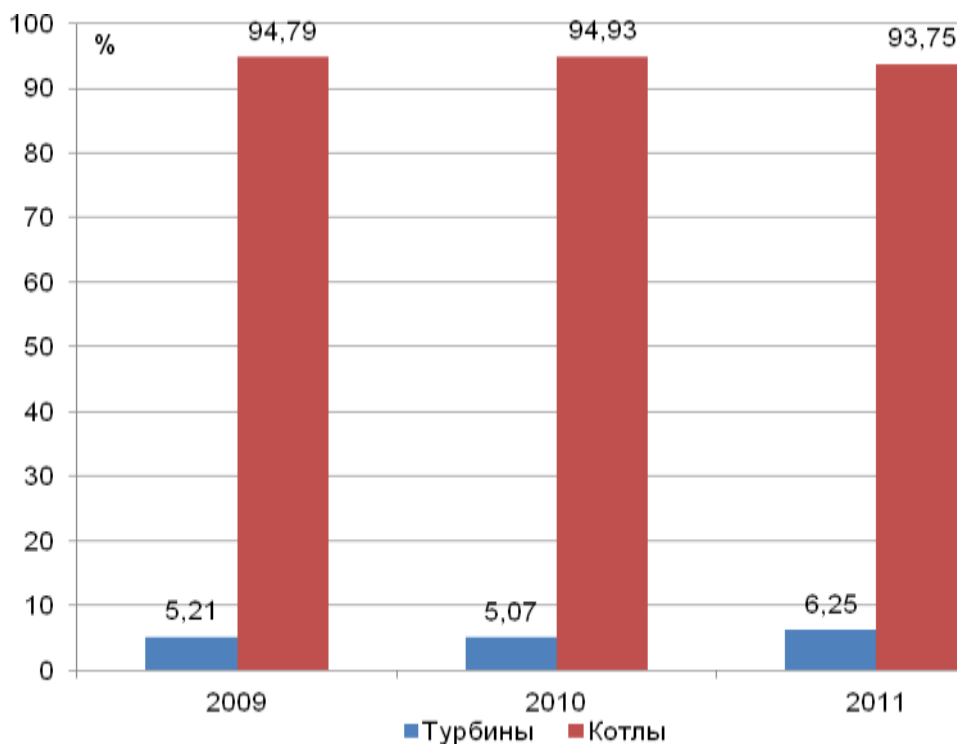


Рис. 2.4. Соотношение затрат тепла на собственные нужды котлов и турбоагрегатов за 2009 – 2011 гг.

Таблица 2.5

Наименование показателя, единицы измерения	Значение показателя												
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	ВСЕГО
2009 год													
Расход тепловой энергии на собственные нужды, всего, Гкал	9208	8332	9343	6891	2143	1100	1354	1122	1323	5232	6516	8704	61268
Расход тепла на СН группы турбоагрегатов, Гкал	556	483	438	333	4	1	1	1	1	390	413	571	3192
Расход тепла на СН группы котлов, Гкал	8652	7849	8905	6558	2139	1099	1353	1121	1322	4842	6103	8133	58076
2010 год													
Расход тепловой энергии на собственные нужды, всего, Гкал	11633	9999	9536	5972	4079	1436	1120	1119	1245	4752	5116	6334	62341
Расход тепла на СН группы турбоагрегатов, Гкал	643	554	461	250	8	5	1	1	1	346	421	472	3163
Расход тепла на СН группы котлов, Гкал	10990	9445	9075	5722	4071	1431	1119	1118	1244	4406	4695	5862	59178
2011 год													
Расход тепловой энергии на собственные нужды, всего, Гкал	7162	6833	7157	5820	1342	861	790	1609	2403	4065	7012	6268	51322
Расход тепла на СН группы турбоагрегатов, Гкал	583	532	495	354	15	1	1	1	1	325	439	463	3210
Расход тепла на СН группы котлов, Гкал	6579	6301	6662	5466	1327	860	789	1608	2402	3740	6573	5805	48112

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 Пензенской ТЭЦ-2

Сроки ввода и продления эксплуатации основного оборудования Пензенской ТЭЦ-2, а также данные по количеству и датам проведения капитальных ремонтов основного оборудования представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6

Ст. №	Наименования котлов и турбин	Год ввода в эксплуатацию	Назначенный межремонтный ресурс, ч	Год последнего капитального ремонта	Общее количество капитальных ремонтов	Дата оформления продления паркового ресурса	Количество продлений паркового ресурса	Основные работы по продлению паркового ресурса
Турбоагрегаты								
01	Р-8-35/10	1995	34 000	2007	7	-	-	-
02	Р-8-35/10	1984	34 000	2004	5	-	-	-
Энергетические котлы								
01	ЦКТИ-75-39	1956	40 800	2003	11	12.05.2009	3	Обследование
02	ЦКТИ-75-39	1956	40 800	2009	11	17.07.2009	3	Обследование
03	БКЗ-75-39	1967	40 800	2004	9	13.10.2009	3	Обследование
Водогрейные котлы								
01	ПТВМ-100	1975	52 560	2007	7	01.11.2010	2	Обследование
02	ПТВМ-100	1983	52 560	2005	5	01.10.2008	2	Обследование

2.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок источника тепловой энергии

2.6.1. Схемы выдачи тепловой мощности от ТЭЦ-2

Теплофикационная установка состоит из основных бойлеров, работающих на паре противодействия турбин, и пиковых водогрейных котлов.

Пар из противодействия турбоагрегатов и от котлов через РОУ 40/13 поступает в коллектор собственных нужд, откуда подается на основные бойлера.

Сетевая вода после основных бойлеров, при необходимости, может быть направлена в водогрейные котлы, работающие в пиковом режиме.

Пар из противодействия турбоагрегата ст. № 1 подается внешним потребителям.

Принципиальная схема выдачи тепловой мощности представлена на рис. 2.5.

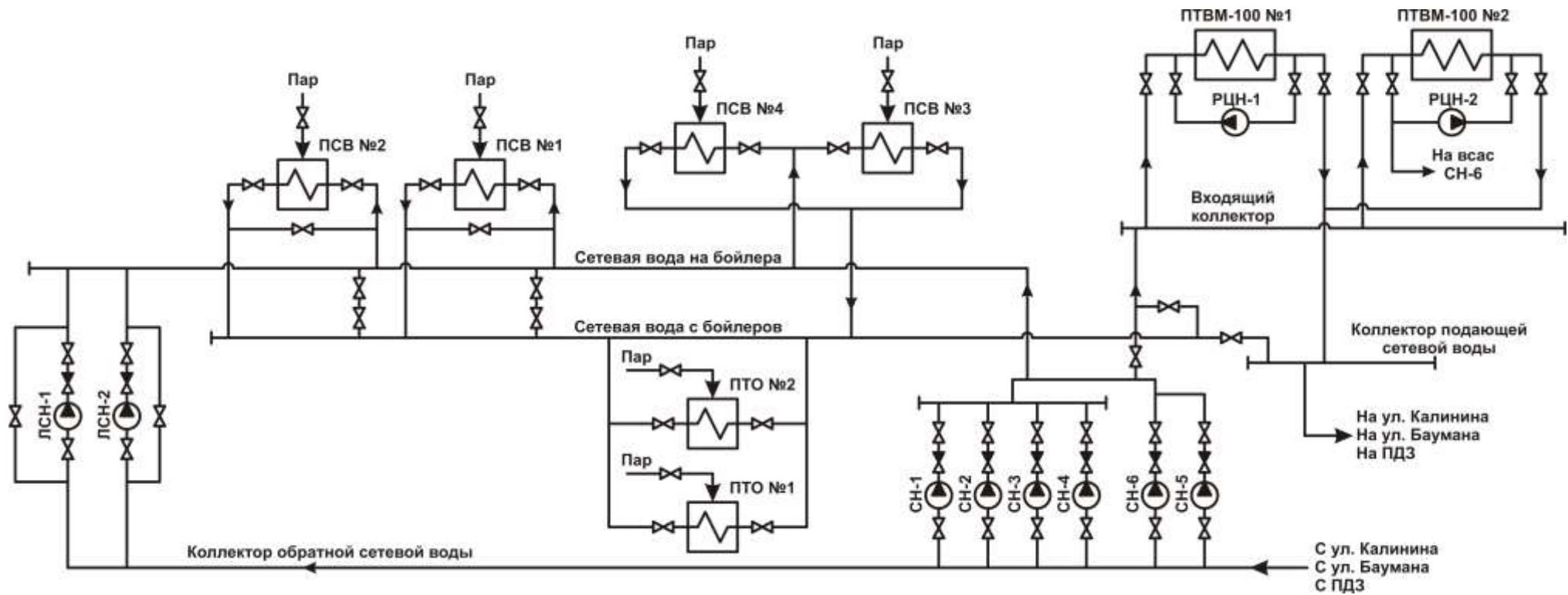


Рис. 2.5. Принципиальная схема выдачи тепловой мощности Пензенской ТЭЦ-2

2.6.2. Технические характеристики теплофикационного оборудования

Технические характеристики теплофикационного оборудования Пензенской ТЭЦ-2 приведены в таблице 2.7. Технические характеристики насосного оборудования теплофикационной установки приведены в таблице 2.8.

Таблица 2.7

Станционное обозначение	Марка подогревателя	Поверхность теплообмена, м ²	Температура воды на входе/выходе, °С	Расход сетевой воды, т/ч	Тепловая мощность, Гкал/ч	Источник греющего пара
Вертикальные подогреватели сетевой воды						
ПСВ-1	ПСВ-200 У	200	110/150	800	32,0	Коллектор 8-13 кгс/см ²
ПСВ-2	ПСВ-200 У	200	110/150	800	32,0	Коллектор 8-13 кгс/см ²
ПСВ-3	ПСВ-200 У	200	110/150	800	32,0	Коллектор 8-13 кгс/см ²
ПСВ-4	ПСВ-200 У	200	110/150	800	32,0	Коллектор 8-13 кгс/см ²
Пластинчатые подогреватели сетевой воды						
ПТО-1	SPS-647	-	80/123	288	12,4	Коллектор 8-13 кгс/см ²
ПТО-2	SPS-647	-	80/123	288	12,4	Коллектор 8-13 кгс/см ²

Таблица 2.8

Станционное обозначение	Марка насоса	Мощность двигателя, кВт	Расход воды, м ³ /ч	Напор, м	Частота вращения, об/мин
Сетевые насосы					
ЛСН-1	СЭ800-100-11	315	800	100	1450
ЛСН-2	СЭ 800-100-11	315	800	100	1450
СН-1	10НМКх2	500	1000	140	1450
СН-2	10НМКх2	500	1000	140	1450
СН-3	10НМКх2	500	1000	140	1450
СН-4	10НМКх2	500	1000	140	1450
СН-5	СЭ 1250-140	630	1250	140	1450
СН-6	10НМКх2	500	1000	140	1450
Конденсатные насосы бойлеров					
КНБ-1	К 80-50-200	15	50	50	2950
КНБ-2	К 80-50-200	15	50	50	2950
КНБ-3	К 80-50-200	15	50	50	2950
КНБ-4	К 80-50-200	15	50	50	2950
КНБ-5	К 80-50-200	15	50	50	2950
КНБ-6	К 80-50-200	15	50	50	2950
КНБ-7	1КС 50-110	22	50	110	1450
Подпиточные насосы теплосети					
ПН-1	4К-8	28	65	60	2900
ПН-2	4К-8	28	65	60	2900
ПН-3	4К-8	28	65	60	2900
ПН-4	4К-8	28	65	60	2900

2.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от Пензенской ТЭЦ-2 с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя

Для Пензенской ТЭЦ-2 принято центральное качественное регулирование отпуска тепловой энергии в сетевой воде в диапазоне температур наружного воздуха от + 8 °С до - 29 °С. Температурный график теплосети 150/70°С со срезкой на 110 °С при температуре наружного воздуха -15 °С.

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

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

2.8.1. Среднегодовая загрузка оборудования ТЭЦ-2

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

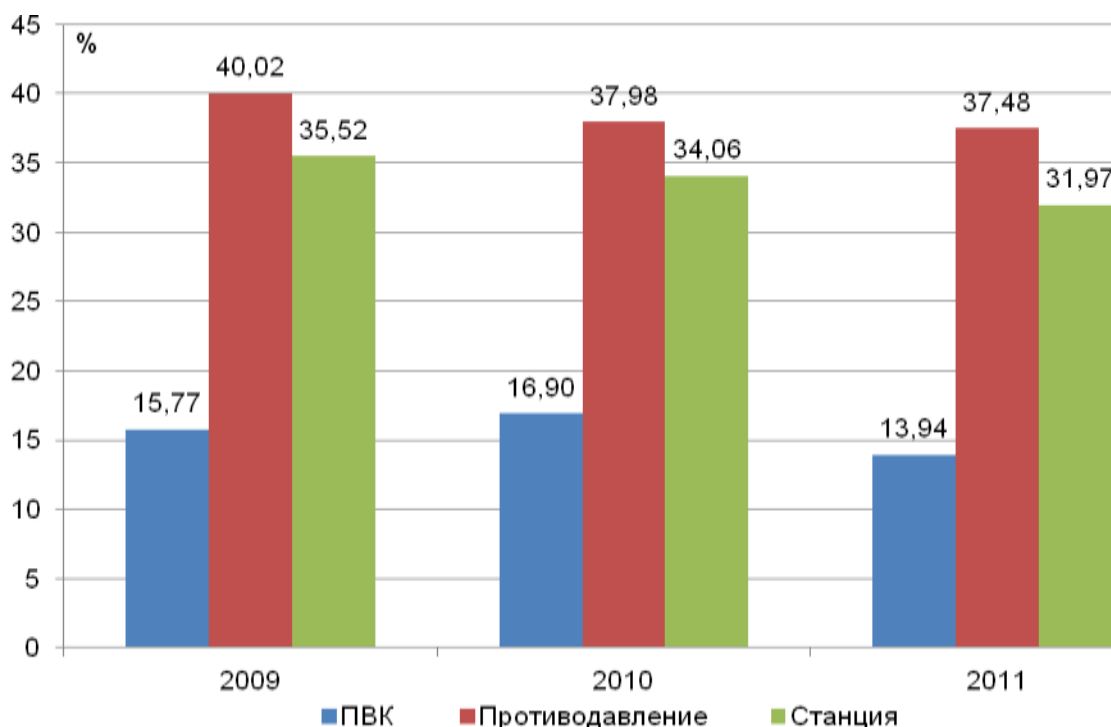


Рис. 2.6. Средневзвешенные коэффициенты использования тепловой мощности Пензенской ТЭЦ-2 за 2009 – 2011 гг.

Динамика изменения отпуска тепловой и электрической энергии от Пензенской ТЭЦ-2 по месяцам 2010 – 2011 гг. представлена в таблице 2.9 и на рис. 2.7, 2.8.

Таблица 2.9

Наименование показателя	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	год
2009 год													
Отпуск тепла, Гкал, всего	93040	81770	76010	56420	18770	16270	10830	16130	15500	43200	66870	93600	588410
отработанным паром турбин, Гкал	80354	70557	76010	56420	16598	15047	0	0	0	37700	66870	73196	492752
от РОУ, Гкал	0	0	0	0	2172	1223	10830	16130	15500	5500	0	0	51355
от ПВК, Гкал	12686	11213	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20404	44303
прочий, Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
с коллекторов горячей водой, Гкал	84164	71719	64782	46537	11599	8002	5040	10137	9915	36648	58823	83655	491021
Выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч	11334	9656	10420	7518	1023	981	0	0	0	3276	8791	10487	63486
по теплофикационному циклу, тыс. кВт·ч	11334	9656	10420	7518	1023	981	0	0	0	3276	8791	10487	63486
Отпуск электроэнергии, тыс. кВт·ч	8413	6994	7641	5420	447	393	0	0	0	1787	6477	7699	45271
по теплофикационному циклу, тыс. кВт·ч	8413	6994	7641	5420	447	393	0	0	0	1787	6477	7699	45271
2010 год													
Отпуск тепла, Гкал, всего	104045	91095	78233	45374	17413	16902	10842	14288	15505	52675	62202	80192	588756
отработанным паром турбин, Гкал	77131	74351	76694	45374	6738	0	0	0	0	48439	61564	77357	467648
от РОУ, Гкал	0	0	0	0	10675	16902	10842	14288	15505	3506	0	0	71718
от ПВК, Гкал	26914	16744	1539	0	0	0	0	0	0	0	0	2280	47477
прочий, Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	730	638	555	1913
с коллекторов горячей водой, Гкал	94508	81080	68529	38043	12169	10809	4895	8366	8661	44060	53350	70024	494494
Выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч	11872	10479	10683	5933	558	0	0	0	0	4135	7574	10705	61939
по теплофикационному циклу, тыс. кВт·ч	11872	10479	10683	5933	558	0	0	0	0	4135	7574	10705	61939
Отпуск электроэнергии, тыс. кВт·ч	8827	7738	7732	3983	248	0	0	0	0	2150	4961	7749	43388
по теплофикационному циклу, тыс. кВт·ч	8827	7738	7732	3983	248	0	0	0	0	2150	4961	7749	43388

2011 год

Отпуск тепла, Гкал, всего	95507	91029	82722	56478	20316	16714	9899	15809	18699	53328	76654	80489	617644
отработанным паром турбин, Гкал	76653	70663	73553	55763	14510	0	0	0	0	52045	68843	76895	488925
от РОУ, Гкал	0	0	0	0	5526	16545	9812	15651	18538	630	0	0	66702
от ПВК, Гкал	18010	19573	8196	0	0	0	0	0	0	0	7076	2740	55595
прочий, Гкал	844	793	973	715	280	169	87	158	161	653	735	854	6422
с коллекторов горячей водой, Гкал	86038	81075	72068	47581	12762	9961	3603	8928	11142	44513	65875	70062	513608
Выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч	11401	10571	10523	7539	1361	0	0	0	0	5393	9646	11344	67778
по теплофикационному циклу, тыс. кВт·ч	11401	10571	10523	7539	1361	0	0	0	0	5393	9646	11344	67778
Отпуск электроэнергии, тыс. кВт·ч	8433	7792	7550	5163	659	0	0	0	0	3239	6901	8388	48125
по теплофикационному циклу, тыс. кВт·ч	8433	7792	7550	5163	659	0	0	0	0	3239	6901	8388	48125

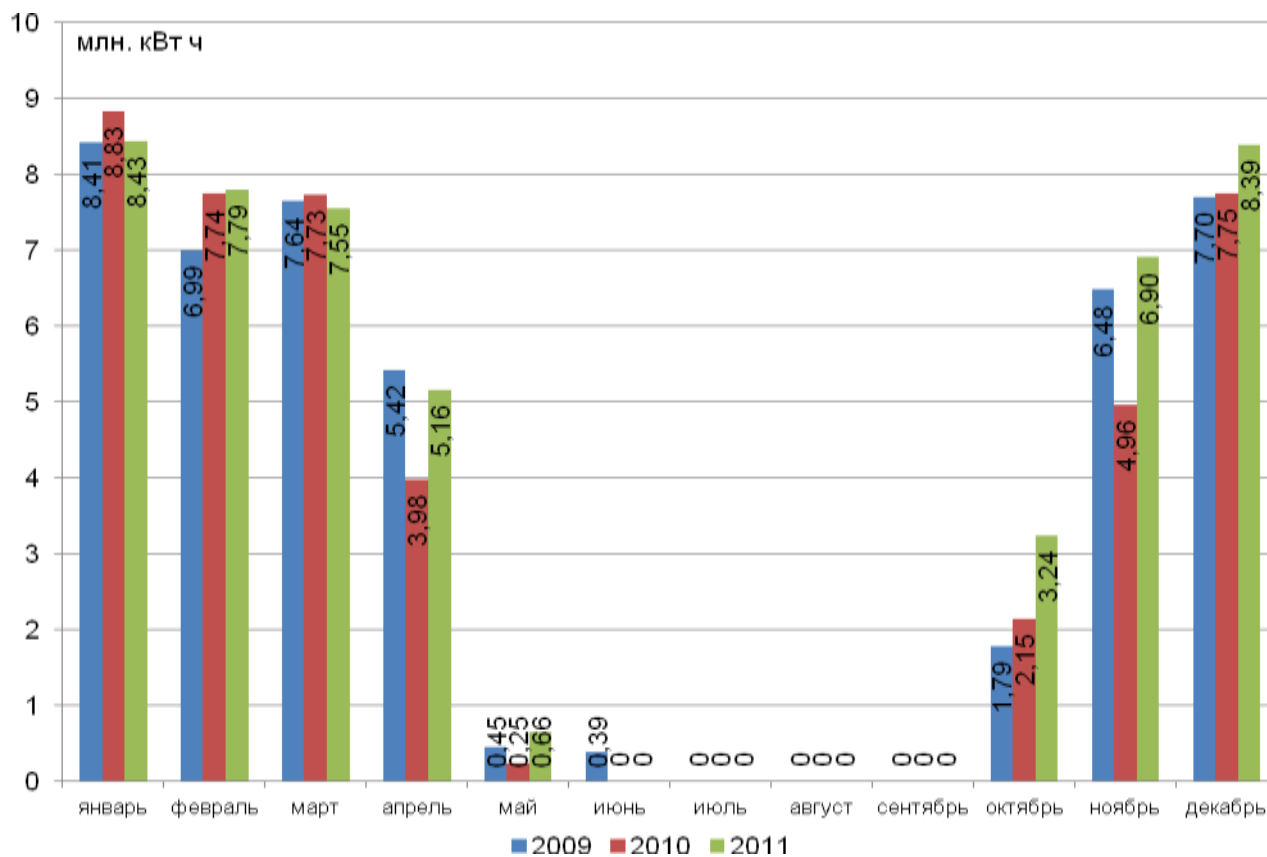


Рис. 2.7. Отпуск электрической энергии от Пензенской ТЭЦ-2 по месяцам 2009-2011 гг.

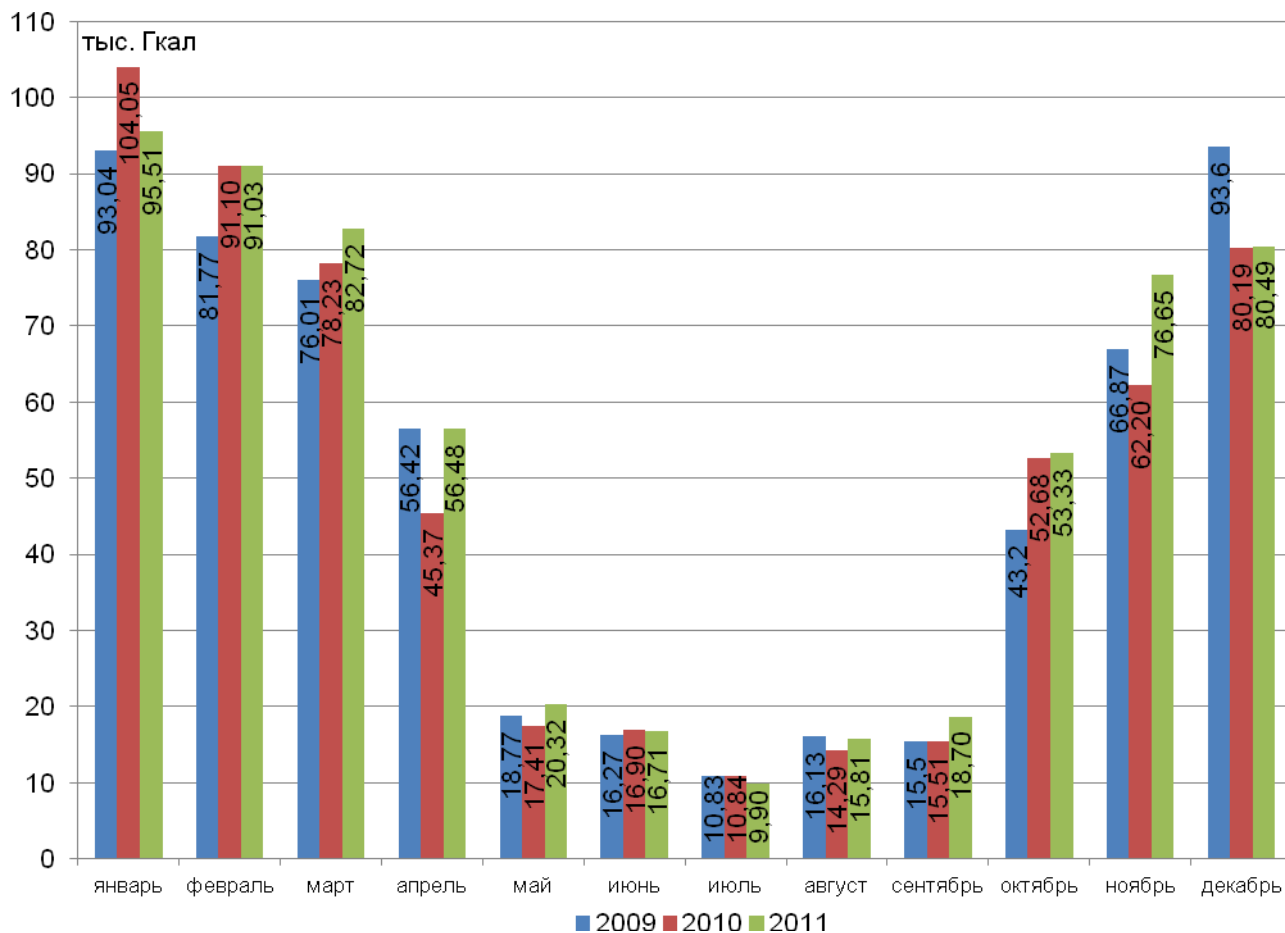


Рис. 2.8. Отпуск тепловой энергии от Пензенской ТЭЦ-2 по месяцам 2009-2011 гг.

2.8.2. Особенности загрузки оборудования Пензенской ТЭЦ-2 в период зимнего максимума потребления тепловой энергии и летнего минимума потребления тепловой энергии

В отопительный период в работе находятся все 3 энергетических котла и 2 турбоагрегата.

В неотапительный период в работе находятся 1 или 2 котлоагрегата (преимущественно ЦКТИ-75-39 ст. 1, 2), оба турбоагрегата отключены. Отпуск тепла осуществляется через РОУ.

Пиковые водогрейные котлы эксплуатируются только в отопительном периоде. Как правило, задействуется один водогрейный котёл ст. № 2.

2.8.3. Средневзвешенное число часов использования установленной электрической и тепловой мощности отборов теплофикационных турбоагрегатов Пензенской ТЭЦ-2

Сведения по среднегодовой загрузке электрической и тепловой мощности турбоагрегатов приведены в таблице 2.10.

Таблица 2.10

Показатели	т/а ст. № 1	т/а ст. № 2	По станции
	Р-8-35/10	Р-8-35/10	
2009			
Выработка электрической энергии, тыс. кВт·ч	20791	42695	63486
по теплофикационному циклу, тыс. кВт·ч	20791	42695	63486
по теплофикационному циклу, %	100	100	100
по конденсационному циклу, тыс. кВт·ч	0	0	0
Отпуск тепловой энергии из регулируемых отборов, Гкал	182336	310416	492752
Число часов в работе	5991	4270	
резерве	0	0	
ремонте	0	0	
2010			
Выработка электрической энергии, тыс. кВт·ч	20213	41726	61939
по теплофикационному циклу, тыс. кВт·ч	20213	41726	61939
по теплофикационному циклу, %	100	100	100
по конденсационному циклу, тыс. кВт·ч	0	0	0
Отпуск тепловой энергии из регулируемых отборов, Гкал	154854	312794	467648
Число часов в работе	4346	4842	
резерве	0	0	
ремонте	0	0	
2011			
Выработка электрической энергии, тыс. кВт·ч	18986	48792	67778
по теплофикационному циклу, тыс. кВт·ч	18986	48792	67778
по теплофикационному циклу, %	100	100	100
по конденсационному циклу, тыс. кВт·ч	0	0	0
Отпуск тепловой энергии из регулируемых отборов, Гкал	146312	342613	488925
Число часов в работе	4311	5424	
резерве	0	0	
ремонте	0	0	

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

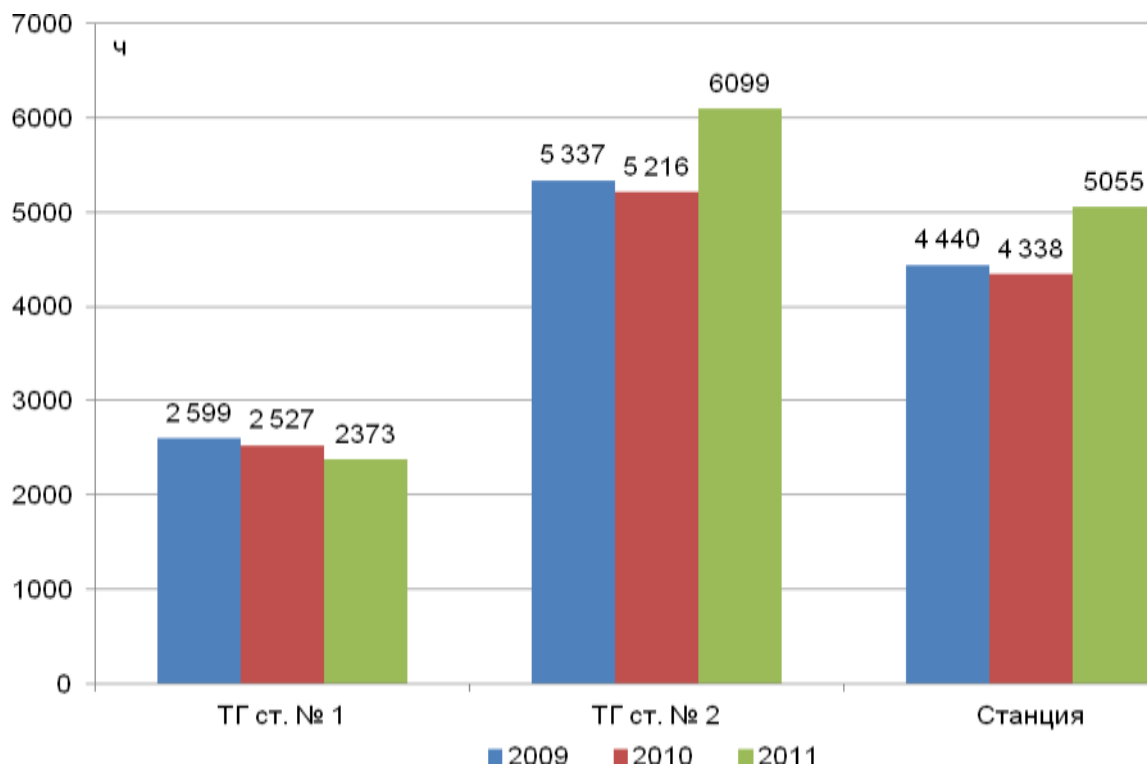


Рис. 2.9. Средневзвешенное время использования установленной электрической мощности турбоагрегатов в 2009 – 2011 гг.

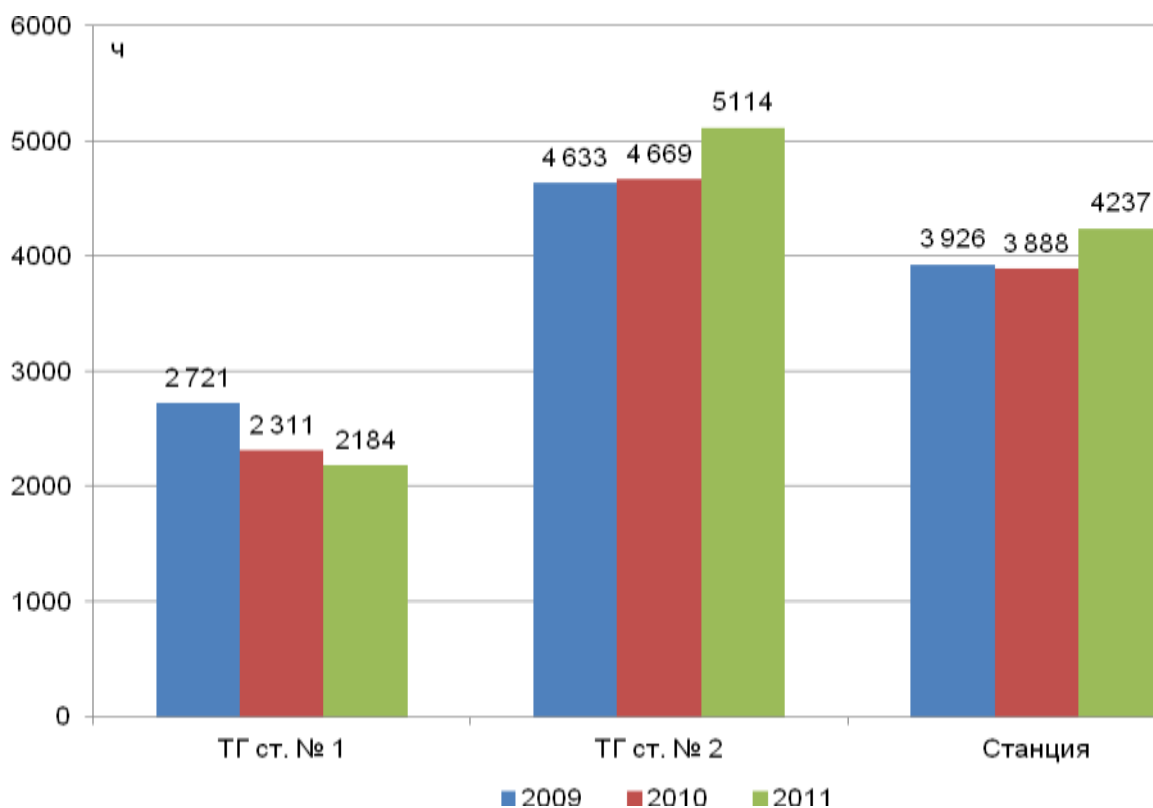


Рис. 2.10. Средневзвешенное время использования установленной тепловой мощности турбоагрегатов в 2009 – 2011 гг.

2.8.4. Средневзвешенное число часов использования установленной тепловой мощности пиковых водогрейных котлов Пензенской ТЭЦ-2

Сведения по среднегодовой загрузке пиковых водогрейных котлов приведены в таблице 2.11.

Таблица 2.11

Показатели	ПВК ст. № 1	ПВК ст. № 2	По станции
	ПТВМ-100	ПТВМ-100	
2009			
Отпуск тепловой энергии из регулируемых отборов, Гкал	0	44303	44303
Число часов в работе	0	1405	
2010			
Отпуск тепловой энергии из регулируемых отборов, Гкал	2280	45197	47477
Число часов в работе	95	1310	
2011			
Отпуск тепловой энергии из регулируемых отборов, Гкал	0	55595	55595
Число часов в работе	0	1994	

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

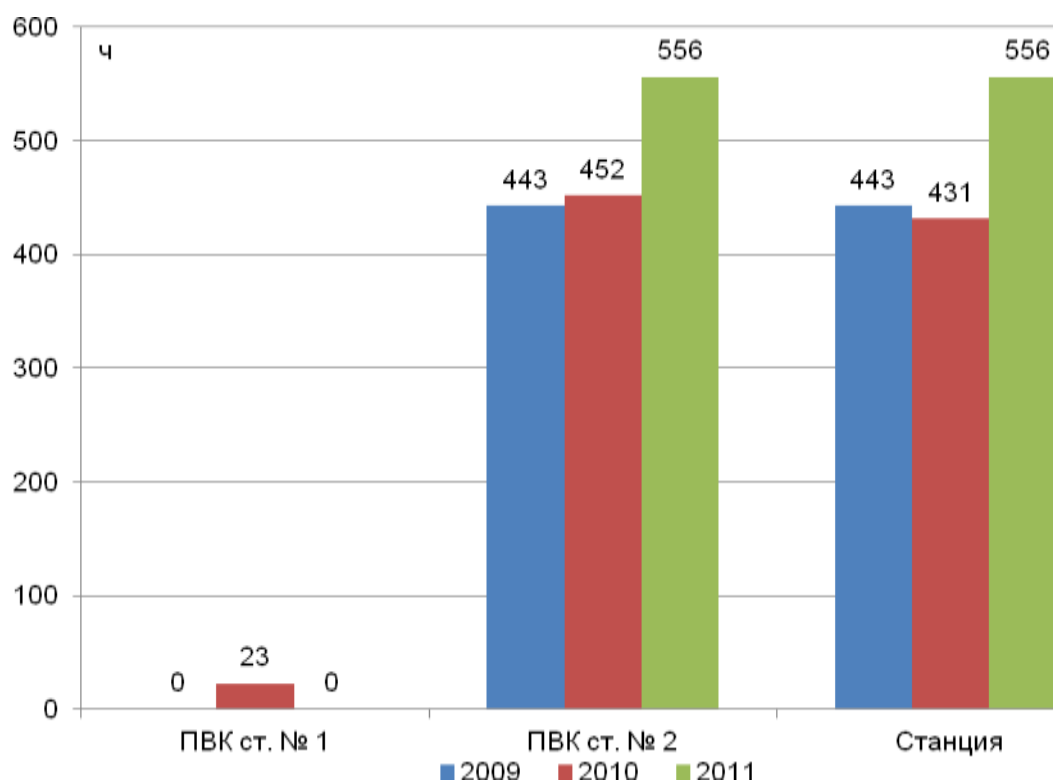


Рис. 2.11. Средневзвешенное время использования установленной тепловой мощности пиковых водогрейных котлов в 2009 – 2011 гг.

Из анализа рис. 2.11 следует, что из двух водогрейных котлов используется только ПВК ст. № 2. Водогрейный котёл ст. № 1 практически не эксплуатируется.

2.9 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Отпуск тепловой энергии с сетевой водой от Пензенской ТЭЦ-2 производится по трём направлениям:

- тепломагистраль № 21;
- тепломагистраль № 22;
- тепломагистраль № 23.

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.

Перечень приборов коммерческого учета, применяемых на Пензенской ТЭЦ-2, представлен в таблице 2.12.

Таблица 2.12

№ п/п	Узел учета теплоносителя	Диаметр трубопровода	Первичный измерительный преобразователь			Вторичный измерительный преобразователь			
			Расход	Давление	Температура	Расход	Давление	Температура	
Сетевая вода									
1	Прямая сетевая вода на ул. Баумана	500	Диафрагма ДКС 10-500		ТСП 50П «Элемер»	Тепловычислитель СПТ 961М			
			Метран 100 Д; Метран 100 Д	Метран 100 Д					
2	Обратная сетевая вода на ул. Баумана	500	Диафрагма ДКС 10-500		ТСП 50П «Элемер»				
			Метран 100 Д; Метран 100 Д	Сапфир 22М					
3	Прямая сетевая вода на ул. Калинина	800	Диафрагма ДКС 16-800		ТСП 50П «Элемер»				
			Метран 100 Д; Метран 100 Д	Метран 100 Д					
4	Обратная сетевая вода на ул. Калинина	800	Диафрагма ДКС 10-800		ТСП 50П «Элемер»				
			Метран 100 Д; Метран 100 Д	Сапфир 22М					
5	Прямая сетевая вода на завод «Пензадизельмаш»	500	Диафрагма ДКС 8-500		ТСП 50П «Элемер»	Тепловычислитель СПТ 961М			
			Метран 100 Д; Метран 100 Д	Метран 100 Д					
6	Обратная сетевая вода на завод «Пензадизельмаш»	500	Диафрагма ДКС 8-500		ТСП 50П «Элемер»				
			Метран 100 Д; Сапфир 22М	Сапфир 22М					
Промышленный пар									
1	Пар на завод «ТЭМ»	200	Диафрагма ДКС 6-600		ТСП 50П «Элемер»		Тепловычислитель СПТ 961М		
			Метран 100 Д; Метран 100 Д	Метран 100 Д					
2	Пар на завод «Пензадизельмаш»	300	Диафрагма ДКС 6-300		ТСП 50П «Элемер»				
			Метран 100 Д; Метран 100 Д	Метран 100 Д					
3	Пар на ТП «Кондитер»	300	Диафрагма ДКС 6-300		ТСП 50П «Элемер»				
			Метран 100 Д; Метран 100 Д	Метран 100 Д					

2.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования ТЭЦ-2

Статистика отказов и восстановлений основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ-2 за 2009 – 2011 гг. представлена в таблице 2.13.

Таблица 2.13

Дата	Краткое описание, причины	Недоотпуск, кВт ч/Гкал	Ущерб, тыс.руб
18.02.11 19-25	Отключение энергетического котла №2 (ЦКТИ-75-39Ф) действием защиты по понижению давления воздуха перед горелками из-за повреждения дутьевого вентилятора в районе подшипника №4. Причиной повреждения вала дутьевого вентилятора явилась усталостная трещина в зоне концентратора напряжений - технологической проточки вала.	0/0	226,116

2.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации Пензенской ТЭЦ-2

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации основного оборудования пензенской ТЭЦ-2 отсутствуют.

2.12. Парковый ресурс теплофикационных турбоагрегатов Пензенской ТЭЦ-2

2.12.1. Парковый ресурс теплофикационных турбоагрегатов Пензенской ТЭЦ-2

Парковый ресурс по каждому турбоагрегату теплофикационных турбоагрегатов Пензенской ТЭЦ-2 приведен в таблице 2.14.

Таблица 2.14

Тип (марка) турбины	Год ввода	Парковый ресурс, лет	Наработка сначала эксплуатации на конец года, ч	Год достижения паркового ресурса
P-8-35/10	1995	45	73 995	2 040
P-8-35/10	1984	45	164 431	2 029

Средневзвешенный парковый ресурс теплофикационных турбоагрегатов Пензенской ТЭЦ-2 составляет 45 лет.

2.13. Срок службы паровых и водогрейных котлоагрегатов Пензенской ТЭЦ-2

2.13.1. Средневзвешенный срок службы паровых и водогрейных котлоагрегатов Пензенской ТЭЦ-2

Сведения о наработке, сроке службы паровых и водогрейных котлоагрегатов приведены в таблице 2.15.

Таблица 2.15

Ст. №	Тип (марка) котла	Год ввода	Наработка с начала эксплуатации, ч	Нормативный парковый ресурс, ч	Год достижения индивидуального ресурса с учетом продления
Паровые котлы					
1	ЦКТИ-75-39	1956	294 594	210 240	2 013
2	ЦКТИ-75-39	1956	265 687	210 240	2 013
3	БКЗ-75-39	1967	218 025	210 240	2 012

Ст. №	Тип (марка) котла	Год ввода	Наработка с начала эксплуатации, ч	Нормативный парковый ресурс, ч	Год достижения индивидуального ресурса с учетом продления
Водогрейные котлы					
1	ПТВМ-100	1975	82 381	140 160	2 014
2	ПТВМ-100	1983	37 575	140 160	2 012

Средневзвешенный срок службы энергетических котлов Пензенской ТЭЦ-2 составляет 53 года, водогрейных котлов - 34 года.

2.13.2. Средневзвешенный продлённый срок службы паровых и водогрейных котлоагрегатов Пензенской ТЭЦ-2

На основании проведенных обследований экспертными организациями парковый ресурс всех котлоагрегатов был продлён. Даты продления ресурса котлов, назначенный индивидуальный ресурс каждого котла, а также год достижения индивидуального ресурса представлены в таблице 2.16.

Таблица 2.16

Ст. №	Тип (марка) котла	Дата продления паркового ресурса	Назначенный индивидуальный ресурс, тыс. ч	Год достижения индивидуального ресурса с учетом продления
Паровые котлы				
1	ЦКТИ-75-39	12.05.2009	4	2 013
2	ЦКТИ-75-39	17.07.2009	4	2 013
3	БКЗ-75-39	13.10.2009	3	2 012
Водогрейные котлы				
1	ПТВМ-100	01.11.2010	4	2 014
2	ПТВМ-100	01.10.2008	4	2 012

Средневзвешенный продлённый срок службы паровых котлоагрегатов Пензенской ТЭЦ-2 составляет 54 года. Средневзвешенный продлённый срок службы водогрейных котлоагрегатов Пензенской ТЭЦ-2 составляет 36 лет.

2.14. Средневзвешенное значение УРУТ на отпуск электроэнергии и тепловой энергии Пензенской ТЭЦ-2

Значения удельных расходов топлива на отпуск электрической и тепловой энергии, рассчитанных по пропорциональному (2009) и физическому (2010, 2011) методам, представлены в таблице 2.17.

Таблица 2.17

Наименование показателя	2009	2010	2011
Удельный расход топлива на отпуск электрической энергии, г.у.т./кВт·ч	376,6	248,51	245,41
в отопительный период	н/д	246,50	241,76
неотопительный период	н/д	596,77	523,52
Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии, кг.у.т./Гкал	153,79	166,32	165,20
в отопительный период	н/д	164,40	162,66
неотопительный период	н/д	183,43	187,74

2.15. Среднегодовой коэффициент теплофикации Пензенской ТЭЦ-2

Значения коэффициентов теплофикации Пензенской ТЭЦ-2 за 2009 – 2011 гг. представлены в таблице 2.18 и на рис. 2.12.

Таблица 2.18

Наименование показателя	2009	2010	2011
Коэффициент теплофикации	0,910	0,904	0,892

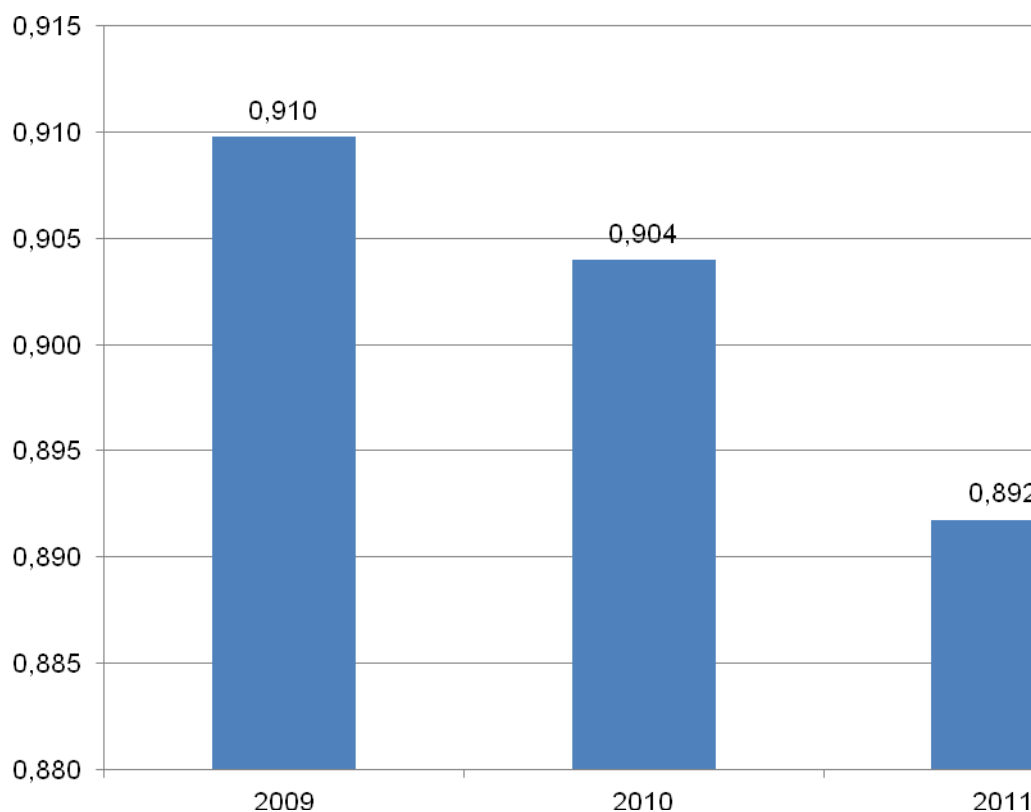


Рис. 2.12. Среднегодовые коэффициенты теплофикации Пензенской ТЭЦ-2

Из анализа данных, представленных в таблице 2.18 и на рис. 2.12 следует, что коэффициент теплофикации Пензенской ТЭЦ-2 неуклонно снижается. Это означает, что доля нагрева сетевой воды в ПВК с каждым годом увеличивается, а доля нагрева сетевой воды за счёт тепла отработавшего в турбинах пара снижается.

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

3.1. Описание структуры тепловых сетей от Пензенской ТЭЦ-2, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов или до ввода в жилой квартал или промышленный объект

Общая структура тепловых сетей системы теплоснабжения от Пензенской ТЭЦ-2 с суммарной характеристикой 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	30529,4	8019
Квартальные сети	0,0	0,0
Всего	30529,4	8019

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

3.2. Электронные карты (схемы) тепловых сетей в зоне действия Пензенской ТЭЦ-2

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

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

3.3. Параметры тепловых сетей, тип изоляции, тип прокладки, материальная характеристика трубопроводов системы теплоснабжения от Пензенской ТЭЦ-2

Параметры тепловых сетей, тип изоляции, тип прокладки, материальная характеристика трубопроводов системы теплоснабжения от Пензенской ТЭЦ-2 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
ТЭЦ-2 - ОП 118	0,72	577	Маты минераловатные	Надземная	1995	451,52	830,88
ОП 118 - тк 2102	0,72	143	Маты минераловатные	Надземная	1995	111,9	205,92
тк 2102 - тк 2104	0,53	140	Маты минераловатные	Канальная	1984	54,96	148,4
тк 2104 - тк 2110	0,426	850	Маты минераловатные	Канальная	1984	228,72	724,2
тк 2110 - тк 2115	0,325	720	Маты минераловатные	Канальная	1984	107,94	468
тк 2103 - тк 210310/0	0,325	320	Маты минераловатные	Канальная	1968	47,96	208
тк 2103 - тк 210310/0	0,273	80	Маты минераловатные	Канальная	1968	8,42	43,68
тк 2115 - ЦТП ТЭМ	0,273	350	Маты минераловатные	Канальная	1973	36,86	191,1
тк 2118 - тк 2120	0,273	194	Маты минераловатные	Канальная	1960	20,44	105,92
тк 2219 - тк 2219А (пер.ул.Богданова)	0,273	620	Маты минераловатные	Канальная	1984	65,3	338,52
тк 2219 - тк 2219А (пер.ул.Богданова)	0,325	200	Маты минераловатные	Канальная	1984	29,98	130
тк 2219А18/0 - тк 2219А18/1 (ф-ка 8 Марта)	0,325	90	Маты минераловатные	Канальная	1984	13,5	58,5
ТЭЦ-2 - тк2001 площад	0,53	220	Маты минераловатные	Надземная	1968	86,36	233,2
тк-2001 - тк2002 площад	0,53	75	Маты минераловатные	Надземная	1968	29,44	79,5
тк-2002 - тк2003 площад	0,63	30	Маты минераловатные	Надземная	1968	17,88	37,8
тк-2003 - тк2004 площад	0,82	112,5	Маты минераловатные	Надземная	1968	114,18	184,5
тк-2004 - тк2005 площад	0,82	100	Маты минераловатные	Надземная	1968	101,48	164
оттк1837дотк2219А до НС-2	0,53	1000	Маты минераловатные	Канальная	1981	392,5	1060
от тк2518 до теплопункта по ул.Кривозерье,28	0,53	372	Маты минераловатные	Канальная	1988	146,02	394,32
От тк2103 до тк2103/10	0,325	335	Маты минераловатные	Канальная	1990	50,22	217,76
От тк2219А 20/0 дотк2114 ул. Красная Горка	0,273	184,4	Маты минераловатные	Канальная	1986	19,42	100,68
от тк2201 4/0 до теплопункта СУ ОПС	0,133	800	Маты минераловатные	Надземная	1986	19,62	212,8

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
от тк2219А 20/0 до ЦТП№201	0,159	24,5	Маты минераловатные	Канальная	1986	0,86	7,8
от тк2219А до пол-ки им. Семашко	0,159	390	Маты минераловатные	Канальная	1988	13,78	124,02
ул.Куйбышева от тк2222 3/0 до ЦТП №223	0,219	195	Маты минераловатные	Канальная	1985	13,12	85,42
оттк2103 10/0доЦТП№203 ул.Краснова,45	0,325	264	Маты минераловатные	Канальная	1983	39,58	171,6
оттк2103 10/0доЦТП№203 ул.Краснова,45	0,273	208	Маты минераловатные	Канальная	1983	21,9	113,56
оттк2103 10/0доЦТП№203 ул.Краснова,45	0,219	138	Маты минераловатные	Канальная	1983	9,28	60,44
от тк2223 10/0 до ЦТП№225 ул.Свердл. пр.	0,219	376	Маты минераловатные	Канальная	1982	25,3	164,68
от тк2517 до ЦТП№212 по ул.Бурмистрова	0,108	183	Маты минераловатные	Надземная	1989	2,88	39,52
от тк2517 до ЦТП№212 по ул.Бурмистрова	0,108	186	Маты минераловатные	Канальная	1989	2,92	40,18
от тк2218 до ЦТП№221 по ул.Гоголя	0,219	88	Маты минераловатные	Канальная	1971	5,92	38,54
ТЭЦ-2 - ОП 205	0,63	61	Маты минераловатные	Надземная	1991	36,34	76,86
ОП 205 - ОП 210	0,53	43	Маты минераловатные	Надземная	1991	16,88	45,58
тк 2201 - ЦТП Код.ф-ка	0,325	550	Маты минераловатные	Надземная	1985	82,44	357,5
ОП 210 - тк 2201	0,63	597	Маты минераловатные	Надземная	1985	355,66	752,22
ОП 210 - тк 2201	0,53	597	Маты минераловатные	Надземная	1985	234,32	632,82
тк 2201 - тк 2215	0,72	1250	Маты минераловатные	Надземная	1985	978,18	1800
тк 2215 - тк 2216	0,53	122	Маты минераловатные	Надземная	1985	47,88	129,32
тк 2215 - тк 2216	0,53	758	Маты минераловатные	Бесканальная	2003	297,52	803,48
тк 2216 - тк 2219	0,53	468	Маты минераловатные	Канальная	1981	183,7	496,08
тк 2219 - тк 2221	0,426	500	Маты минераловатные	Канальная	1968	134,54	426
тк 2219 - НС-2	0,426	150	ППУ	Канальная	1972	40,36	127,8

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 2221 - тк 2229	0,426	730	Маты минераловатные	Канальная	1976	196,44	621,96
тк 2229 - тк 2238	0,426	750	Маты минераловатные	Канальная	1984	201,82	639
тк 2238 - тк 2243	0,377	350	Маты минераловатные	Канальная	1984	70,82	263,9
ул.Красная - ЦТП ул.Красная,64	0,273	218	Маты минераловатные	Канальная	1986	22,96	119,02
ул.Красная - ЦТП ул.Красная,64	0,219	300	Маты минераловатные	Канальная	1986	20,18	131,4
т/т ул.К.Маркса - ул.Богданова	0,53	700	Маты минераловатные	Канальная	1984	274,76	742
тк 2221 1/0 - тк 2221 15/0	0,325	613	Маты минераловатные	Канальная	1986	91,9	398,46
тк 2221 15/0 - ЦТП 228	0,219	250	ППУ	Канальная	1986	16,82	109,5
тк 2223 - тк 2223 18/0	0,219	550	Маты минераловатные	Канальная	1968	37	240,9
тк 2221 - тк 2221 1/0	0,273	313	Маты минераловатные	Канальная	1968	32,96	170,9
тк 2221 1/0 - тк 2221 9/0	0,325	300	Маты минераловатные	Канальная	1968	44,98	195
тк 2229 - тк 2229 3/0	0,273	96	Маты минераловатные	Канальная	1984	10,12	52,42
тк 2219А - тк 1843	0,53	96	Маты минераловатные	Канальная	1984	37,68	101,76
тк 2201 6/0 - ЦТП ТОО Кон- дистер	0,325	386	Маты минераловатные	Канальная	1984	57,86	250,9
тк 2223 - тк кв.32	0,219	555	Маты минераловатные	Канальная	1982	37,34	243,1
тк 2223 3/0 - ЦТП 223	0,219	250	Маты минераловатные	Канальная	1991	16,82	109,5
тк 2501 - тк 2510	0,53	760	Маты минераловатные	Канальная	1989	298,3	805,6
тк 2501 - тк 2510	0,53	400	Маты минераловатные	Надземная	1989	157	424
тк 2510 - тк 2518	0,219	200	Маты минераловатные	Канальная	1988	13,46	87,6
тк 2518 - тк 2523	0,377	500	Маты минераловатные	Канальная	1988	101,18	377
тк 2508А - ЦТП 215	0,219	200	Маты минераловатные	Канальная	1986	13,46	87,6
тк 2518 - Водоканал	0,219	40	Маты минераловатные	Канальная	1986	2,7	17,52
тк 2506 - тк 2508А	0,53	580	ППУ	Надземная	1986	227,66	614,8
ТЭЦ-2 - ЦТП ПДЗ	0,53	315	ППУ	Надземная	1984	123,64	333,9
тк 2410 - тк 2416	0,426	900	Маты минераловатные	Канальная	1982	242,18	766,8

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 2102 - ТК 2410	0,426	736	Маты минераловатные	Канальная	1979	198,06	627,08
ТК 2102 - ТК 2410	0,53	380	Маты минераловатные	Канальная	1979	149,16	402,8
ТК 2410 - ЦТП 206 (40)	0,325	650	Маты минераловатные	Канальная	1986	97,44	422,5
НС-5 - ЦТП 208	0,219	300	Маты минераловатные	Канальная	1986	20,18	131,4
ТК 2419 12/0 - ТК 2419 14/0	0,219	350	Маты минераловатные	Надземная	1986	23,54	153,3
ТК 2419 14/0 - ЦТП 208	0,219	55	Маты минераловатные	Канальная	1986	3,7	24,1
ТК2422 - ТК 2424	0,219	280	Маты минераловатные	Канальная	1986	18,84	122,64
ЦТП 206 - ЦТП 209	0,219	300	Маты минераловатные	Канальная	1986	20,18	131,4
ТК 2414А - НС-5	0,53	120	Маты минераловатные	Канальная	1986	47,1	127,2
ТК 2414А - НС-5	0,53	120	Маты минераловатные	Канальная	1986	47,1	127,2
ТК 2416 - ТК 2419	0,426	450	Маты минераловатные	Канальная	1986	121,1	383,4
ТК 2418 - ЦТП 207	0,219	800	Маты минераловатные	Канальная	1986	53,82	350,4
НС-5 - ЦТП 211	0,219	92	Маты минераловатные	Надземная	1993	6,18	40,3
НС-5 - ЦТП 211	0,219	58	Маты минераловатные	Бесканальная	2003	3,9	25,4
ТК 2416 - ЦТП 204	0,273	175	Маты минераловатные	Канальная	1982	18,44	95,56
ТК 2418 - ЦТП 205	0,426	450	Маты минераловатные	Канальная	1982	121,1	383,4
ТК 2418 - ЦТП 205	0,273	200	Маты минераловатные	Канальная	1982	21,06	109,2
Итого				Подземная	-	4794	18802,6
				Надземная	-	3225	5390,3
				Всего	-	8019	24192,9

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

В системе теплоснабжения от ТЭЦ-2 применяется преимущественно стальная арматура. Количество и условный диаметр арматуры, используемой в тепловых сетях системы теплоснабжения от ТЭЦ-2 представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3

Условный диаметр Ду, мм	Количество, шт.
600	3
500	14
400	26
300	21
250	79
200	18
150	60
100	106
80	14
50	108
30	6
25	48
Всего	528

3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов

Тепловые камеры в системе теплоснабжения от Пензенской ТЭЦ-2 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 Пензенской ТЭЦ-2 принято качественное регулирование отпуска тепловой энергии в сетевой воде потребителям. Утвержденный температурный график 150/70 °С со срезкой на 110 °С при температуре наружного воздуха -15 °С. Расчетная температура наружного воздуха -29 °С. Температурный график приведен на рис. 3.1.

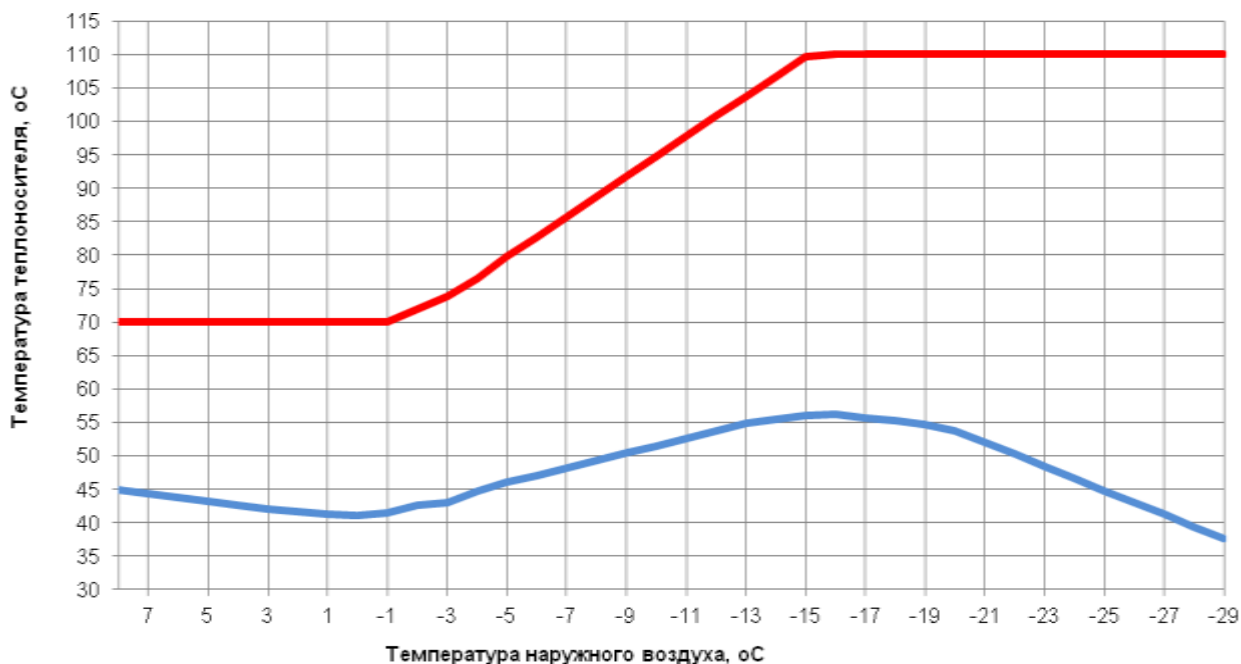


Рис. 3.1. Температурный график теплосети Пензенской ТЭЦ-2

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. По результатам анализа фактических температурных режимов отпуска тепла в тепловые сети от Пензенской ТЭЦ-2 за отопительный период 2009-2011 гг. можно сделать следующие выводы:

- требования температурного графика по температуре сетевой воды в подающем трубопроводе в основном соблюдаются в диапазоне температур наружного воздуха от +10 до +2 °C;
- в диапазоне температур наружного воздуха от +2 до -8 °C температура сетевой воды в подающем трубопроводе превышает требования температурного графика на 10 – 20 °C;
- имеет место превышение фактических температур сетевой воды в обратном трубопроводе над значениями по утвержденному графику в широком диапазоне температур наружного воздуха от +10 до -8 °C.

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

Таким образом, имеются существенные отклонения фактического режима отпуска тепла от утвержденного в системе теплоснабжения от Пензенской ТЭЦ-2.

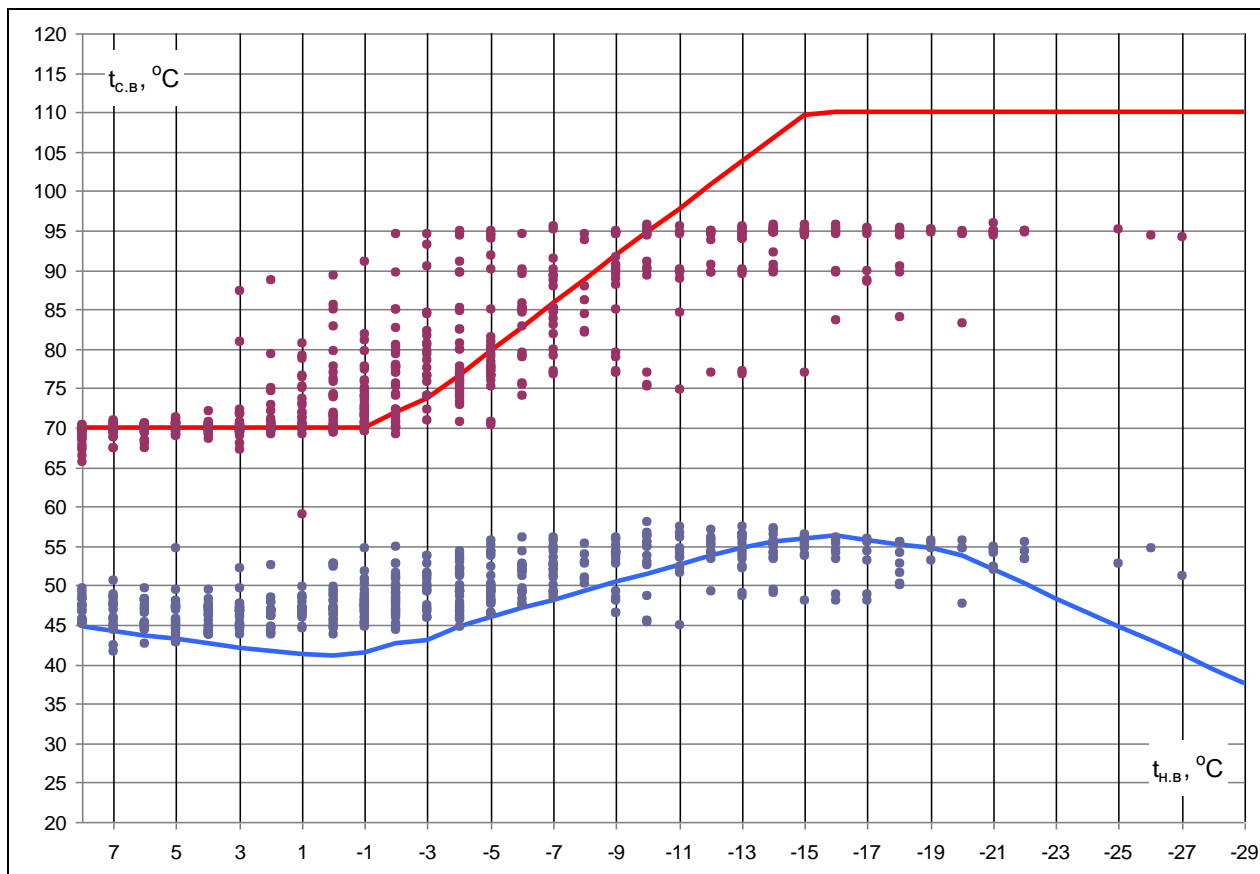


Рис. 3.2. Утвержденный температурный график качественного регулирования отпуска тепловой энергии с сетевой водой от Пензенской ТЭЦ-2 (сплошные линии) и данные учета ТЭЦ по температуре сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах (точки)

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 коллекторов сетевой воды от Пензенской ТЭЦ-2, представлены на рис. 3.3 - 3.5.

РЕЖИМНАЯ КАРТА ВОДЯНЫХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ 2-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 трубопроводах тепловой сети по манометрам:					
- на коллекторах ТЭЦ-2	5,5 ати	+/- 0,2 ати	ручной	задвижками на нагнетании подпиточных насосов ТЭЦ-2	из-за отсутствия регулятора подпитки при статическом режиме необходим период на ручное регулирование Рот и перенастройка регулятора подпитки
- насосной станции №2	2,9 ати	+/- 0,2 ати	не регулируется		
- насосной станции №5	2,7 ати	+/- 0,2 ати	не регулируется		
второй зоны: - насосной станции №2	6,2 ати	+/- 0,2 ати	автоматический	регулятором давления на линии нагнетания подпиточных насосов НС2	подпиточные насосы включаются в работу при остановке сетевых насосов на ТЭЦ-2 и автоматическом делении сетей на зоны
- РПС2224	2,5 ати	+/- 0,2 ати	не регулируется		
- РПС2221	1,4 ати	+/- 0,2 ати	не регулируется		
третьей зоны: -РПС2224	6,2 ати	+/- 0,2 ати	автоматический		деление сетей на зоны осуществляется регуляторами подпора-расоски (РК1 с РД3а) на насосных станциях №2 и №5 и в РПС 2221, 2224
четвертой зоны: РПС2221	4,1 ати	+/- 0,2 ати	автоматический		
пятой зоны: - насосной станции №5	5,5 ати	+/- 0,2 ати	автоматический	регулятором давления на линии нагнетания подпиточных насосов НС5	
ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ					
Давление сетевой воды в коллекторах ТЭЦ-2 (Hвод=140.0м):					
- выходы ТМ 21, 22, 23					Расчетные расходы сетевой воды в т/час: вывод 1 Gпод.обр =1991 вывод 2 Gпод.обр =1777 вывод 3 Gпод.обр =501 суммарный Gпод.обр =4259
подающий трубопровод	11,0 ати	+/- 0,5 ати	ручной	задвижками на нагнетании сетевых насосов ТЭЦ-2	
обратный трубопровод	2,5 ати	+/- 0,2 ати	автоматический	регулятором подпитки ТЭЦ-	
Давление сетевой воды в трубопроводах насосных станций (по ходу теплоносителя):					
- НСП2 (Hвод=165,7м): подающий трубопровод на входе Р1н.з на выходе Р1в.з обратный трубопровод: до клапана Р2в.з после клапана Р2н.з	5,9 ати 14,5 ати 4,4 ати 3,2 ати	- +/- 0,2 ати +/- 0,2 ати -	не регулируется автоматический автоматический не регулируется	РК1 с РД3а на подающем трубопроводе НС2	Расчетные расходы второй зоны (включая третью и четвертую): Q=69,5Гкал/ч, G=1003 т/ч Расчетное давление в подающем коллекторе до регулирующего клапана - 16,9 ати
- НСП5 (Hвод=168,0м): подающий трубопровод на входе Р1н.з на выходе Р1в.з обратный трубопровод: до клапана Р2в.з после клапана Р2н.з	6,4 ати 10,7 ати 3,6 ати 1,8 ати	- +/- 0,2 ати +/- 0,2 ати -	не регулируется автоматический автоматический не регулируется	РК1 с РД3а на подающем трубопроводе НС5	Расчетные расходы пятой зоны: Q= 54,41Гкал/ч, G= 689т/ч Расчетное давление в подающем коллекторе до регулирующего клапана - 16,9 ати
Давление сетевой воды в трубопроводах регулировочно-подпиточных станций (по ходу теплоносителя):					
- РПС 2221(Hвод=214,0м): подающий трубопровод Р1 обратный трубопровод: до клапана Р2в.з после клапана Р2н.з	8,6 ати 4,2 ати 1,0 ати	- +/- 0,2 ати -	не регулируется автоматический не регулируется	РК1 с РД3а на обратном трубопроводе РПС2221	Расчетные расходы третьей зоны: Q=9,2Гкал/ч, G=183 т/ч
- РПС2224(Hвод=202,7м): подающий трубопровод Р1 обратный трубопровод: до клапана Р2в.з после клапана Р2н.з	9,8 ати 5,2 ати 2,1 ати	- +/- 0,2 ати -	не регулируется автоматический не регулируется	РК1 с РД3а на обратном трубопроводе РПС2224	Расчетные расходы четвертой зоны: Q=27,7Гкал/ч, G=434т/ч
- ТК-2219 200 подающий трубопровод Р1 обратный трубопровод: до клапана подпора Р2в.з после клапана подпора	8,6 ати 4,0 ати 2,6 ати	- +/- 0,2 ати -	не регулируется автоматический не регулируется	РК1 с РД3а	
ТЕМПЕРАТУРНЫЙ РЕЖИМ					
Температура теплоносителя в подающих коллекторах ТЭЦ-2	согласно температурному графику центрального регулирования отопительной нагрузки со срезками температурного графика при $\Delta t_{\text{от}}=+1,3$ $t_{\text{пл}}=70$ °C; при $\Delta t_{\text{от}}=25$ $t_{\text{пл}}=140$ °C; расчетные при $\Delta t_{\text{от}}=29$ $t_{\text{пл}}=150$ °C; $t_2=70$ °C, $t_{\text{от}}=18$ °C	+/- 3% от заданной по вч.ср. за определенный период времени	ручной	количеством греющего пара в бойлерах, включением пиковых бойлеров	срезка максимальной температуры сетевой воды в подающем трубопроводе обусловлена проектированием сетей части промышленных предприятий на теплоноситель с расчетными температурами 140-70р.Ц
Температура теплоносителя в обратных коллекторах ТЭЦ-2	согласно температурному графику при $\Delta t_{\text{от}}=+1,3$ $t_{\text{пл}}=70$ °C; при $\Delta t_{\text{от}}=25$ $t_{\text{пл}}=140$ °C; расчетные при $\Delta t_{\text{от}}=29$ $t_{\text{пл}}=150$ °C; $t_2=70$ °C, $t_{\text{от}}=18$ °C	среднесуточная не более + 3% заданной графиком, срезки не ограничиваются	в основном автоматизированный	регуляторами температуры и напора (РК) на ЦТП, включением корректирующих насосов на ЦТП в переходный период, диммиром осветительных устройств у абонентов	зависит от режима теплопотребления, работы регуляторов на ЦТП, состояния поверхностей нагрева теплообменников, автоматизации caloriferных 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.4.8.36 и п.4.8.40) М. 2003					

Присоединенная нагрузка потребителей Qp=315 Гкал/ч, Gp=4259 т/ч (без учета собственных нужд ТЭЦ-2)
 Вместимость тепловых сетей и абонентских систем - 12892 м3, в т.ч. трубопроводов и оборудования ТЭЦ-2 - 465 м3
 Расчетный расход подпиточной воды (0,0025Vобщ+Gрег) - 87,9 т/ч (в т.ч. открытый водозабор 49,7 т/ч; на работу гидравлических регуляторов 5,9 т/ч)
 Проектируемость подпиточного устройства должна быть не менее (0,0075Vобщ) - 152,2 т/ч; Временная (аварийная) подпитка (0,020Vобщ) - 313,3 т/ч
 Система сетей - туликовская; магистральные сети разделены по подающему и обратному - К1837 (на магистрали между 1-м и 2-м районами) в К2115 и К2219в.
 При разделе сетей 1-го и 2-го районов в РПС1834 изменения вместимости и подпитки сетей 2-го района составляет соответственно + 204 м3 и + 0,51 т/ч

В случаях значительного отклонения фактического расхода от расчетной величины необходима корректировка параметров гидродинамического режима

Ведущий инженер группы режимов и наладки СЗТС

Е.А. Токилова

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

Наименование параметра	Режимы			
	1	2	3	4
Параметры сетевой воды на РПС, НС, РС				
НС-5				
Расход сетевой воды, т/ч	270	270	270	270
Давление сетевой воды, ати:				
- в подающем трубопроводе	9.6	11.0	10.7	6.2
- в обратном трубопроводе н.з./в.з.	2,3/6,6	2,5/8,0	2,5/7,7	2,2/3
- статическое верхней зоны	2.6	2.6	2.6	2.6
НС-2				
Расход сетевой воды, т/ч	166	-	166	-
Давление сетевой воды, ати:				
- в подающем трубопроводе	9.9	-	9.8	-
- в обратном трубопроводе н.з./в.з.	2,4/6,0	-	3,8/6,0	-
- статическое	6.0	-	6.0	-
РПС - в ТК-2224				
Расход сетевой воды, т/ч	101	101	101	-
Давление сетевой воды, ати:				
- в подающем трубопроводе	6.2	6.1	6.1	-
- в обратном трубопроводе н.з./в.з.	2,4/5,2	2,3/5,2	2,3/5,2	-
- статическое верхней зоны	4.7	4.7	4.7	-
РПС - в ТК-2221/9				
Расход сетевой воды, т/ч	31	31	31	-
Давление сетевой воды, ати:				
- в подающем трубопроводе	5.1	5.0	5.0	-
- в обратном трубопроводе н.з./в.з.	1,3/4,0	1,2/4,0	1,2/4,0	-
- статическое	3.6	3.6	3.6	-
РС в ТК-2219а 8/10				
Расход сетевой воды, т/ч	-	166	-	-
Давление сетевой воды, ати:				
- в подающем трубопроводе	9.8	9.8	10.1	6.3
- в обратном трубопроводе н.з./в.з.	2.4	4,1/6,0	3.5	2.4
- статическое нижней зоны	2.4	2.4	2.4	2.4

Ведущий инженер
группы режимов и наладки ОЭТС

Токмакова Е.А.

Рис. 3.5. Гидравлический режим тепловых сетей второго сетевого района на летний период 2011-2012гг (продолжение).

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

Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет на трубопроводах Пензенского филиала ОАО «ТГК-6» представлена в таблице 3.4 и на рис. 3.6.

Таблица 3.4

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

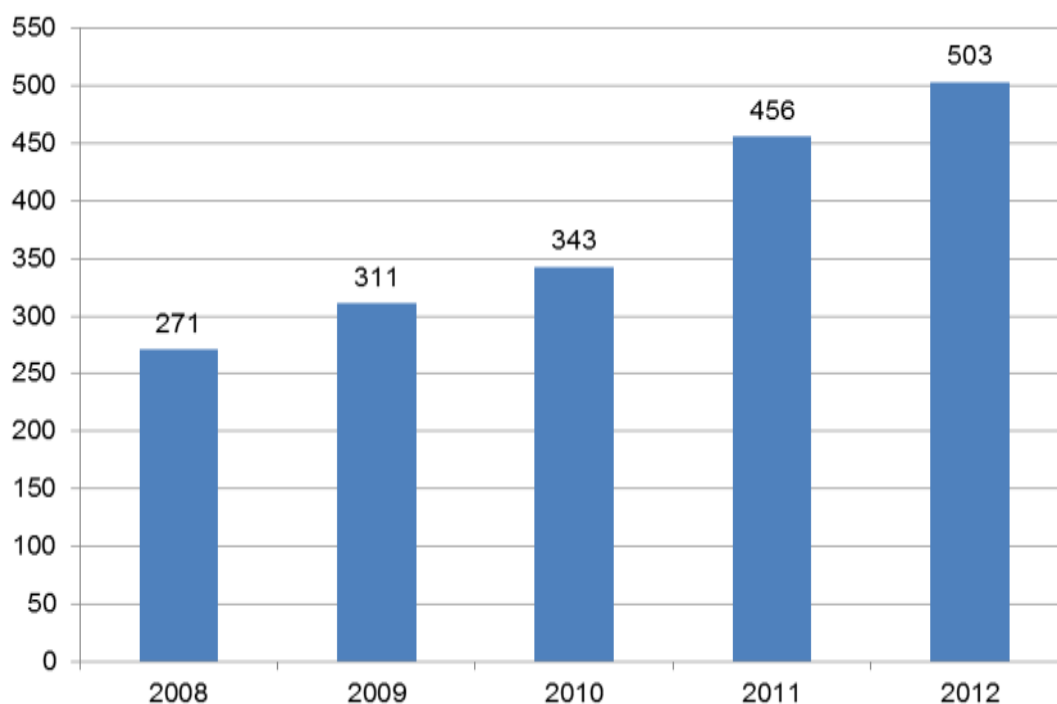


Рис. 3.6. Статистика отказов тепловых сетей по Пензенскому филиалу ОАО «ТГК-6» за 2008 – 2012 гг.

Статистика отказов тепловых сетей от Пензенской ТЭЦ-2 за 2011 г. по диаметрам трубопроводов представлена на рис. 3.7.

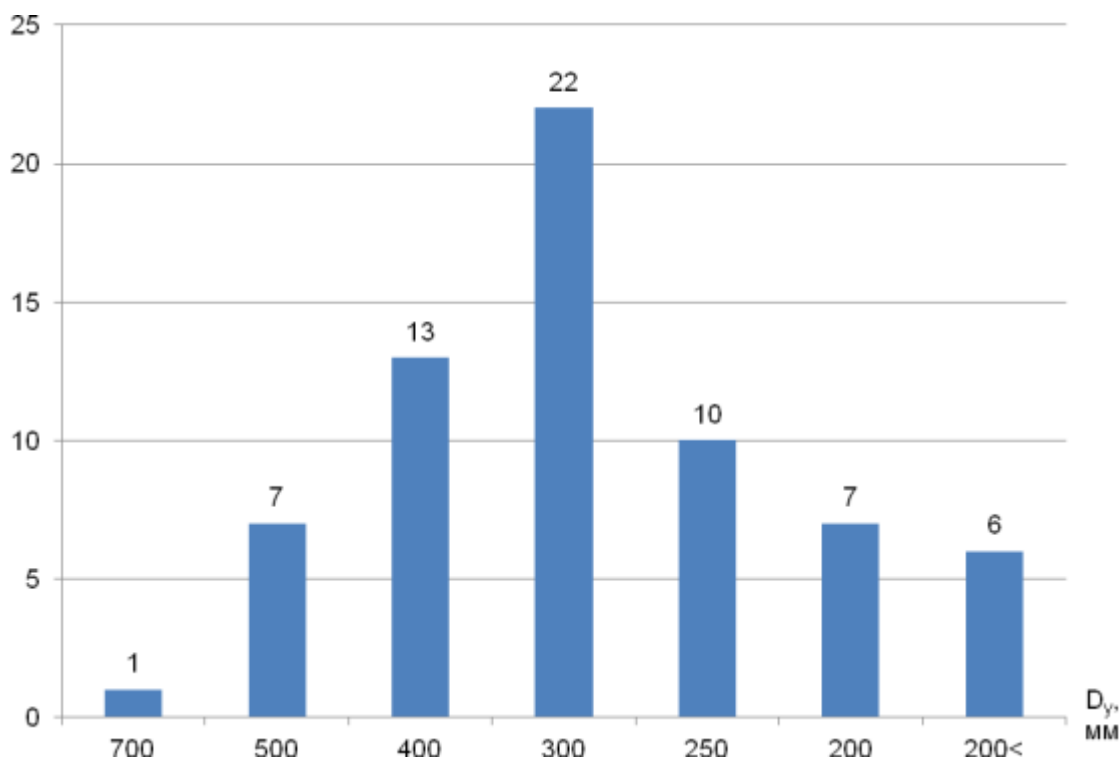


Рис. 3.7. Статистика отказов тепловых сетей Пензенской ТЭЦ-2 по диаметрам трубопроводов за 2011 г.

Из анализа рис. 3.6 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 Пензенской ТЭЦ-2 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 перекладок тепловых сетей.

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

В соответствии с требованиями ПТЭ, каждое предприятие, эксплуатирующее тепловые сети, обязано проводить необходимые регламентные испытания тепловых сетей, объем и периодичность которых определены в ПТЭ. Информация о соблюдении требований ПТЭ по выполнению необходимых испытаний теплосетей представлена в таблице 3.5.

Таблица 3.5

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	Отсутствуют

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

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, включаемые в расчет отпущенных тепловой энергии и теплоносителя, разрабатываются в соответствии с требованиями Инструкции по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, утвержденной приказом Минэнерго России от «30» декабря 2008 г. № 325. Нормативы технологических потерь утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации № 579 от 12 декабря 2011 г.

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

Таблица 3.6

Вид теплоносителя	Балансовая принадлежность тепловых сетей	Эксплуатирующая организация	Периодичность разработки нормативов	Дата проведения	Утвержденный норматив потерь тепловой энергии, Гкал	Утвержденных нормативов потерь теплоносителя (сетевая вода), м ³
Вода	Филиал ОАО «ТГК-6»	Филиал ОАО «ТГК-6»	Ежегодно	2012	327 743	1167912
Пар	Филиал ОАО «ТГК-6»	Филиал ОАО «ТГК-6»	Ежегодно	2012	355,7	80829

3.14. Оценка тепловых потерь в тепловых сетях

Оценка тепловых потерь в магистральных тепловых сетях в системе теплоснабжения от ТЭЦ-2 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	494494	513608	491005
Потери тепловой энергии, Гкал	66985,08	73025,72	88507,6
Доля потерь тепловой энергии, %	13,6	14,2	18,0

Расчёт среднегодовых тепловых потерь в сетях от ТЭЦ-2 и до конечного потребителя за 2011 г. приведён в таблице 3.8. В расчёте учитываются потери тепловой энергии в магистральных тепловых сетях ТЭЦ-2 (находятся на балансе Пензенского филиала ОАО «ТГК-6») и в квартальных тепловых сетях ТЭЦ-2 (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	73025,71	25093,7	98119,4	8400	11,7
пар	47975	-	47975	8400	5,7

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

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

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

Теплотребляющие установки потребителей тепловой энергии по отоплению присоединены к тепловым сетям по зависимой схеме, по ГВС – по открытой и закрытой схемам.

Схемы подключения подогревателей ГВС в процентах по нагрузке потребителей:

- | | |
|---------------------------|---------|
| 1. последовательная схема | 76,3 %; |
| 2. открытая | 6,2 %; |
| 3. смешенная схема | 17,5 %. |

Значения суммарной тепловой нагрузки, покрываемой Пензенской ТЭЦ-2, представлены в таблице 3.9.

Таблица 3.9

Источник теплоснабжения	Тепловая нагрузка, Гкал/ч				
	Отопление	Вентиляция	ГВС (среднед.)	Пар	Суммарная
Пензенская ТЭЦ-2	Договорная нагрузка				
	159,20	33,90	33,30	14,49	240,89
	Фактическая нагрузка				
	126,68	26,52	13,10	14,49	180,79

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 теплоснабжения	Балансовая принадлежность тепловых сетей	Эксплуатирующая организация	Обеспеченность потребителей приборами учета по годам, %						
			2013	2014	2015	2016	2017	2018 - 2022	2023 - 2027
Пензенская ТЭЦ-2	ПФ ОАО "ТГК-6"	Тепловые сети ПФ ОАО «ТГК-6»	70	75	80	85	90	100	100

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

Работа магистральных тепловых сетей от Пензенской ТЭЦ-2 контролируется диспетчерской службой (далее по тексту ДС) тепловых сетей. Диспетчерская служба является подразделением Пензенского филиала Открытого акционерного общества «Территориальная генерирующая компания № 6» (далее по тексту ПФ ОАО «ТГК-6»).

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

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

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

Для реализации основной задачи ДС выполняет следующие функции:

- 1 Осуществление оперативного управления работой системы централизованного теплоснабжения в целом.
2. Ведение режимов работы электростанций и сетей, обеспечивающих энергоснабжение потребителей в соответствии с условиями и положениями заключенных договоров.

3. Координация производственного процесса между структурными подразделениями в ПФ ОАО «ТГК-6» (РТС №1,2,3, ТЭЦ-1,2, кот. «Арбеково»).

4 Обеспечение надежности функционирования оборудования.

5 Руководство технологическими процессами при ликвидации аварий (технологических нарушений) в тепловых сетях.

6 Выполнение требований к качеству тепловой энергии.

7 Участие в составлении графиков ремонтов и испытаний тепловых сетей.

8 Сбор и представление в соответствующие службы установленной отчетности и информации по работе оборудования.

Для выполнения указанных функций начальник и работники ДС имеют право:

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

– контролировать соблюдение работниками диспетчерской службы трудовой и производственной дисциплины, требований правил и норм по охране труда и промышленной санитарии.

Управление ДС организуется в соответствии с нижеследующими положениями.

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

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

начальник – 1 ед.;

диспетчер – 5 ед.;

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

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

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

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

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

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

3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Магистральные тепловые сети в системе теплоснабжения от Пензенской ТЭЦ-2 оборудованы сбросными устройствами, обеспечивающими защиту от недопустимого превышения давления в трубопроводах.

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

Организацией, уполномоченной на эксплуатацию выявленных бесхозных тепловых сетей, расположенных на территории города Пенза, является ОАО «Территориальная генерирующая компания №6» на основании постановления администрации г. Пенза от 30.09.2010 г. №1068. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей за последние три года с 2010 по 2012 г. в системе теплоснабжения г. Пенза от ТЭЦ-2 представлен в таблице 3.11.

Таблица 3.11

№ п/п	Назначение объекта	Характеристика объекта		Год постройки
		Диаметр, мм	Длина, м	
1	Участок теплотрассы от ТК2112 до ЦТП 213 по ул. Калинина, 93в	219	122	-
2	Участок теплотрассы от ТК2226 до ЦТП 227 по ул. Красной, 32	219	115	-
3	Участок теплотрассы от ТК219 в/о до ТК жилого дома № 25 по ул. Богданова	-	70	-

Часть 4. Зона действия источника тепловой энергии

4.1. Описание существующей зоны действия Пензенской ТЭЦ-2 во всех системах теплоснабжения на территории городского округа

Существующая зона действия Пензенской ТЭЦ-2 на территории городского округа представлена на рис. 4.1.

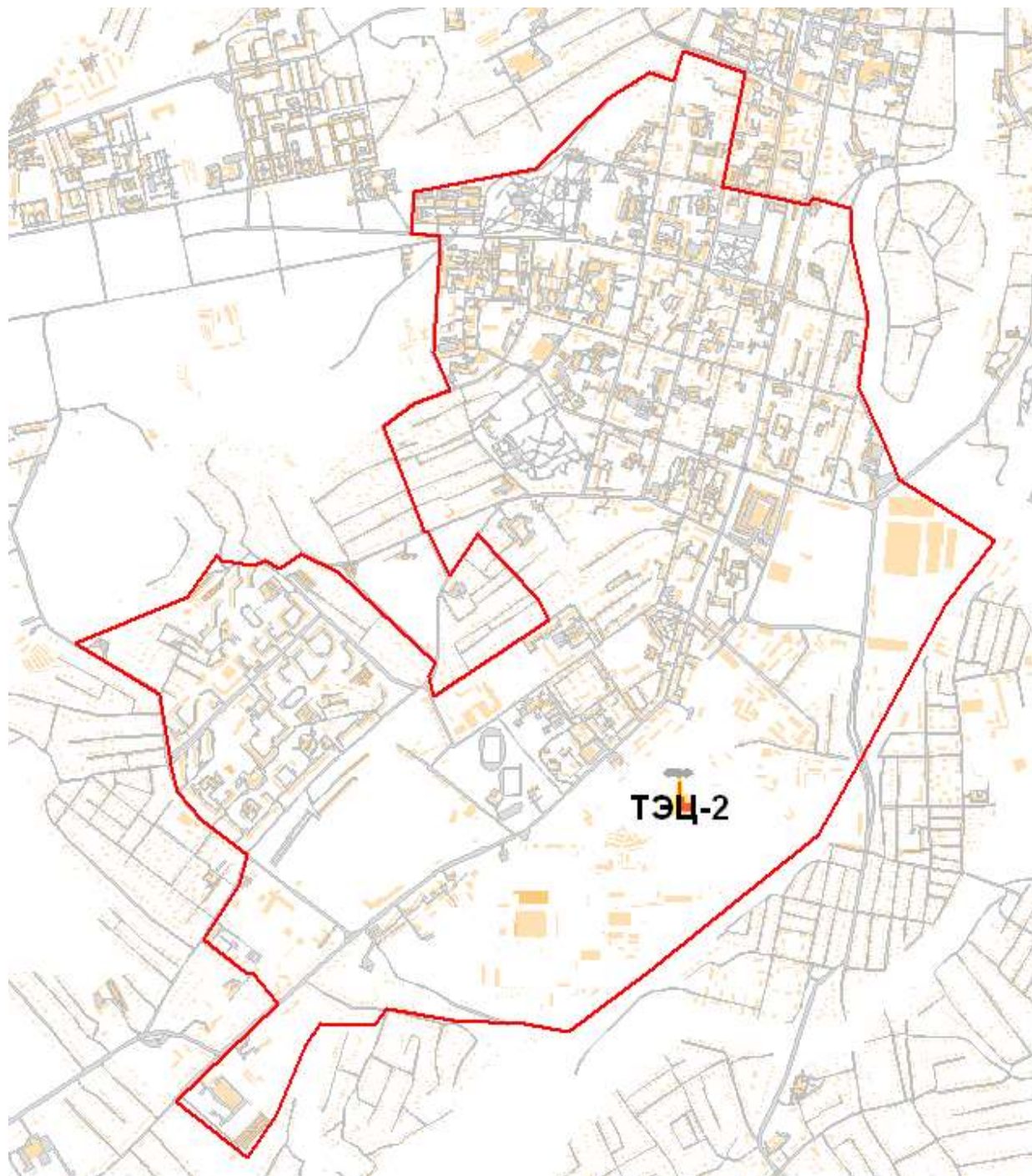


Рис. 4.1. Зона действия Пензенской ТЭЦ-2

4.2. Расчёт эффективного радиуса теплоснабжения ТЭЦ-2

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 ТЭЦ-2 представлена на рис. 4.2.

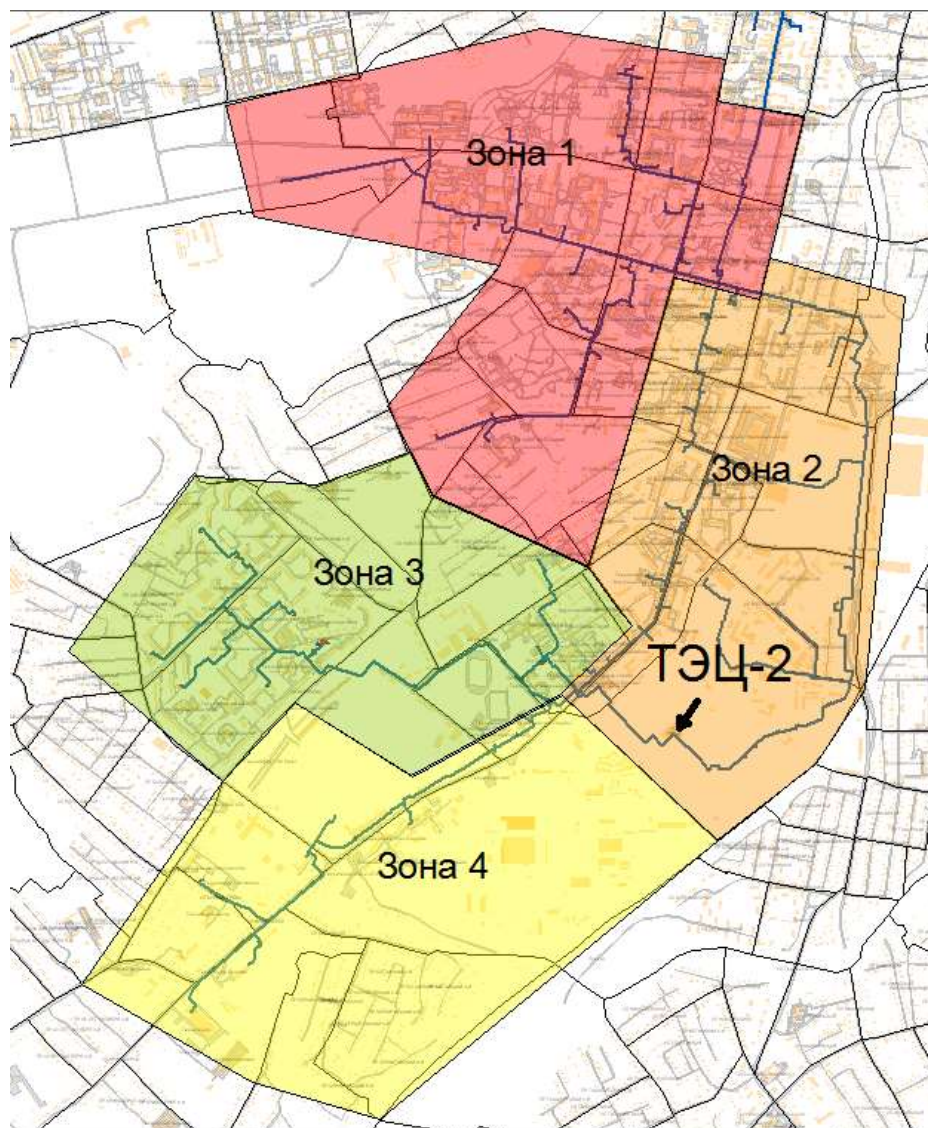


Рис. 4.2. Расчётная схема определения эффективного радиуса теплоснабжения Пензенской ТЭЦ-2

Расчёт эффективного радиуса теплоснабжения Пензенской ТЭЦ-2 приведён в таблице 4.1.

Таблица 4.1

Показатель	№ зоны				Сумма
	1	2	3	4	
Исходные данные					
Расстояние L_i , км	3,427	2,502	2,671	2,652	11,252
Мощность Q_i , Гкал/ч	58,226	100,777	48,904	18,393	226,300
Годовой отпуск A_i , тыс. Гкал	131,691	227,929	110,607	41,600	511,827
Расчёт с учётом расстояния до источника					
$L_i \times Q_i$, км×Гкал	199,5	252,1	130,6	48,8	631,1
Средний радиус теплоснабжения L_{cp} , км	-	-	-	-	2,789
Годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне B_i , тыс. руб.	16155,7	20414,7	10575,8	3949,3	51095,6
Удельные затраты на транспорт тепла Z , руб/ч / ((Гкал/ч) × км)	-	-	-	-	16,297
Среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне C_i , руб/ч	3252,0	4109,2	2128,8	794,9	10284,9
Удельные на единицу отпуска тепла среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне S_i , руб/ч/Гкал	0,0247	0,0180	0,0192	0,0191	-
Себестоимость транспорта тепла S_{i0} , руб/Гкал	122,679	89,566	95,616	94,936	-
Расчёт без учета расстояния					
Годовые затраты на транспорт тепла B_{i0} , тыс. руб	13146,7	22754,1	11041,9	4152,9	51095,6
Годовая разница, тыс. руб	3009,0	-2339,4	-466,1	-203,6	0,0

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

Радиус эффективного теплоснабжения ТЭЦ-2 (выделена чёрной пунктирной линией) составляет 2,8 км и представлен на рис. 4.3 вместе с зоной действия ТЭЦ-2 (выделена красным).

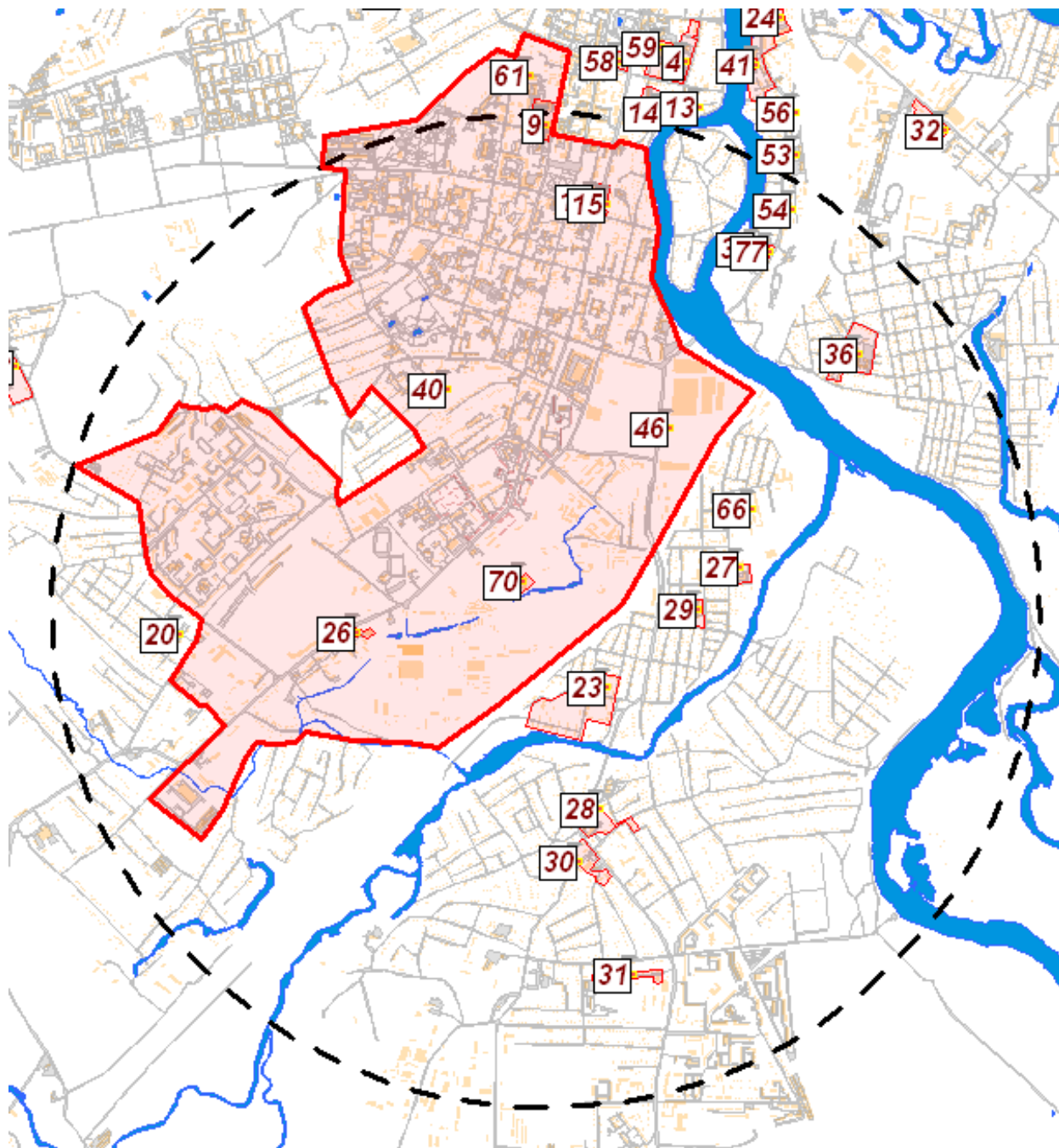


Рис. 4.3. Радиус эффективного теплоснабжения и зона действия ТЭЦ-2

В зоне эффективного радиуса Пензенской ТЭЦ-2 находятся 19 котельных (см. табл. 4.2)

Таблица 4.2

Номер источника на рис. 4.3	Наименование предприятия	Адрес котельной	Расположение котельной относительно ТЭЦ-2	
			В зоне действия	В зоне эффективного радиуса
9	ООО "СКМ Энерго-сервис"	ул. Карла Маркса, 16-18	+	+
10	ООО "СКМ Энерго-сервис"	ул. Белинского, 10	+	+
15	ООО "СКМ Энерго-сервис"	Кирова, 5	+	+
23	ООО "СКМ Энерго-сервис"	ул. Пограничная, 8к	-	+

Номер источника на рис. 4.3	Наименование предприятия	Адрес котельной	Расположение котельной относительно ТЭЦ-2	
			В зоне действия	В зоне эффективного радиуса
26	ООО "СКМ Энерго-сервис"	ул. Калинина, 150	+	+
27	ООО "СКМ Энерго-сервис"	ул. Индустриальная, 48 а	-	+
28	ООО "СКМ Энерго-сервис"	ул. Ростовская, 58а	-	+
29	ООО "СКМ Энерго-сервис"	Галетная, 17к	-	+
30	ООО "СКМ Энерго-сервис"	ул. Воронежская, 3а	-	+
31	ООО "СКМ Энерго-сервис"	4-й пр. Терновского, 9к	-	+
33	ООО "СКМ Энерго-сервис"	Павлушкина, 19	-	+
36	ООО "СКМ Энерго-сервис"	Пархоменко, 29в	-	+
37	ООО "СКМ Энерго-сервис"	ул. Кордон Студеный	-	+
40	ООО "СКМ Энерго-сервис"	Тамбовская, 1г	+	+
46	ОАО "Пензмаш"	ул. Баумана, 30	+	+
54	Пензенский филиал ОАО «РЖД»	Тухачевского, 69	-	+
66	МУП по очистке города	ул. Индустриальная, 38	-	+
70	МУП "Пензадормост"	Калинина, 116а	+	+
77	Пензенский филиал ОАО «РЖД»	ул. Тухачевского, 94	-	+

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	58:29:03002005	0,243	0	0	0,243
2	58:29:03002006	8,8917	0,035	2,469	11,3957
3	58:29:03002007	5,9365	1,854	1,085	8,8755
4	58:29:03003001	4,308	0	0,7393	5,0473
		1,2279	0,127	0,6615	2,0164
		6,7925	2,226	0,352	9,3705
5	58:29:03003004	2,7451	0	0,7837	3,5288
6	58:29:03003005	1,4517	0,467	0,3887	2,3074
7	58:29:03003010	0,694	0,052	0,1298	0,8758
8	58:29:03003011	7,2037	2,674	2,4311	12,3088
9	58:29:03003012	0,7982	0	0,1409	0,9391
10	58:29:03003013	2,3818	0	0,033	2,4148
11	58:29:03003014	0,144	0,035	0,012	0,191
12	58:29:03003015	0,5473	0	0	0,5473
		0,865	0	0,247	1,112
		0,481	0	0	0,481
13	58:29:03004003	26,07	0	2,7656	28,8356
14	58:29:03004004	2,717	0,437	0,114	3,268
15	58:29:03004005	5,0073	0	1,4733	6,4806
16	58:29:03004006	4,196	0,42	0,7309	5,3469
		1,5565	0,114	1,3557	3,0262
		1,5844	2,036	0,4802	4,1006
17	58:29:03010001	1,212	6,751	1,525	9,488
18	58:29:03013003	0,2298	0	0,058	0,2878
19	58:29:03013004	21,007	0	7,783	28,79
20	58:29:03013005	15,3326	0,409	4,7183	20,4599
21	58:29:03014001	2,91	2,365	0,0272	5,3022
22	58:29:03015001	0,1824	0	0	0,1824
23	58:29:03015006	0,466	0	0,0812	0,5472
		2,3867	0	0,1782	2,5649

№ 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
24	58:29:04005006	0,11	0	0	0,11
25	58:29:04005007	15,5715	10,084	1,28	26,9355
26	58:29:04005008	4,4098	1,41	0,8297	6,6495
27	58:29:04005010	0,2215	0	0	0,2215
28	58:29:04005011	1,3939	0	0	1,3939
29	58:29:04005012	7,2625	2,44	0,45	10,1525
		0,691	0	0,006	0,697

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

Средние значения температуры наружного воздуха в отопительном периоде и его продолжительность определены на основании соответствующих фактических данных, полученных за последние 5 лет для г. Пензы. Средняя температура наружного воздуха за отопительный период равна - 2,1 °С. Число часов работы за отопительный и неотопительный 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 теплопотребления 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 неотопительный период, Гкал	Суммарное потребление тепловой энергии за год, Гкал
1	58:29:03002005	516,3	0,0	516,3	0,0	516,3
2	58:29:03002006	18967,6	12266,0	31233,6	8118,1	39351,6
3	58:29:03002007	16553,4	5390,3	21943,6	3567,5	25511,1
4	58:29:03003001	9153,7	3672,8	12826,5	2430,8	15257,4
		2878,9	3286,3	6165,2	2175,0	8340,3
		19162,6	1748,7	20911,4	1157,4	22068,7
5	58:29:03003004	5832,8	3893,4	9726,2	2576,8	12303,1
6	58:29:03003005	4076,9	1931,1	6007,9	1278,0	7286,0
7	58:29:03003010	1585,1	644,8	2230,0	426,8	2656,7
8	58:29:03003011	20988,3	12077,7	33066,0	7993,5	41059,4
9	58:29:03003012	1696,0	700,0	2396,0	463,3	2859,3
10	58:29:03003013	5060,9	163,9	5224,8	108,5	5333,3
11	58:29:03003014	380,3	59,6	440,0	39,5	479,4
12	58:29:03003015	1162,9	0,0	1162,9	0,0	1162,9
		1838,0	1227,1	3065,1	812,1	3877,2
		1022,0	0,0	1022,0	0,0	1022,0
13	58:29:03004003	55393,9	13739,5	69133,4	9093,3	78226,7
14	58:29:03004004	6701,7	566,4	7268,0	374,8	7642,8
15	58:29:03004005	10639,6	7319,4	17958,9	4844,2	22803,1
16	58:29:03004006	9808,1	3631,1	13439,3	2403,2	15842,4
		3549,5	6735,1	10284,6	4457,5	14742,2
		7692,7	2385,6	10078,3	1578,9	11657,2
17	58:29:03010001	16919,9	7576,2	24496,1	5014,2	29510,3
18	58:29:03013003	488,3	288,1	776,4	190,7	967,1
19	58:29:03013004	44636,0	38665,9	83301,9	25590,5	108892,4
20	58:29:03013005	33448,0	23440,5	56888,5	15513,8	72402,3

№ 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
21	58:29:03014001	11208,4	135,1	11343,5	89,4	11433,0
22	58:29:03015001	387,6	0,0	387,6	0,0	387,6
23	58:29:03015006	990,2	403,4	1393,6	267,0	1660,6
		5071,3	885,3	5956,6	585,9	6542,5
24	58:29:04005006	233,7	0,0	233,7	0,0	233,7
25	58:29:04005007	54513,2	6359,0	60872,2	4208,6	65080,8
26	58:29:04005008	12366,0	4121,9	16487,9	2728,1	19216,0
27	58:29:04005010	470,6	0,0	470,6	0,0	470,6
28	58:29:04005011	2961,8	0,0	2961,8	0,0	2961,8
29	58:29:04005012	20616,0	2235,6	22851,6	1479,6	24331,2
		1468,2	29,8	1498,1	19,7	1517,8

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, 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
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 Пензенской ТЭЦ-2

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

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

Уста- новлен- ная мощ- ность, Гкал/ч	Распо- лагае- мая мощ- ность, Гкал/ч	Соб- ствен- ные нужды, Гкал/ч	Тепло- вая мощ- ность нетто, Гкал/ч	Потери в сетях, Гкал/ч		Тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч			
						Договорная		Фактическая	
				В сете- вой воде	В паре	В сете- вой во- де	В паре	В сете- вой во- де	В паре
334,0	334,0	29,66*	304,3	11,7	5,7	226,3	14,5	166,3	14,5

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

6.2 Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по источнику тепловой энергии и выводам тепловой мощности от источника тепловой энергии

Резервы и дефициты тепловой мощности по Пензенской ТЭЦ-2 представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2

Наименование источника	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Тепловая нагрузка ТЭЦ (включает нагрузку по- требителей и потери в се- тях), Гкал/ч	Резерв(+), дефицит(-) тепловой мощности источника, Гкал/ч	Причина возникновения дефицита / возможность присоединения дополни- тельной нагрузки
Пензенская ТЭЦ-2	304,3	198,2	+106,1	Дефицит тепловой мощности отсутствует. Имеется возможность присоединения дополнительной нагрузки

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

По результатам расчета гидравлического режима работы системы теплоснабжения г. Пензы от ТЭЦ-2 трубопроводы тепловых сетей не имеют дефицита по пропускной способности.

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

На Пензенской ТЭЦ-2 нет дефицита тепловой мощности.

6.5 Резервы тепловой мощности нетто источника тепловой энергии и возможности расширения технологической зоны действия источника с резервом тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности

На Пензенской ТЭЦ-2 существуют резервы тепловой мощности, и имеется возможность расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности.

Часть 7. Балансы теплоносителя

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

Таблица 7.1

Наименование показателя	Единица измерения	2010	2011	2012
Производительность ВПУ	тонн/ч	200	200	200
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	200	200	200
Потери располагаемой производительности	%	0,0	0,0	0,0
Собственные нужды	тонн/ч	7,7	6,5	6,3
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2
Емкость баков аккумуляторов	тыс. м ³	600	600	600
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тонн/ч	89,6	75,6	73,6
нормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	29,9	30,0	30,08
сверхнормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	59,7	45,6	43,5
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	тонн/ч	167,2	117,5	113,4
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	тонн/ч	250	250	250
Резерв(+)/дефицит (-) ВПУ	Гкал/ч	110,4	124,4	126,4
Доля резерва	%	55,2	62,2	63,2

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

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

Газ поставляется на ТЭЦ на газопроводу. Учет потребляемого газа производится по коммерческому прибору (сужающее устройство с СПГ-761), установленному на станции.

Доставка мазута осуществляется железнодорожным транспортом. Время поставки 4 дня. Поставщик мазута ЗАО «Компания Плай». Мазут хранится в трех резервуарах суммарной вместимостью 20000м³.

Калорийность газа в среднем за период 2009-2011 гг. составила 8055 ккал/нм³, мазута – 9544 Ккал/кг.

Расходы топлива, сжигаемых на Пензенская ТЭЦ-2за 2009 - 2011 гг. представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1

Наименование показателя	Ед. изм.	2009	2010	2011
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	тыс. тут	107,543	108,707	113,897
природный газ	тыс. тут	106,647	107,424	113,897
мазут	тыс. тут	0,896	1,283	0
Затрачено топлива, в т.ч.:	-	-	-	-
природный газ	млн. м ³	93,469	93,333	98,976
мазут	тыс. тонн	0,657	0,941	0,0

Соотношение видов топлива в топливном балансе станции представлено на рис. 8.1.

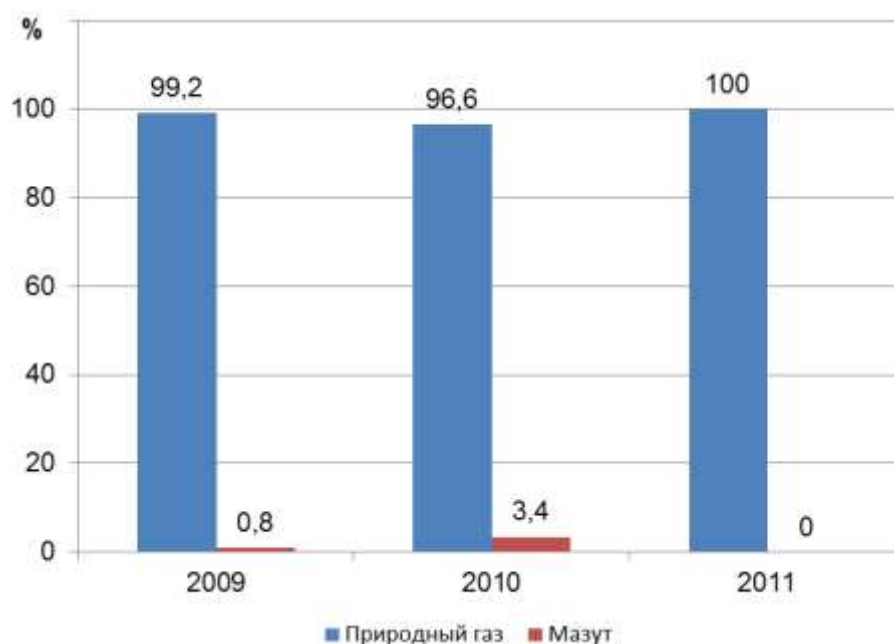


Рис. 8.1. Соотношение видов топлива в топливном балансе станции за 2009-2011 гг.

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

Таблица 8.2

Месяц	Расход условного топлива по годам, тыс. тут		
	2009	2010	2011
январь	16,721	19,07	17,578
февраль	14,587	16,686	16,671
март	13,769	14,507	15,243
апрель	10,217	8,639	10,425
май	3,617	3,364	3,926
июнь	3,169	2,906	3,159
июль	2,229	2,099	2,084
август	2,987	2,683	2,954
сентябрь	2,923	2,904	3,381
октябрь	7,909	9,469	9,721
ноябрь	12,282	11,409	14,034
декабрь	17,133	14,971	14,721
всего	107,543	108,707	113,897

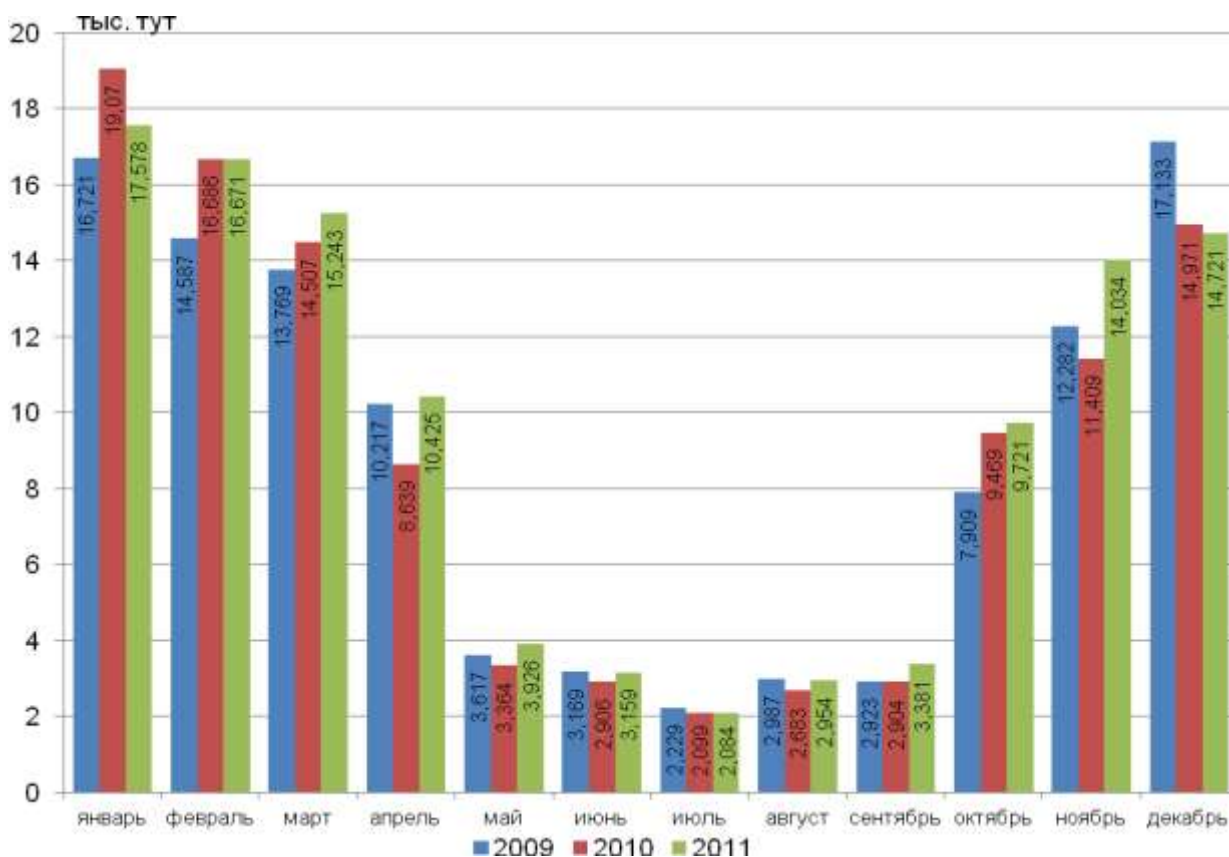


Рис. 8.2. Расход условного топлива по месяцам за 2009 – 2011 гг.

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 Пензенской ТЭЦ-2 выполняется в соответствии с «Методическими рекомендациями...» Минэнерго [34].

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

1. Определить путь передачи теплоносителя от источника до потребителя, по отношению к которому выполняется расчет вероятности безотказной работы тепловой сети;
2. На первом этапе расчета устанавливается перечень участков теплопроводов, составляющих этот путь;
3. Для каждого участка тепловой сети устанавливаются: год его ввода в эксплуатацию, диаметр и протяженность;
4. На основе обработки данных по отказам и восстановлениям (времени, затраченном на ремонт участка) всех участков тепловых сетей за несколько лет их работы устанавливаются следующие зависимости:

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:

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

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

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

где L - протяженность каждого участка, км.

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

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

где 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 Пензенской ТЭЦ-2, 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

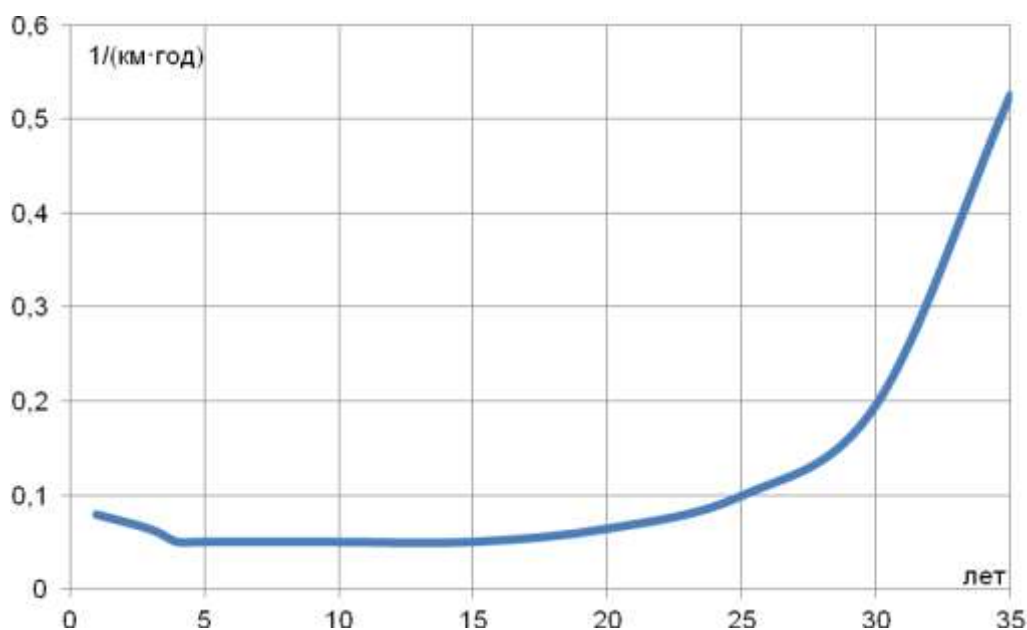


Рис. 9.1. Интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации участка тепловой сети

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 здании до +12°С при внезапном прекращении теплоснабжения эта формула при $\frac{Q_o}{q_o V} = 0$ имеет следующий вид:

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

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 Пензенской ТЭЦ-2

Для расчёта надёжности работы теплосети Пензенской ТЭЦ-2 выбираются два участка: ТЭЦ-2 – ЦТП Стормаш (рис. 9.2) и ТЭЦ-2 – ТК 2243 (рис. 9.3).

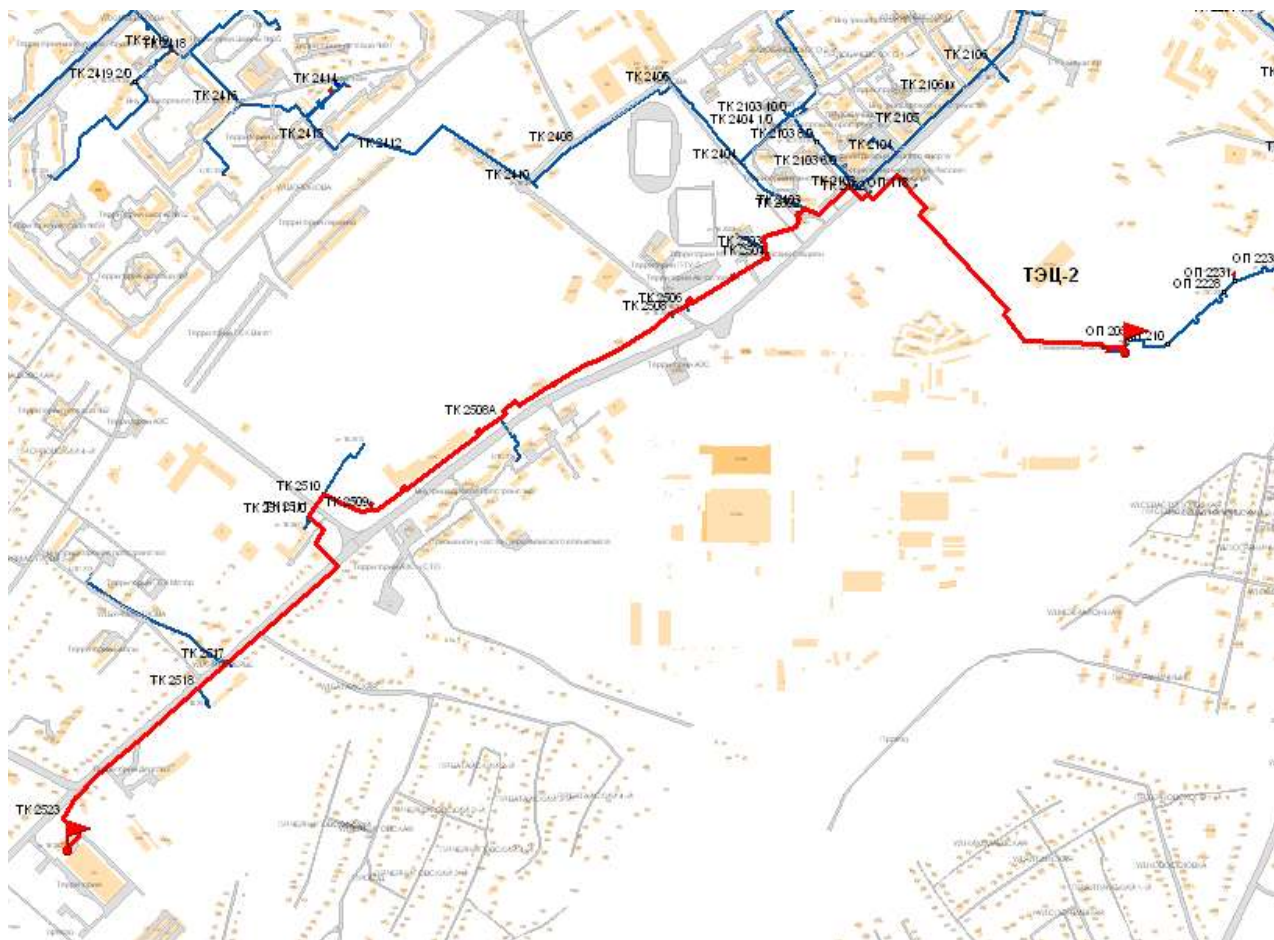


Рис. 9.2. Участок теплосети ТЭЦ-2 – ЦТП Стормаш

Оба данных участка имеют резервные линии. У участка ТЭЦ-2 – ЦТП Стормаш резервной линией (ТК 2102 – ТК 2103 10/0 – ТК 2403) обладает отрезок ТК 2102 – ТК 2403. У участка ТЭЦ-2 – ТК 2243 резервными линиями (ТЭЦ-2 – ТК 2213 – ТК 2217 – ТК 2219А; ТЭЦ-2 – ТК 2213 -ТК 2114 –ТК 2219А; ТЭЦ-2 –ТК 2114 –ТК 2213- ТК 2219А) обладает отрезок ТК 2102 – ТК 2114 – ТК 2219А.

Расчёт резервируемых линий теплосети 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) используется для расчёта исследуемого участка теплосети от ТЭЦ до потребителя.

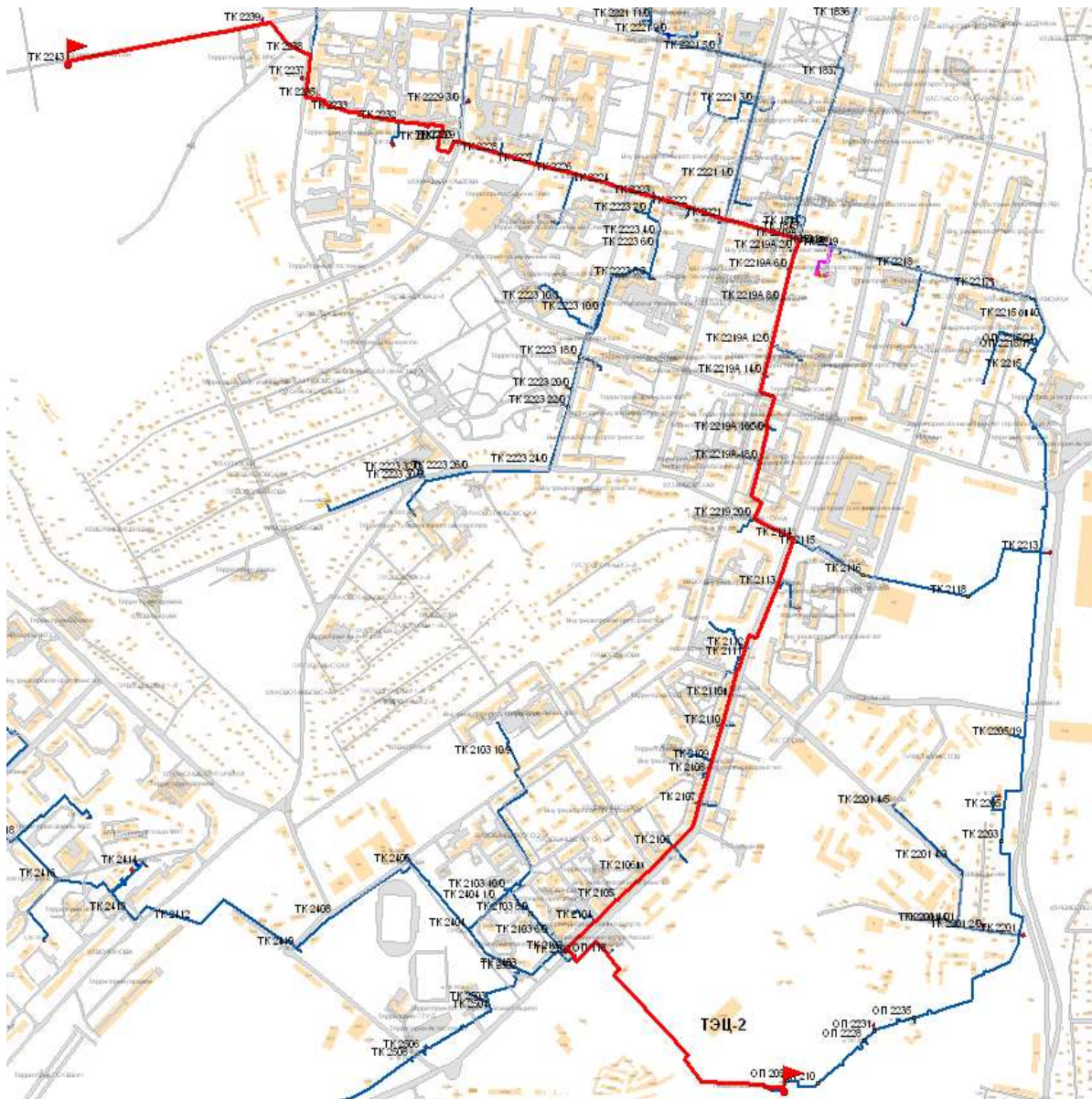


Рис. 9.3. Участок теплосети ТЭЦ-2 – ТК 2243

Результаты расчёта резервной и основной линий отрезка ТК 2102 – ТК 2403 приведены в таблице 9.3.

Таблица 9.3

Наименование участка		L, м	Год ввода	D _y , мм	z _p , ч	λ, 1/(км·год)	Σ Z̄, ед	ω̄, ед.	P, ед	PR, ед
Начало	Конец									
Основная линия										
TK 2102	TK 2403	168,5	1979	500	7,97	0,279	0,009	0,00043	0,9995	0,9995
Резервная линия										
TK 2102	TK 2103	31,0	1984	500	7,43	0,126	0,004	0,00002	0,9999	1,0000
TK 2103	TK 2103 8/0	61,2	1968	400	7,18	6,090	0,003	0,00122	0,9988	0,9988
TK 2103 8/0	-	141,7	1968	400	7,42	6,090	0,004	0,00355	0,9965	0,9952
-	TK 2103 10/0	16,8	1968	400	7,05	6,090	0,003	0,00029	0,9997	0,9949
TK 2103 10/0	TK 2404	140,2	1979	400	7,42	0,279	0,004	0,00016	0,9998	0,9948
TK 2404	TK 2403	161,0	1979	400	7,48	0,279	0,004	0,00019	0,9998	0,9946

По результатам расчёта, приведённым в таблице 9.3, определяем вероятность совместной безотказной работы основной и резервной линий: $P_{2102-2403} = 0,9995 + 0,9946 = 1$. Данное значение используется в таблице 9.4.

Результаты расчёта участка ТЭЦ-2 – ЦТП Строммаш 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									
ТЭЦ-2	ОП 118	577,0	1995	700	11,34	0,050	0,063	0,00183	0,9982	0,9982
ОП 118	ТК 2102	143,0	1995	700	8,79	0,050	0,017	0,00012	0,9999	0,9981
ТК 2102	ТК 2403	-	-	-	-	-	-	-	1,0000	0,9981
ТК 2403	ТК 2502	7,0	1989	500	7,33	0,074	0,004	0,00000	0,9999	0,9981
ТК 2502	ТК 2503	141,0	1989	500	7,86	0,074	0,008	0,00009	0,9999	0,9980
ТК 2503	ТК 2504	20,0	1989	500	7,38	0,074	0,004	0,00001	0,9999	0,9980
ТК 2504	ТК 2507	219,0	1989	500	8,16	0,074	0,011	0,00018	0,9998	0,9978
ТК 2507	ТК 2508	34,0	1989	500	7,44	0,074	0,004	0,00001	0,9999	0,9978
ТК 2508	ТК 2508А	426,0	1989	500	8,97	0,074	0,019	0,00061	0,9994	0,9972
ТК 2508А	ТК 2509	338,0	1989	500	8,63	0,074	0,016	0,00039	0,9996	0,9968
ТК 2509	ТК 2510	105,0	1989	500	7,72	0,074	0,007	0,00005	0,9999	0,9967
ТК 2510	ТК 2511	51,0	1988	500	7,51	0,081	0,004	0,00002	0,9999	0,9967
ТК 2511	ТК 2517	423,0	1988	400	8,27	0,081	0,012	0,00042	0,9996	0,9963
ТК 2517	ТК 2518	81,5	1988	400	7,24	0,081	0,003	0,00002	0,9999	0,9963
ТК 2518	ТК 2523	380,0	1988	500	8,79	0,081	0,017	0,00053	0,9995	0,9957
ТК 2523	ЦТП Строммаш	83,0	1988	500	7,63	0,081	0,006	0,00004	0,9999	0,9957

Результаты расчёта резервной и основной линий отрезка ТК 2102 – ТК 2114 – ТК 2219А приведены в таблице 9.5.

Таблица 9.5

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									
Основная линия										
ТЭЦ-2	ОП 118	577,0	1995	700	11,34	0,050	0,0633	0,00183	0,9982	0,9982
ОП 118	ТК 2102	143,0	1995	700	8,794	0,050	0,0171	0,00012	0,9999	0,9981
ТК 2102	ТК 2103	31,0	1984	500	7,427	0,126	0,0041	0,00002	0,9999	0,9980
ТК 2103	ТК 2104	105,0	1984	500	7,717	0,126	0,0066	0,00009	0,9999	0,9979
ТК 2104	ТК 2105	74,0	1984	400	7,221	0,126	0,0034	0,00003	0,9999	0,9979
ТК 2105	ТК 2106пх	99,0	1984	400	7,296	0,126	0,0037	0,00005	0,9999	0,9979
ТК 2106пх	ТК 2106	88,0	1984	400	7,263	0,126	0,0036	0,00004	0,9999	0,9978
ТК 2106	ТК 2107	120,0	1984	400	7,359	0,126	0,0039	0,00006	0,9999	0,9978
ТК 2107	ТК 2108	74,0	1984	400	7,221	0,126	0,0034	0,00003	0,9999	0,9977
ТК 2108	ТК 2109	34,0	1984	400	7,101	0,126	0,0030	0,00001	0,9999	0,9977

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									
TK 2109	TK 2110	82,0	1984	400	7,245	0,126	0,0035	0,00004	0,9999	0,9977
TK 2110	TK 2110п	70,0	1984	400	7,209	0,126	0,0034	0,00003	0,9999	0,9977
TK 2110п	TK 2111	104,0	1984	300	6,928	0,126	0,0023	0,00003	0,9999	0,9976
TK 2111	TK 2112	23,0	1984	300	6,756	0,126	0,0017	0,00000	0,9999	0,9976
TK 2112	TK 2113	180,0	1984	300	7,089	0,126	0,0029	0,00007	0,9999	0,9976
TK 2113	TK 2114	122,0	1984	300	6,966	0,126	0,0025	0,00004	0,9999	0,9975
TK 2114	TK 2219 20/0	108,0	1984	250	6,753	0,126	0,0016	0,00002	0,9999	0,9975
TK 2219 20/0	TK 2219A 18/0	155,0	1984	250	6,833	0,126	0,0020	0,00004	0,9999	0,9975
TK 2219A 18/0	TK 2219A 166/0	66,0	1984	250	6,681	0,126	0,0013	0,00001	0,9999	0,9975
TK 2219A 166/0	TK 2219A 14/0	172,0	1984	250	6,862	0,126	0,0021	0,00004	0,9999	0,9974
TK 2219A 14/0	TK 2219A 12/0	75,0	1984	250	6,696	0,126	0,0014	0,00001	0,9999	0,9974
TK 2219A 12/0	TK 2219A 8/0	100,0	1984	250	6,739	0,126	0,0016	0,00002	0,9999	0,9974
TK 2219A 8/0	TK 2219 6/0	80,0	1984	250	6,705	0,126	0,0014	0,00001	0,9999	0,9974
TK 2219 6/0	TK 2219A 2/0	43,0	1984	250	6,642	0,126	0,0012	0,00001	0,9999	0,9974
TK 2219A 2/0	TK 2219A	33,5	1984	250	6,626	0,126	0,0011	0,00000	0,9999	0,9974
Резервная линия										
ТЭЦ-2	ОП 205	61	600	1991	7,923	0,064	0,0089	0,00003	0,9999	1,0000
ОП 205	ОП 210	43	600	1991	7,835	0,064	0,0079	0,00002	0,9999	0,9999
ОП 210	TK 2201	597	600	1985	10,536	0,111	0,0471	0,00312	0,9969	0,9968
TK 2201	TK 2203	259	700	1985	9,475	0,111	0,0292	0,00084	0,9992	0,9960
TK 2203	TK 2205	70	700	1985	8,366	0,111	0,0132	0,00010	0,9999	0,9959
TK 2205	TK 2205/19	208,6	700	1985	9,179	0,111	0,0234	0,00054	0,9995	0,9953
TK 2205/19	TK 2213	435,5	700	1985	10,510	0,111	0,0467	0,00226	0,9977	0,9931
TK 2213	TK 2215	499,7	700	1985	10,887	0,111	0,0523	0,00290	0,9971	0,9902
TK 2215	ОП 17	52,9	700	1985	8,266	0,111	0,0123	0,00007	0,9999	0,9902
ОП 17	TK 2215 оп24	14,5	700	1985	8,040	0,111	0,0101	0,00002	0,9999	0,9901
TK 2215 оп24	TK 2215 оп40	66,3	700	1985	8,344	0,111	0,0130	0,00010	0,9999	0,9900
TK 2215 оп40	TK 2217	152,7	500	2003	7,904	0,050	0,0087	0,00007	0,9999	0,9900
TK 2217	TK 2218	200,2	500	2003	8,090	0,050	0,0106	0,00011	0,9999	0,9899
TK 2218	TK 2219	187	500	1968	8,038	6,090	0,0100	0,01144	0,9886	0,9786
TK 2219	TK 2219A	102,6	400	1968	7,307	6,090	0,0037	0,00232	0,9977	0,9763

По результатам расчёта, приведённым в таблице 9.5, определяем вероятность совместной безотказной работы основной и резервной линий: $P_{\text{ТЭЦ-2-2219A}} = 0,9974 + 0,9763 = 1$.

Данное значение используется в таблице 9.6. Расчёт остальных двух резервных линий

(ТЭЦ-2 – ТК 2213 -ТК 2114 –ТК 2219А; ТЭЦ-2 –ТК 2114 –ТК 2213- ТК 2219А) не производится, поскольку вероятность их безотказной работы не повлияет на конечный результат.

Результаты расчёта участка ТЭЦ-2 – ТК 2243 приведены в таблице 9.6.

Таблица 9.6

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									
ТЭЦ-2	ТК 2219А	-	-	-	-	-	-	-	1	1
ТК 2219А	ТК 2221	192,0	1968	400	7,575	6,090	0,0050	0,00589	0,9941	0,9941
ТК 2221	ТК 2222	89	1976	400	7,266	0,525	0,0036	0,000167	0,9998	0,9940
ТК 2222	ТК 2223	92	1976	400	7,275	0,525	0,0036	0,000174	0,9998	0,9938
ТК 2223	ТК 2224	104,5	1976	400	7,312	0,525	0,0037	0,000205	0,9998	0,9936
ТК 2224	ТК 2226	94,5	1976	400	7,282	0,525	0,0036	0,000180	0,9998	0,9934
ТК 2226	ТК 2227	97	1976	400	7,290	0,525	0,0037	0,000186	0,9998	0,9932
ТК 2227	ТК 2228	91	1976	400	7,272	0,525	0,0036	0,000172	0,9998	0,9930
ТК 2228	ТК 2229	105	1976	400	7,314	0,525	0,0037	0,000206	0,9998	0,9928
ТК 2229	ТК 2230	10	1984	350	6,877	0,126	0,0021	0,000003	0,9999	0,9928
ТК 2230	ТК 2231	68	1984	350	7,025	0,126	0,0027	0,000023	0,9999	0,9928
ТК 2231	ТК 2232	160	1984	350	7,260	0,126	0,0035	0,000071	0,9999	0,9927
ТК 2232	ТК 2233	129	1984	350	7,181	0,126	0,0033	0,000053	0,9999	0,9927
ТК 2233	ТК 2235	94	1984	350	7,091	0,126	0,0029	0,000035	0,9999	0,9927
ТК 2235	ТК 2237	77	1984	350	7,048	0,126	0,0028	0,000027	0,9999	0,9926
ТК 2237	ТК 2238	65	1984	350	7,017	0,126	0,0027	0,000022	0,9999	0,9926
ТК 2238	ТК 2243	626	1984	350	8,450	0,126	0,0140	0,001104	0,9989	0,9915

По результатам расчёта надёжности участков теплосети от Пензенской ТЭЦ-2, представленных в таблицах 9.4 и 9.6, вероятность безаварийной работы участка ТЭЦ-2 – ЦТП Стромммаш составляет 0,9957, участка ТЭЦ-2 – ТК 2243 составляет 0,9915. В обоих случаях показатели надёжности участков теплосети выше нормативного значения.

Раздел 10. Техничко-экономические показатели работы Пензенской ТЭЦ-2

10.1. Описание результатов хозяйственной деятельности Пензенской ТЭЦ-2 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 регулирующую организацию с присвоением ему регистрационного номера и проставлением штампа соответствующей организации.

Регулируемая организация не позднее 20 календарных дней со дня поступления запроса направляет раскрываемую в соответствии с настоящим документом информацию в адрес потребителя согласно избранному потребителем способу получения информации

10.1.2. Оценка полноты раскрытия информации Пензенская ТЭЦ-2.

Пензенская ТЭЦ-2 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;	+
	е) об утвержденных тарифах регулируемых организаций на подключение к систе-	+

№ 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		
	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 организациями коммунального комплекса и субъектами естественных монополий, осуществляющими деятельность в сфере оказания передаче тепловой энергии».

Информация же по Пензенской ТЭЦ-2, в частности о себестоимости производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, отсутствует. В связи с этим, данные, приведенные в подразделах 10.2., 10.3. и Разделе 11 получены расчетным методом.

10.2. Техничко-экономические показатели работы Пензенской ТЭЦ-2

В соответствии с Техническим заданием и на основании данных, раскрываемых ОАО «ТГК-6» в соответствии со «Стандартами раскрытия информации организациями коммунального комплекса и субъектами естественных монополий, осуществляющими деятельность в сфере оказания услуг по передаче тепловой энергии», проведена оценка технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций по состоянию на 31.12.2011.

Пензенская ТЭЦ-2 входит в состав Пензенского филиала ОАО «ТГК-6».

Пензенская ТЭЦ-2 расположена по адресу: г. Пенза, ул. Калинина, д. 116 б.

ТЭЦ-2 отпускает тепловую энергию в сетевой воде потребителям на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилого сектора, административных, культурно-бытовых зданий и промышленности г. Пенза. Кроме того, Пензенская ТЭЦ-2 отпускает тепловую энергию в виде пара на производственные нужды промышленных предприятий г. Пенза.

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

Отпуск тепловой энергии с сетевой водой от Пензенской ТЭЦ-2 производится по трём направлениям:

- тепломагистраль №21;
- тепломагистраль №22;
- тепломагистраль №23.

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

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

Магистральные трубопроводы сетевой воды от Пензенской ТЭЦ-2 оснащены приборами учета тепловой энергии и теплоносителя на 73 %.

Наиболее значимые технико-экономические показатели работы Пензенской ТЭЦ-2 по данным отчетности ОАО «ТГК-6» 2011 года:

- выработано тепловой энергии Пензенской ТЭЦ-2	668,966 тыс. Гкал;
- отпущено потребителям Пензенской ТЭЦ-2	617,644 тыс. Гкал;
- потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	14,2 %;
- выручка от продажи тепловой энергии	361 012,70 тыс. руб;
- валовая прибыль предприятия от продажи тепловой энергии	2 788,04 тыс. руб;
- средняя себестоимость 1 Гкал тепловой энергии	686,37 руб;
- удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	32 917,24 тыс. кВт·ч;
- расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, по физическому методу	165,2 кг у.т / Гкал;
- расход условного топлива на отпуск электрической энергии	245,11 г у.т / кВт·ч.

10.3. Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии Пензенской ТЭЦ-2 г. Пенза

10.3.1. Сравнительный анализ производственных расходов товарного отпуска тепловой энергии

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

Данные по производственным расходам товарного отпуска тепловой энергии по Пензенской ТЭЦ получены расчетным методом на основании показателей отчетности Пензенского филиала ОАО «ТГК-6», публикуемых в соответствии со стандартами раскрытия информации на сайте ЗАО «КЭС-ХОЛДИНГ» (<http://www.ies-holding.com/dgudisclosure.html>), а 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 Пензенской ТЭЦ-2.

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

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

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

Отпуск тепловой энергии 2009 г. – данные по Пензенской ТЭЦ-2.

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

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

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

Отпуск тепловой энергии 2010 г. – данные по Пензенской ТЭЦ-2.

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

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

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

Отпуск тепловой энергии 2011 г. – данные по Пензенской ТЭЦ-2.

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 произведён 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 отдельного учета затрат по регулируемым видам деятельности в энергетике".

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

Таблица 10.2

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2009	2010			2011			2012		
			Рост	Прирост		Рост	Прирост		Рост	Прирост	
				Абс	Относит.		Абс	Относит.		Абс	Относит.
1. Сырье, основные материалы	тыс. руб.	1 295,53	1 719,36	423,83	32,71%	3 932,95	2 213,59	128,74%	1 142,67	-823,81	-20,95%
2. Вспомогательные материалы	тыс. руб.	3 009,92	1 927,35	-1 082,57	-35,97%	0,00	-1 927,35	-100,00%	655,13	655,13	---
из них на ремонт	тыс. руб.	292,22	485,30	193,08	66,07%	0,00	-485,30	-100,00%	304,71	304,71	---
3. Работы и услуги производственного характера	тыс. руб.	12312,41	11 217,44	-1 094,97	-8,89%	14 639,93	3 422,49	30,51%	0,00	-7 319,97	-50,00%
из них на ремонт	тыс. руб.	11357,81	10 219,10	-1 138,71	-10,03%	4 010,94	-6 208,16	-60,75%	25 557,62	23 552,15	587,20%
4. Топливо на технологические цели, в том числе:	тыс. руб.	174967,7	245 344,52	70 376,83	40,22%	246 348,59	1 004,07	0,41%	135 329,25	12 154,95	4,93%
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.	174967,7	245344,5	70 376,83	40,22%	246348,59	1 004,07	0,41%	135329,25	12 154,95	4,93%
мазут	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5. Энергия	тыс. руб.	6 818,58	8 250,16	1 431,57	21,00%	47 730,18	39 480,03	478,54%	31 004,33	7 139,24	14,96%
5.1. Энергия на технологические цели	тыс. руб.	6 818,58	8 250,16	1 431,57	21,00%	47 730,18	39 480,03	478,54%	31 004,33	7 139,24	14,96%
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.	11 182,48	16 638,97	5 456,49	48,80%	11 141,50	-5 497,47	-33,04%	9 141,33	3 570,58	32,05%
из них на ремонт	тыс. руб.	1 677,37	2 495,85	818,47	48,80%	1 671,22	-824,62	-33,04%	1 371,20	535,59	32,05%
7. Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	2 907,44	4 326,13	1 418,69	48,80%	3 342,45	-983,68	-22,74%	2 925,22	1 254,00	37,52%
8. Амортизация основных средств	тыс. руб.	18 108,21	35 773,78	17 665,57	97,56%	13 470,07	-22 303,71	-62,35%	10 504,91	3 769,87	27,99%
9. Прочие затраты всего, в том числе:	тыс. руб.	38 447,07	49 875,31	11 428,24	29,72%	17 670,42	-32 204,89	-64,57%	11 365,72	2 530,51	14,32%
9.1. Целевые средства на НИОКР	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9.2. Средства на страхование	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9.3. Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы)	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9.4. Оплата за услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9.5. Отчисления в ремонтный фонд (в случае его формирования)	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2009	2010			2011			2012		
			Рост	Прирост		Рост	Прирост		Рост	Прирост	
				Абс	Относит.		Абс	Относит.		Абс	Относит.
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.	25 160,57	29 894,68	4 734,11	18,82%	12 043,96	-17 850,72	-59,71%	6 391,31	369,33	3,07%
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.	13 286,50	19 980,63	6 694,13	50,38%	5 626,46	-14 354,17	-71,84%	4 974,40	2 161,18	38,41%
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.	269049,3	375073,0	106023,7	39,41%	358 276,09	-16 796,91	-4,48%	202 068,54	22 930,50	6,40%
из них на ремонт	тыс. руб.	13 763,52	13 849,17	85,64	0,62%	6 116,68	-7 732,48	-55,83%	27 590,05	24 531,70	401,06%
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	594,43	594,43	0,00	0,00%	594,43	0,00	0,00%	297,22	0,00	0,00%
15. Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям (тыс. Гкал), в том числе:	тыс. Гкал	521,91	521,91	0,00	0,00%	521,91	0,00	0,00%	260,95	0,00	0,00%
в паре	тыс. Гкал	504,16	504,16	0,00	0,00%	504,16	0,00	0,00%	252,08	0,00	0,00%
в горячей воде	тыс. Гкал	17,74	17,74	0,00	0,00%	17,74	0,00	0,00%	8,87	0,00	0,00%
горячая вода*	тыс. м ³	295,75	295,75	0,00	0,00%	295,75	0,00	0,00%	147,87	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, тыс. руб., в том числе:	тыс. руб.	287 013,71	330 182,79	43 169,08	15,04%	361 012,70	30 829,91	9,34%	212 997,95	32 491,60	9,00%

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2009	2010			2011			2012		
			Рост	Прирост		Рост	Прирост		Рост	Прирост	
				Абс	Относит.		Абс	Относит.		Абс	Относит.
пар	тыс. руб	277 255,25	318 843,79	41 588,54	15,00%	348 624,79	29 781,00	9,34%	205 689,08	31 376,68	9,00%
в горячей воде	тыс. руб	9 758,47	11 339,01	1 580,54	16,20%	12 387,91	1 048,90	9,25%	7 308,87	1 114,91	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	17 964,39	-44 890,22	-62 854,60	-349,88%	2 736,61	47 626,82	-106,10%	10 929,40	9 561,10	349,38%
19.1. Налог на прибыль	тыс. руб	3 592,88	0,00	-3 592,88	-100,00%	547,32	547,32	---	0,00	-273,66	-50,00%
19.2. Чистая прибыль предприятия	тыс. руб	14 371,51	-44 890,22	-59 261,73	-412,36%	2 189,28	47 079,50	-104,88%	10 929,40	9 834,76	449,22%
20. Средняя себестоимость 1Гкал тепловой энергии	тыс. руб	515,51	718,66	203,15	39,41%	686,47	-32,18	-4,48%	774,34	87,87	12,80%
21. Расход условного топлива	тут	148,60	145,09	-3,51	-2,36%	145,40	0,31	0,22%	145,09	-0,31	-0,22%

На основании данных, приведенных в таблице 10.2. очевидно, что отпуск тепловой энергии Пензенской ТЭЦ-2 не меняется на протяжении 4-х лет.

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

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

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

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

Таблица 10.3

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2009	2010	2011	2012
1. Сырье, основные и вспомогательные материалы, покупная энергия*	%	3,7	4,2	3,2	16,9
2. Топливо на технологические цели	%	75,6	66,5	66,2	69,6
3. Общехозяйственные (управленческие) расходы	%	3,9	9,0	7,8	3,3
4. Затраты на оплату труда и ЕСН**	%	2,4	4,3	4,6	3,4
5. Амортизация основных средств	%	1,3	6,4	9,3	3,7
6. Расходы на ремонт (капитальный и текущий)	%	4,7	4,9	3,6	1,7
7. Расходы на услуги производственного характера***	%	8,3	4,7	5,2	1,5

Примечания:

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

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

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

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

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

Таблица 10.4

Наименование статьи затрат	Показатель	Удельный вес в % к общей себестоимости продукции
Всего затрат, в том числе:	358 276,09	-
1. Сырье, основные и вспомогательные материалы, покупная энергия*	62 292,12	17,4%
2. Топливо на технологические цели	246 348,59	68,8%
3. Общехозяйственные (управленческие) расходы	12 043,96	3,4%
4. Затраты на оплату труда и ЕСН	12 378,21	3,5%
5. Амортизация основных средств	13 470,07	3,8%
6. Расходы на ремонт (капитальный и текущий)	6 116,68	1,7%
7. Расходы на услуги производственного характера	5 626,46	1,6%

Структура себестоимости Пензенской ТЭЦ-2 по данным 2011г. представлена на рис. 10.1.



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

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

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

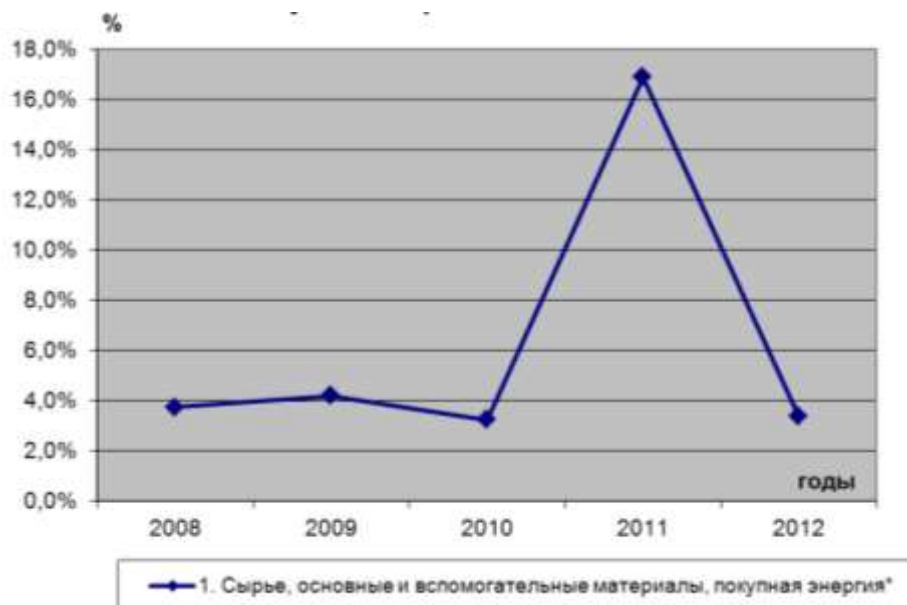


Рис. 10.2.

2. расходы на ремонт (капитальный и текущий)

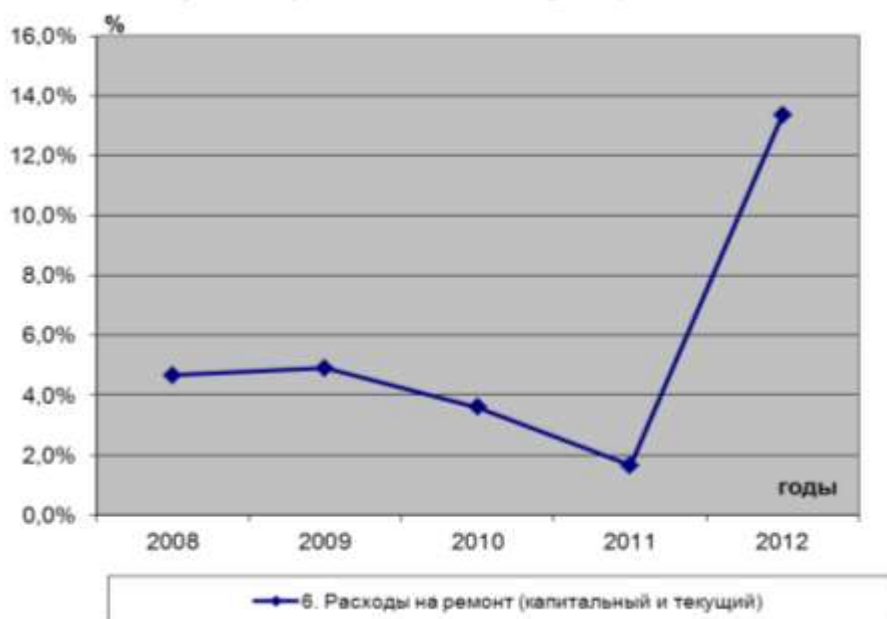


Рис. 10.3.

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

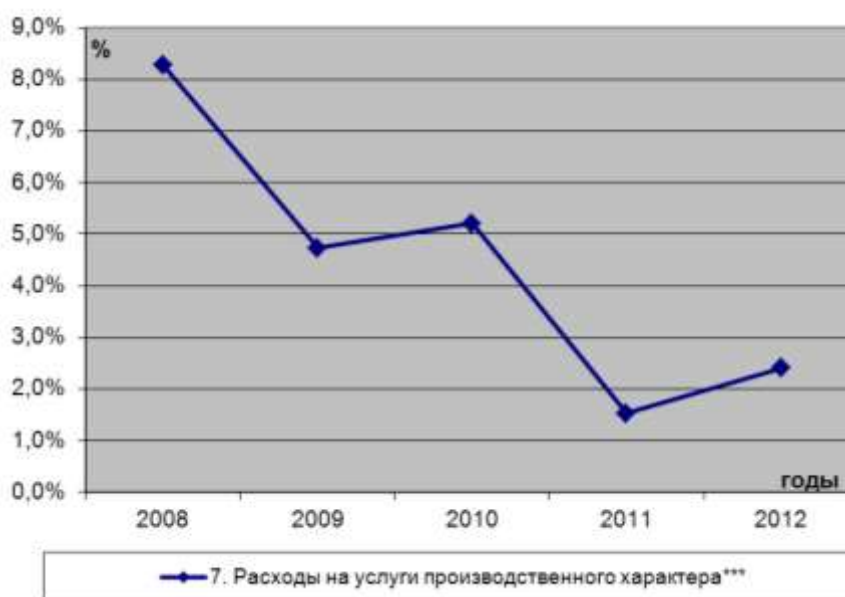


Рис. 10.4.

10.4. Инвестиционные проекты, реализуемые ОАО «ТГК-6» на Пензенской ТЭЦ-2

ОАО «ТГК-6» в 2010 г. на Пензенской ТЭЦ-2 реализованы следующие инвестиционные проекты:

Техническое перевооружение и реконструкция в сумме 674 тыс. руб. включает:

- реконструкция КА ЦКТИ-75 ст.№1 57 тыс. руб;
- реконструкция поверхности нагрева ВК-2, вкл. ПСД 529 тыс. руб;
- calorиметрическая установка 80 тыс. руб.

Источник финансирования мероприятий – амортизация.

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

В 2011 году ОАО «ТГК-6» выполнено инвестиций в объеме 1 318 млн. рублей без учета НДС. В том числе объем инвестиций по техническому перевооружению и реконструкции составил 1 134 млн. рублей без учета НДС, на развитие и новое строительство 184 млн. рублей без учета НДС (освоение). Введено, оформлено актами ввода объектов в эксплуатацию 919 млн. рублей. Кроме того, в 2011 г. ОАО «ТГК-6» была проведена ремонтная компания по подготовке энергооборудования к работе в осенне-зимний период максимальных нагрузок.

Источники финансирования инвестиционной программы на 2011 год – прибыль, направляемая на инвестиции, амортизация, учтенная в тарифе, прочая амортизация, прочие собственные средства, в т.ч. средства доэмиссии.

Раздел 11. Тарифы на тепловую энергию

11.1. Общие положения

В соответствии с Приказом Федеральной службы по тарифам от 06.08.04 г. № 20-э/2 «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке» для Пензенской ТЭЦ-2 установлены уровни тарифов на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

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

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

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

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

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

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

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

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

- 1) топливо, покупная электрическая энергия;

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

- нормативов удельного расхода топлива, дифференцированных по типам генерирующего оборудования и видам топлива, на производство 1 Гкал тепловой энергии, утверждае-

ных Министерством энергетики Российской Федерации по согласованию с Федеральной службой по тарифам;

- цен на топливо

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

- регулируемые государством тарифы (цены);
- цены, установленные на основании договоров, заключенных в результате проведения конкурсов, торгов, аукционов и иных закупочных процедур, обеспечивающих целевое и эффективное расходование денежных средств;
- официально опубликованные прогнозные рыночные цены и тарифы, установленные на расчетный период регулирования, в том числе фьючерсные биржевые цены на топливо и сырье.

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

- расчетных объемов потребления топлива с учетом структуры его использования, сложившейся за последние 3 года;
- нормативов создания запасов топлива, рассчитываемых в соответствии с методикой, утверждаемой Министерством энергетики Российской Федерации по согласованию с Федеральной службой по тарифам.

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

- 3) сырье и материалы;
- 4) ремонт основных средств;

При определении расходов на проведение ремонтных работ учитываются:

- нормативы расходов (с учетом их индексации) на ремонт основных средств, утверждаемые соответственно Министерством энергетики Российской Федерации по согласованию с Федеральной службой по тарифам;
- программы проведения ремонтных работ, обеспечивающих надежное и безопасное функционирование производственно-технических объектов и предотвращение аварийных ситуаций, утвержденные в установленном порядке.

- 5) оплата труда;

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

- 6) амортизация основных средств;

Сумма амортизации основных средств для расчета регулируемых тарифов (цен) определяется в соответствии с нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в

сфере бухгалтерского учета. При расчете налога на прибыль организаций сумма амортизации основных средств определяется в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

11.2. Анализ динамики утвержденных тарифов.

Анализ динамики утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую Пензенской ТЭЦ-2, был проведен ретроспективным методом за четыре предыдущих года. Информация о тарифах была предоставлена Заказчиком.

1. Тарифы на 2009 г.

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

Таблица 11.1

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

2. Тарифы на 2010 г.

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

Таблица 11.2

N п/п	Потребители	Тариф на тепловую энергию, руб./Гкал					
		Горячая вода	Отборный пар давлением				Острый и редуцированный пар
			от 1,2 до 2,5 кг/см 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 2012 год (данные официального сайта ОАО «ТГК-6» <http://www.ies-holding.com>).

Таблица 11.3

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

4. Тарифы на 2012 г.

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

Таблица 11.4

N п/п	Потребители	Тариф на тепловую энергию, руб./Гкал					Острый и редуцированный пар
		Горячая вода	Отборный пар давлением				
			От 1,2 до 2,5 кг/см 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	
Одноставочный тариф руб./Гкал (без НДС)							
1.	Потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии						
1.1.	Бюджетные						
	с 01.01.2012 по 30.06.2012	698,11	х	691,49	х	х	х
	с 01.07.2012 по 31.08.2012	739,99	х	732,97	х	х	х
	с 01.09.2012 по 31.12.2012	781,18	х	773,78	х	х	х
1.2.	Население						
	с 01.01.2012 по 30.06.2012	823,77	х	815,96	х	х	х
	с 01.07.2012 по 31.08.2012	873,19	х	864,9	х	х	х
	с 01.09.2012 по 31.12.2012	921,79	х	913,06	х	х	х
2.	Потребители, оплачивающие производство тепловой энергии (получающие тепловую энергию на коллекторах производителей)						
	Бюджетные						
	с 01.01.2012 по 30.06.2012	466,03	х	446,23	х	х	х
	с 01.07.2012 по 31.08.2012	495,99	х	474,74	х	х	х
	с 01.09.2012 по 31.12.2012	517,64	х	496,59	х	х	х
	Население						
	с 01.01.2012 по 30.06.2012	549,92	х	526,55	х	х	х
	с 01.07.2012 по 31.08.2012	585,27	х	560,19	х	х	х
	с 01.09.2012 по 31.12.2012	610,82	х	585,98	х	х	х

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

Таблица 11.5

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

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

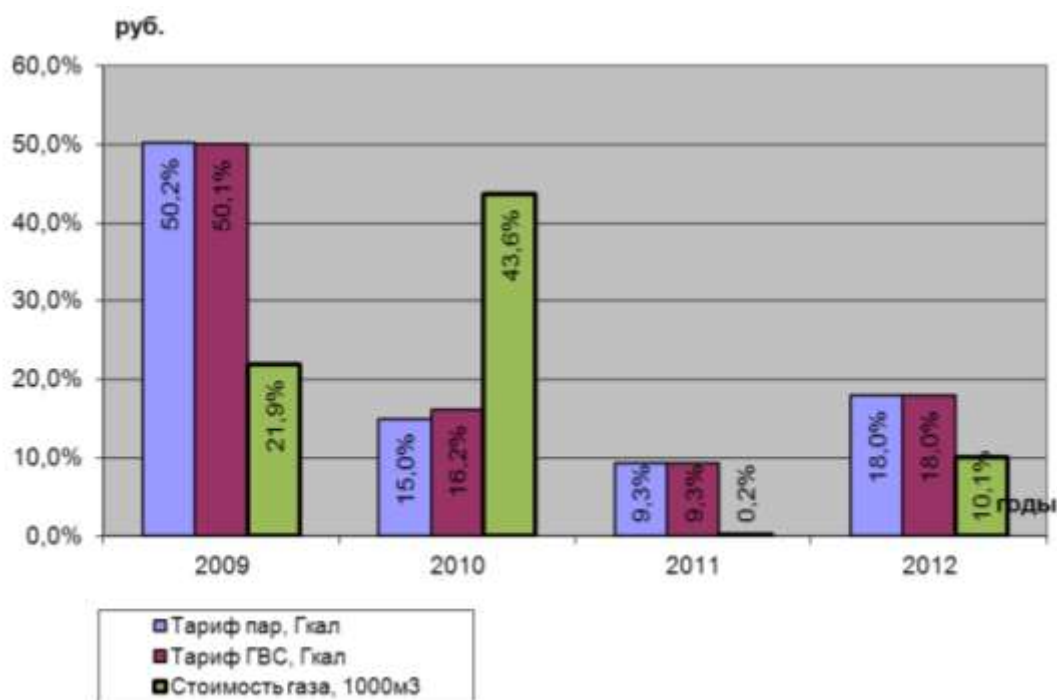


Рис. 11.1. Сравнение относительного роста цен на тарифы тепловой энергии и стоимости газа

11.3. Структура тарифа.

11.3.1. Общие положения

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

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

Тарифные группы потребителей электрической энергии (мощности):

1-я группа. Базовые потребители

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

2-я группа. Население

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

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

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

3-я группа. Прочие потребители

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

Тарифы на тепловую энергию устанавливаются отдельно по следующим видам теплоносителей:

1. горячая вода;

2. отборный пар давлением:

- от 1,2 до 2,5 кг/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%

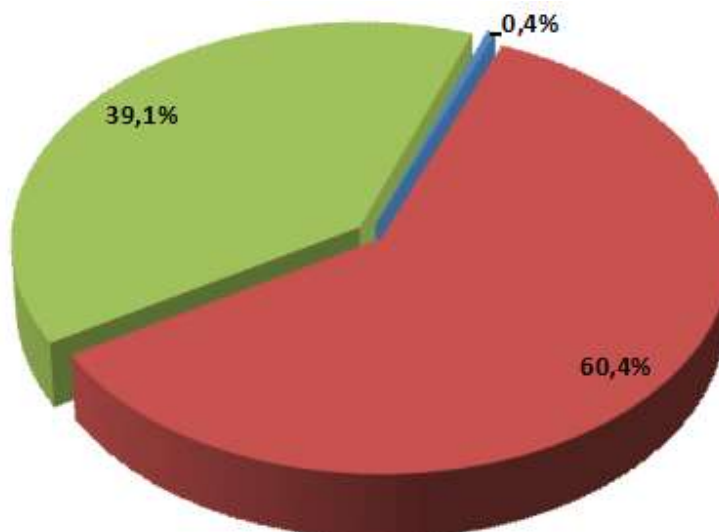


Рис. 11.4. Структура тарифа 2010 г.

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/см² по одноставочному тарифу 34,4%
- иные потребители, получающие тепловую энергию на коллекторах производителей по одноставочному тарифу, ГВС 5,3%
- бюджетные потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии по одноставочному тарифу, ГВС 0,5%

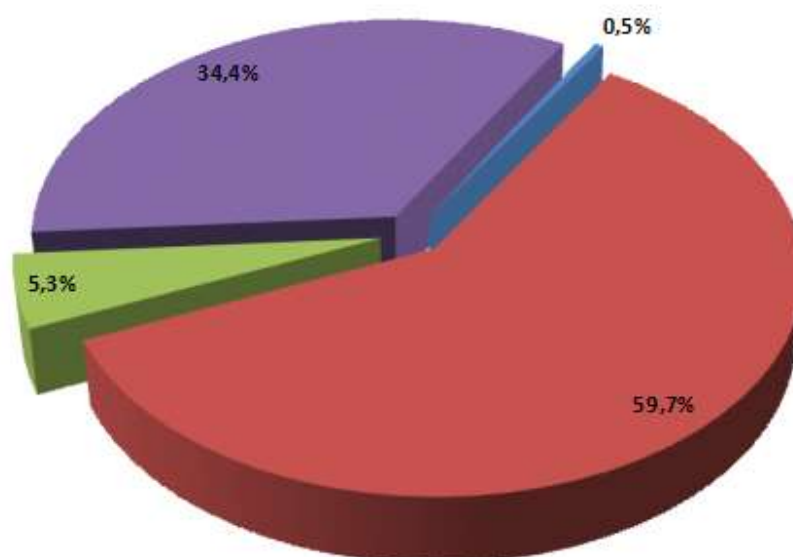


Рис. 11.5. Структура тарифа 2011 г.

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

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

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

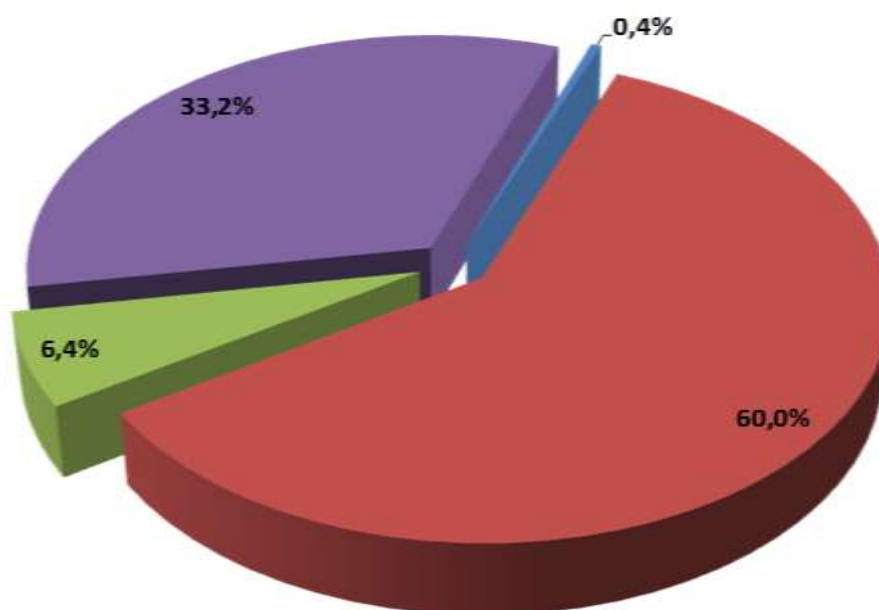


Рис. 11.6. Структура тарифа 1-е полугодие 2012 г.

11.4. Плата за подключение к тепловым сетям

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

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

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

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

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

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

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

Системы теплоснабжения г. Пензы были спроектированы на центральное качественное регулирование отпуска тепловой энергии. Проектным температурным графиком для Пензенской ТЭЦ-2 является 150-70 °С, который был выбран во время развития систем централизованного теплоснабжения города в 1950-60-х годах и действует на момент разработки схемы теплоснабжения со «срезкой» (см. рис. 3.1.). Фактически, от станции теплоноситель поступает в тепловые сети с температурой не выше 95 – 96 °С. Данная ситуация обосновывается в основном существенным износом трубопроводов как магистральных, так и квартальных тепловых сетей, и сооружений на них.

В этих условиях подача требуемого количества тепла потребителям возможна лишь за счет увеличения объемов циркуляции теплоносителя, увеличения поверхностей нагрева теплообменных аппаратов и нагревательных приборов у потребителей, а также повышения их эффективности. Большинство тепловых пунктов потребителей оборудовано элеваторами для присоединения систем отопления, что существенно ограничивает регулирование подачи тепла в период «срезки» температурного графика с помощью увеличения расхода теплоносителя, так как использование элеваторов предъявляет повышенные требования к гидравлическим режимам. Помимо «срезки» температурный график имеет спрямление для обеспечения нужд горячего водоснабжения потребителей. Таким образом, в период работы системы теплоснабжения при температурах наружного воздуха выше соответствующей точки излома температурного графика происходит перегрев («перетоп») потребителей, подключенных через элеваторы. В период работы систем теплоснабжения на «срезке» происходит недогрев («недотоп») потребителей подключенных через элеваторы (относительно требуемой величины тепловой энергии, определенной для расчетной температуры наружного воздуха по графику качественного регулирования). При этом в 2011 - 2012 гг. фактический расход теплоносителя на выводах ТЭЦ-2 был выше нормативного (см. п. 12.1.1).

На сложившуюся ситуацию существенно влияет то, что система централизованного теплоснабжения от Пензенской ТЭЦ-2 имеют развитую сеть трубопроводов. Сложности в обеспечении гидравлического режима ряда потребителей города возникают вследствие большой разности геодезических отметок, а также протяженности (радиуса действия) тепловых сетей до отдельных зон.

Кроме того, необходимо учитывать неудовлетворительное состояние теплообменного оборудования ЦТП, подключенных к магистралям от Пензенской ТЭЦ-2, которое оказывает существенное влияние на ухудшение качества теплоснабжения потребителей.

Далее представлена сравнительная оценка фактических показателей работы системы теплоснабжения от Пензенской ТЭЦ-2 и соответствующих нормативных значений.

12.1.1. Сопоставление фактических значений показателей работы системы теплоснабжения от ТЭЦ-2 с их нормируемыми значениями

Основой для определения фактического режима работы системы теплоснабжения служат значения температуры и расхода сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах на всех выводах ТЭЦ-2 по данным приборов коммерческого учета отпуска тепловой энергии, предоставленным Пензенским филиалом ОАО «ТГК-6».

Результаты сравнений фактических значений расхода сетевой воды в подающем трубопроводе системы теплоснабжения от ТЭЦ-2 г. Пензы с их нормируемыми значениями во всем диапазоне температур наружного воздуха за период 2011 - 2012 гг. представлены на рис. 12.1.

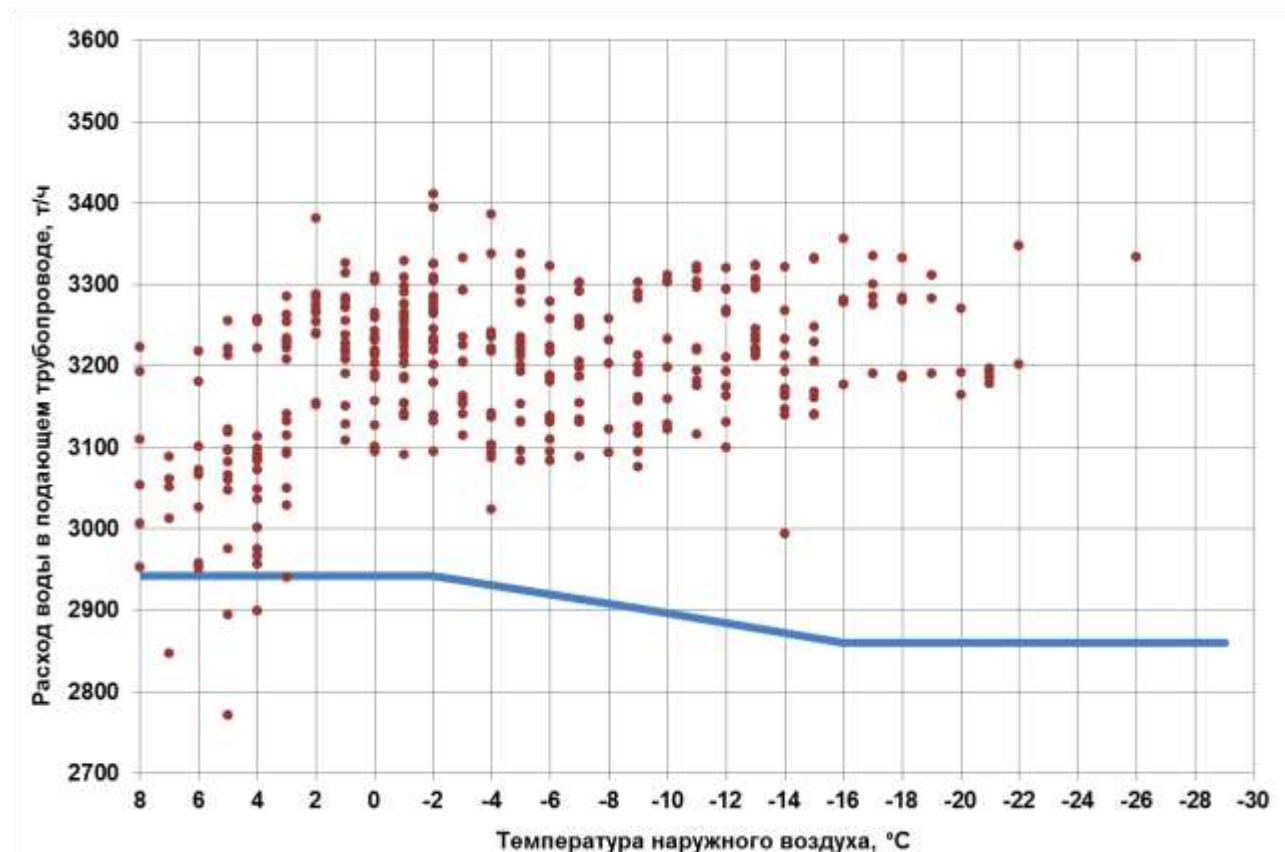


Рис. 12.1. Сравнений фактических значений расхода сетевой воды в подающем трубопроводе системы теплоснабжения от ТЭЦ-2 с нормативными значениями за 2011 – 2012 гг.

Из полученных результатов видно, что фактический расход сетевой воды превышает нормативный 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 ТЭЦ-2 г. Пензы 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 ТЭЦ-2 хорошо согласуется с нормативными значениями. Однако присутствует относительно большой разброс фактических значений отпуска тепловой энергии при одной и той же температуре наружного воздуха – до 35 Гкал/ч.

Фактическая «срезка» температурного графика соответствует температуре прямой сетевой воды 95 °С при нормативе в 110 °С, вследствие чего при температурах наружного воздуха ниже -16 °С имеет место недоотпуск тепловой энергии от ТЭЦ-2 – в среднем около 10 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.

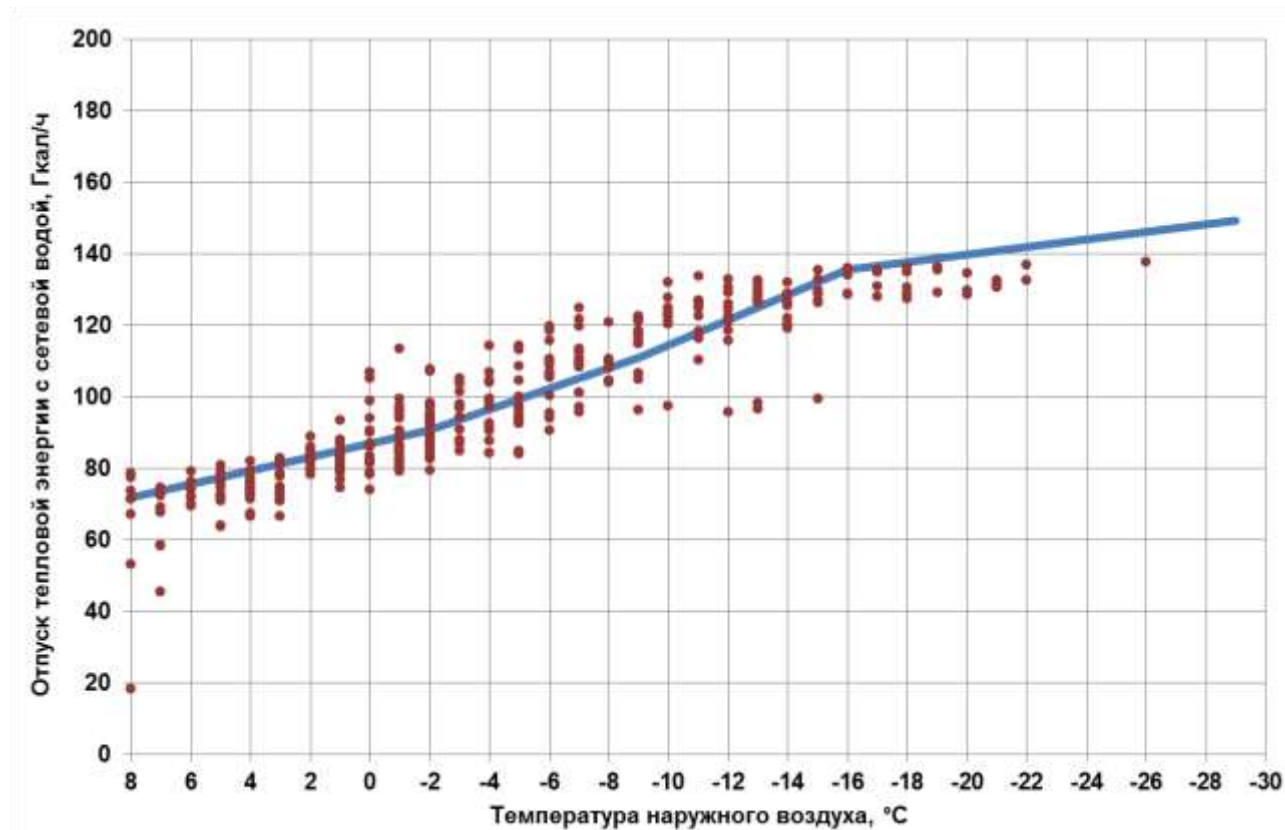


Рис. 12.2 Сравнение фактического отпуска тепловой энергии в сетевой воде с нормативными значениями в системе теплоснабжения г. Пензы от ТЭЦ-2 за 2011 – 2012 гг.

Результаты сравнения фактических значений подпитки теплосети при передаче тепловой энергии в системе теплоснабжения от ТЭЦ-2 г. Пензы с нормируемыми значениями во всем диапазоне температур наружного воздуха за период 2011-2012 г. представлены на рис. 12.3.

Из полученных результатов видно, что фактическая величина подпитки в системе теплоснабжения от ТЭЦ-2 во всем диапазоне температур наружного воздуха в среднем соответствует нормативным значениям.

Итоги сравнительного анализа фактических и расчетных (нормативных) показателей работы системы теплоснабжения от Пензенской ТЭЦ-2 за период 2011 - 2012 гг. представлены в таблице 12.1.

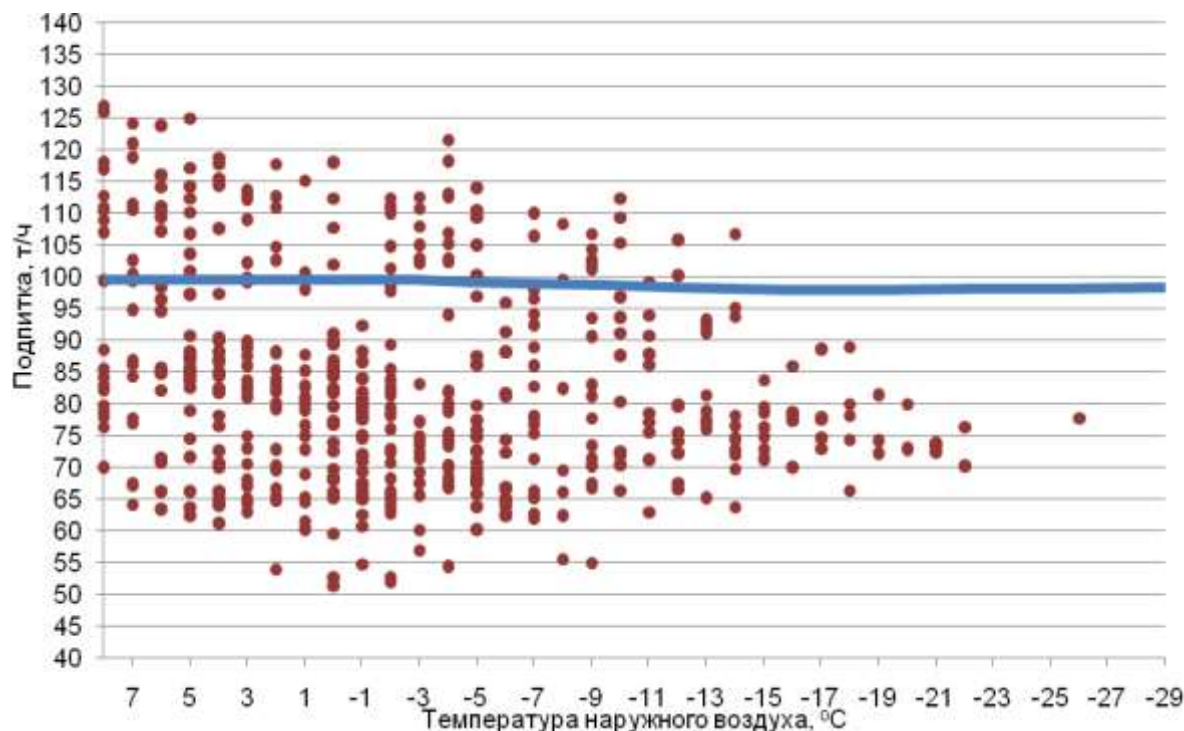


Рис. 12.3. Сравнение фактической и нормативной подпитки системы теплоснабжения г. Пензы от ТЭЦ-2 за 2009 – 2011 гг.

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
Пензенская ТЭЦ-2	Расход сетевой воды по подающим трубопроводам	т/ч	+ 300	
	Температура сетевой воды в подающих трубопроводах	°С	+ 7	Нарушение требований ПТЭ ТЭ по допустимому отклонению (+/- 3 %)
	Температура сетевой воды в обратных трубопроводах	°С	+ 6	Нарушение требований ПТЭ ТЭ по допустимому превышению (+ 5 %)
	Отпуск тепловой энергии в сетевой воде от источника теплоты	Гкал/ч	Не выявлено	
	Подпитка системы теплоснабжения	т/ч	- 15	

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

Износ магистральных и квартальных тепловых сетей в системе теплоснабжения от Пензенской ТЭЦ-2, трубопроводы которых имеют срок службы более 25 лет, составляет более 60 %. Средний срок эксплуатации всех трубопроводов составляет 27 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.

По результатам расчетов вероятности безотказной работы систем транспорта теплоносителя для магистральных трубопроводов от Пензенской ТЭЦ-2 выявлен ряд участков, на которых не соблюдаются нормативные показатели надежности.

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

Существенный износ строительных конструкций ЦТП также, в свою очередь, отрицательно сказывается на надежности и безопасности теплоснабжения потребителей от ТЭЦ-2.

12.3. Описание существующих проблем развития системы теплоснабжения

1. Средняя величина фактических потерь через тепловую изоляцию магистральных трубопроводов теплосети превышает нормативные значения на 20 % за счет обветшания теплоизоляции и роста доли трубопроводов, требующих срочной замены. Утвержденные нормативы тепловых потерь в квартальных тепловых сетях также ниже фактических. Эти обстоятельства приводят к существенным финансовым потерям теплоснабжающей организации.

2. Низкий уровень отпуска тепловой энергии с паром, сложившийся на ТЭЦ в базовом периоде (в перспективе – полный отказ от отпуска пара промышленным потребителям), что обуславливает неэффективную эксплуатацию противодавленческих турбоагрегатов.

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

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

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

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

7. Наличие потребителей с непосредственным водоразбором, для которых требуется предусмотреть мероприятия по «закрытию» схемы ГВС.

Список использованных источников

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

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