

«Утверждаю»

**Глава городского поселения
Петров Вал**

_____ **И.Г.Друзина**

25 января 2024 г.

**Актуализация схемы теплоснабжения
на территории городского поселения Петров Вал
до 2030г.**

г.п. Петров Вал

2024 г.

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

1.1 Функциональная структура теплоснабжения

1.1.1 Описание эксплуатационных зон действия теплоснабжающих и теплосетевых организаций

Теплоснабжающей и теплосетевой организаций в городском поселении Петров Вал является МУП ЖКХ Камышинского района

Существующая система теплоснабжения города Петров Вал включает в себя 7 тепловых районов (зоны действия источников тепловой энергии), 6 из них состоят из источника тепловой энергии и присоединённых к нему тепловых сетей. Для теплоснабжения теплового района «пер. Тоннельный» используется покупное тепло от котельной, расположенной в производственной зоне локомотивного депо.

Перечень существующих зон действия источников тепловой энергии приведён в таблице 1.1.1.1.

1.1.2 Описание зон действия производственных источников тепловой энергии

Таблица 1.1.1.1 Перечень существующих зон действия источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование зоны действия источника тепловой энергии	Существующая располагаемая тепловая мощность, Гкал/час	Существующая присоединённая нагрузка Гкал/час
1	Котельная №2	5,68	5,32
2	Котельная №3	4,30	3,8272
3	Котельная №5	2,76	1,7903
4	Котельная ул. Шевченко	0,97	0,41711
5	Котельная д/с Колосок	1,08	0,76658
6	Котельная ул. Совхозная	0,085	0,08

Графическое описание существующих зон действия источников тепловой энергии приведено на рис.1-6.

Рисунок 2. Зона действия котельной №3

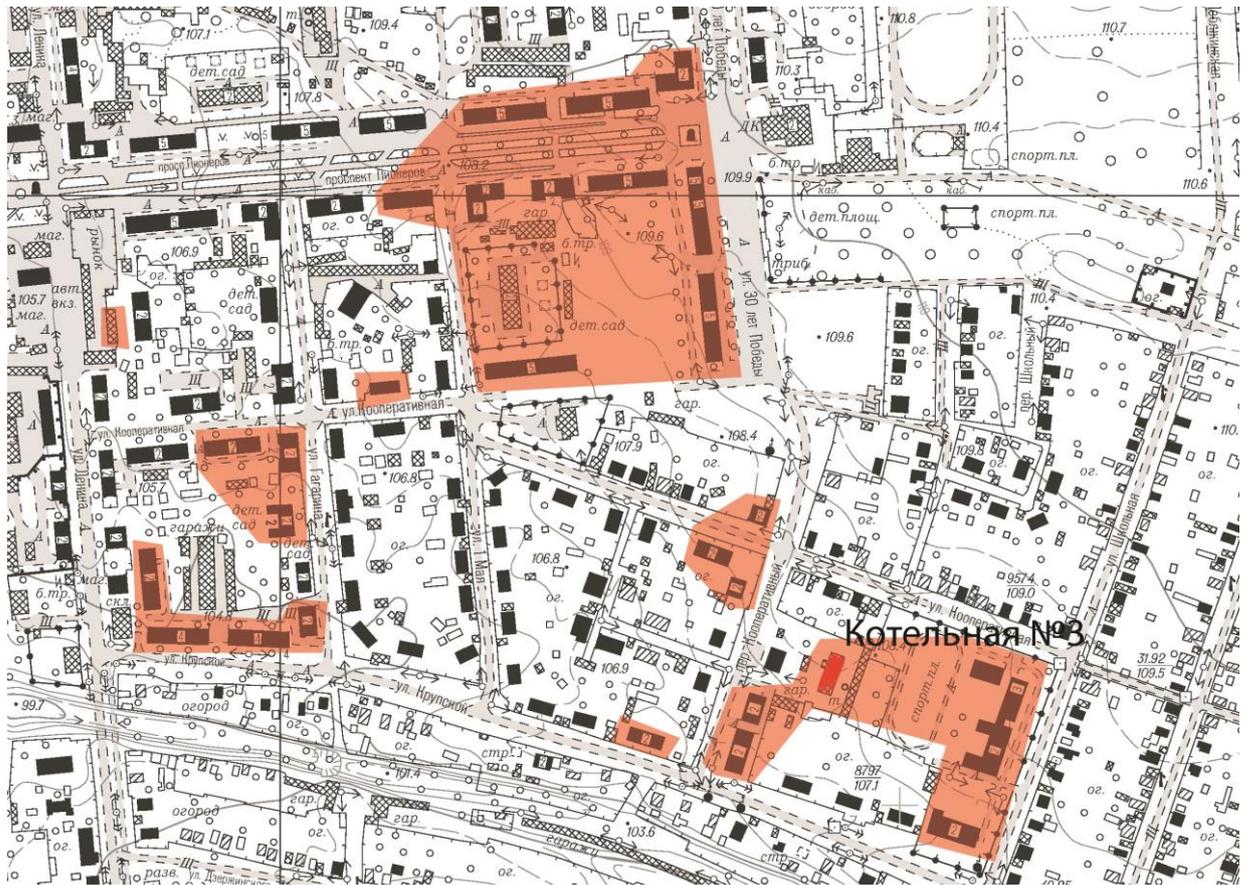


Рисунок 3. Зона действия котельной №5

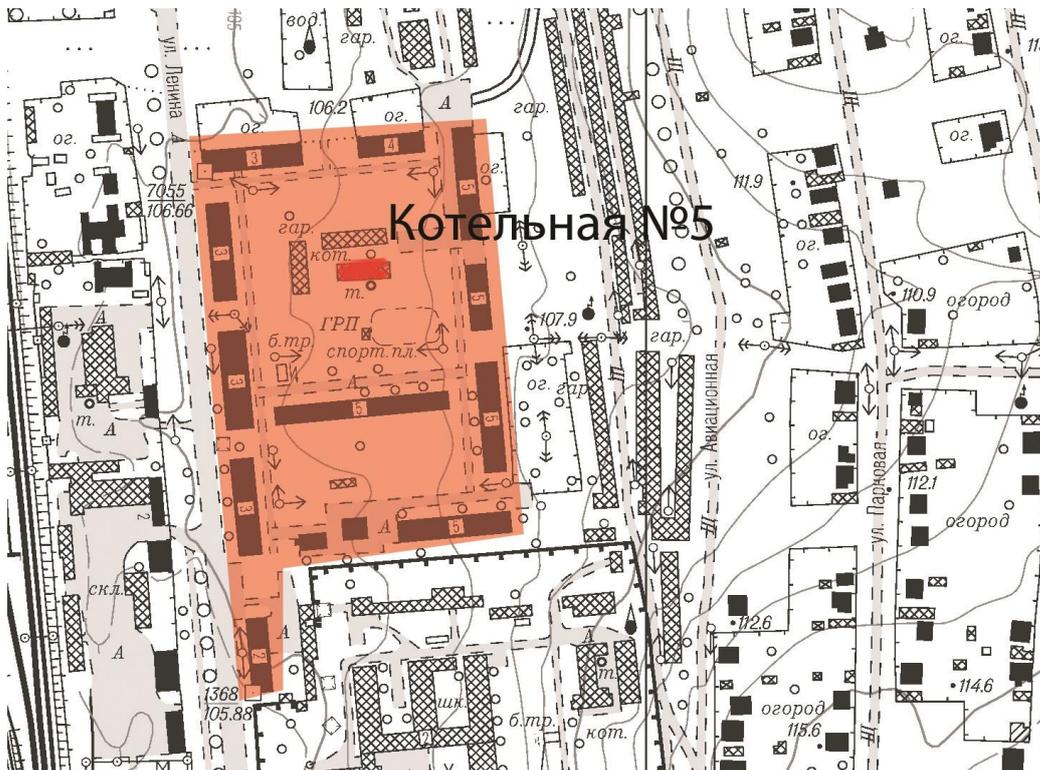


Рисунок 4. Зона действия котельной д/с «Колосок»

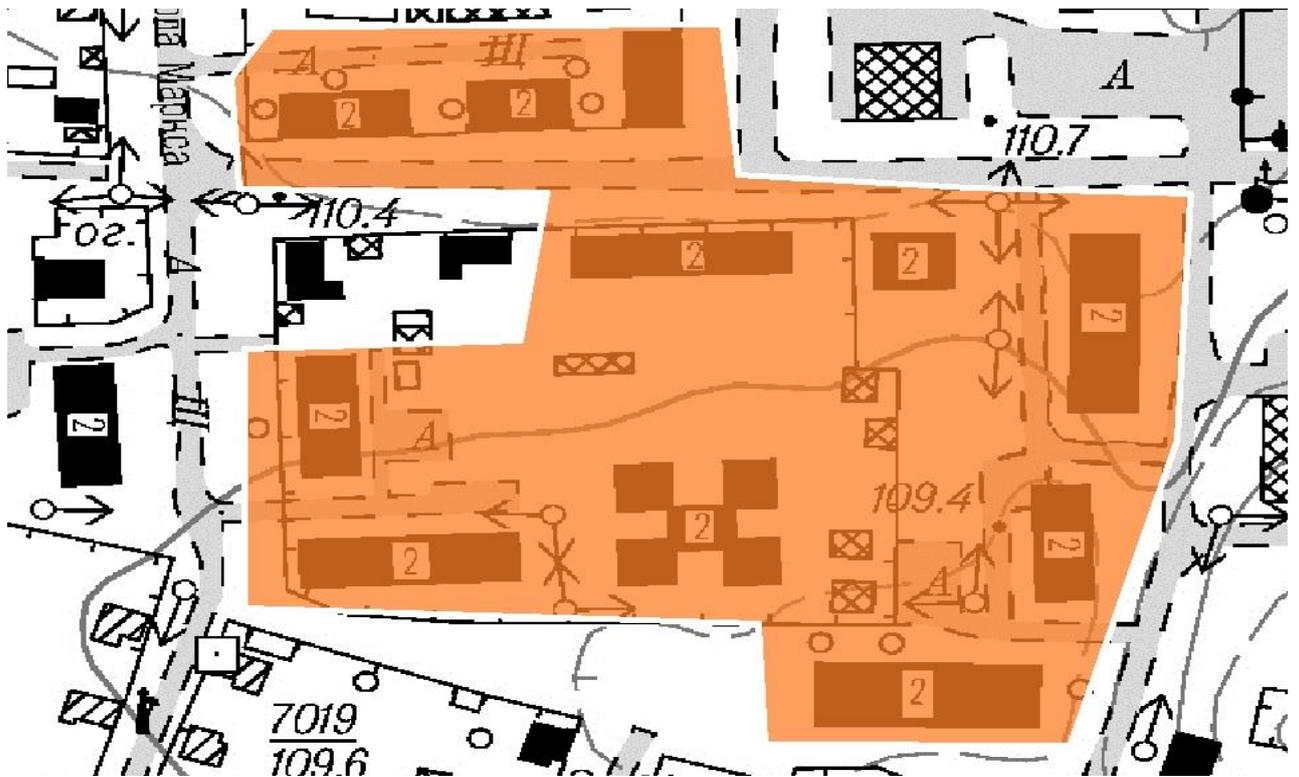


Рисунок 5. Зона действия котельной ул. Шевченко



1.1.3 Описание зон действия индивидуального теплоснабжения

Объём индивидуального теплоснабжения на 93% превышает объём централизованного теплоснабжения. Высокий процент индивидуального теплоснабжения обусловлен архитектурными особенностями застройки городской черты. Индивидуальное теплоснабжение представлено в виде дровяного и газового домового и поквартирного отопления малоэтажного жилого фонда.

1.2 Источники тепловой энергии

1.2.1 Структура основного оборудования

Структура и характеристики основного оборудования источников тепловой энергии приведены в таблице 1.2.1

Таблица 1.2.1 Структура основного оборудования источников тепловой энергии

№	Наименование источника	Характеристики водогрейных котлов	Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса	Топливный режим
1	Котельная №2	Зиосаб-2500 кВт – 2 шт Зиосаб-1600 кВт	2011	2026	Газ
2	Котельная №3	Зиосаб-2500 кВт -2шт	2010	2025	Газ
3	Котельная №5	Зиосаб-1600 кВт -2 шт	2013	2028	Газ
4	Котельная ул. Шевченко	КВА 0,63 кВт – 1 шт Зиосаб-500 – 1 шт.	2009 2017	2024 2032	Газ
5	Котельная д/с Колосок	КВА 0,63 кВт – 2шт	2009	2019	Газ
6	Котельная ул. Совхозная	Ишма -100 – 1 шт	2004	2014	Газ

1.2.2 Эксплуатационные характеристики источников

Эксплуатационные характеристики источников тепловой энергии приведены в таблице 1.2.2., в том числе:

- ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности;
- объём потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто;
- среднегодовая загрузка оборудования.

Таблица 1.2.2 Эксплуатационные характеристики источников

№ п/п	Наименование источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/час	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/час	Потребление тепловой энергии на собственные нужды, Гкал/час	Тепловая мощность, Гкал/час	Среднегодовая загрузка оборудования, Гкал/час / %
1	Котельная №2	5,68	5,68	0,13	5,55	5,23 / 92
2	Котельная №3	4,3	4,3	0,0989	4,2	3,43 / 79,8
3	Котельная №5	2,76	2,76	0,06348	2,7	1,90 / 69
4	Котельная ул. Шевченко	0,97	0,97	0,0248	0,945	0,40 / 37
5	Котельная д/с Колосок	1,08	1,08	0,0248	1,055	0,81 / 75
6	Котельная ул. Совхозная	0,085	0,085	0,004	0,081	0,08 / 99

1.2.3 Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии

Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии - качественное регулирование по температуре наружного воздуха.

1.2.4 График изменения температур теплоносителя

График изменения температур теплоносителя по всем источникам 95/70.

1.2.5 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования источников тепловой энергии

Предписаний по запрещению эксплуатации котельной не выдавалось.

1.2.6 Учёт тепловой энергии, отпущенной в водяные тепловые сети

Учёт тепловой энергии, отпущенной в водяные тепловые сети, отсутствует по всем источникам.

1.2.7 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Таблица 1.2.7.1 Средневзвешенная интенсивность отказов тепловых сетей.

Источник тепловой энергии	Протяженность теплотрасс, км	Количество повреждения на тепловых сетях				λ_0 , 1/км/год
		2011 г.	2012г.	2013г.	Среднее за период	
Котельная №2	3,63	5	8	1	6,6	1,327
Котельная №3	2,6	3	5	2	4	0,875
Котельная №5	0,96	1	3	1	2,3	0,964
Котельная по ул. Шевченко	0,0705	-	-	-	-	-
Котельная д/с «Колосок»	0,9	-	-	-	-	-
Котельная по ул. Совхозная	0,03	-	-	-	-	-

1.3 Котельная №2

1.3.1 Структура основного оборудования

Котельная №2 МУП ЖКХ Камышинского района расположена по улице Р.Зорге,4а

Котельная была построена в 1975 году. Температурный график отпуска теплоносителя от котельной 95/70 °С.

Установленная тепловая мощность котельной 5,68 Гкал/ч, присоединенная нагрузка котельной 5,32 Гкал/ч.

Система теплоснабжения потребителей на нужды отопления и горячего водоснабжения двухтрубная закрытая.

Основным топливом на котельной №2 является природный газ, резервное топливо – отсутствует.

Водоснабжение котельной осуществляется хозяйственно-питьевой водой, из городского водопровода, поставляемой МУП ВКХ г.п. Петров Вал.

1.3.2 Основное и вспомогательное оборудование котельной

В котельной установлено три водогрейных котла «ЗИОСАБ».

Состав котельного оборудования котельной №2 по состоянию на 01.11.2014 г. представлен в таблице 1.3.2.1

Таблица 1.3.2.1 Оборудование котельной – котлы.

№	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Теплопроизводительность, Гкал/час
1	ЗИОСАБ 2500	2011	2,15
2	ЗИОСАБ 2500	2011	2,15
3	ЗИОСАБ 1600	2011	1,38

МУП ЖКХ Камышинского района

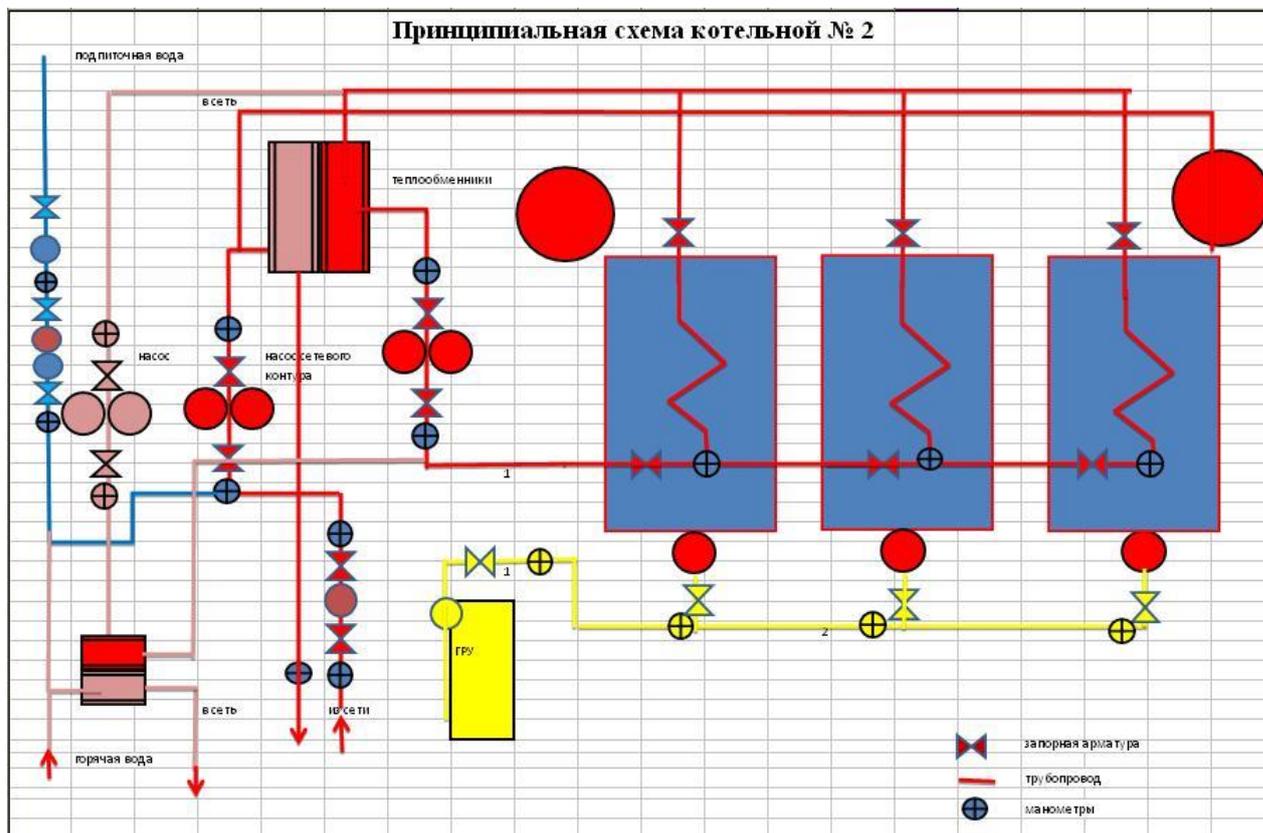


Рисунок1 Принципиальная тепловая схема котельной №2

Данные по дымовым трубам представлены в таблице 1.3.2.2

Таблица 1.3.2.2 Дымовые трубы котельной.

Наименование котельной	Количество труб	Материал	Нормативный срок эксплуатации	Начало эксплуатации
Котельной №2	3	металлическая H=10м D=0,8м	10 лет	2011г.

Таблица1.3.2.3 Состав и характеристика насосного оборудования котельной.

№	Наименование	Кол-во	Тип	Характеристика	Мощность электродвигателя, кВт
1	Насос сетевой	4	Wilo	Q=220 м ³ /час	37

МУП ЖКХ Камышинского района

№	Наименование	Кол-во	Тип	Характеристика	Мощность электродвигателя, кВт
2	Насос подпиточный	1	Wilo	Q=120 м ³ /час	1,1
3	Насос котловой	2	WILO STRATOS 65/1-12	Q=65 м ³ /час	0,81
4	Насос ГВС	2	WILO STRATOS Z30/1-12	Q=30 м ³ /час	0,31

1.3.3 Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Годовой объем расхода тепла на собственные нужды котельной №2 за 2012- 2013г.г. приведены в таблице 1.3.3.1

Таблица 1.3.3.1 Расход тепла на собственные нужды котельной №2.

Котельная №2	Выработка	Отпуск	Расход тепла на с.н.	
	Гкал	Гкал	Гкал	%
2012г.	15129	14810	319	2,11
2013г.	15125	14806	319	2,11

1.3.4 Среднегодовая загрузка оборудования и технико-экономические показатели.

Данные о загрузке оборудования и технико-экономических показателях котельной №2 за период с 2012 г. по 2013 г. приведены в таблице 1.3.4.1

Таблица 1.3.4.1 Техничко-экономические показатели котельной №2

Наименование показателя	Единица измерения	Величина за 2012 г.	Величина за 2013 г.
Установленная тепловая мощность на отопление	Гкал/ч	4,3	4,3
Установленная	Гкал/ч	1,38	1,38

МУП ЖКХ Камышинского района

тепловая мощность в горячей воде			
Присоединенная тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	5,32	5,32
Годовая выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	14,996	15,125
Годовой отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	14,687	14,806
Годовой расход топлива:			
– натурального	тыс. м ³	1825,882	1882,620
– условного	тыс. т у. т	2099,764	2124,67
Годовой расход электроэнергии	млн. кВтч	0,303074	0,291960
Удельный расход на отпуск тепловой энергии:			
– условного топлива	кг/Гкал	142,9	143,5
– электроэнергии	кВтч/Гкал	20,94	20,17

Анализ технико-экономических показателей производственной деятельности котельной №2 за 2012-2013 гг. позволил установить следующее:

- установленная тепловая мощность на отопление, установленная тепловая мощность в горячей воде сохраняют свои значения на протяжении рассматриваемого срока.

- за последние два года величина расхода электроэнергии на отпущенное тепло имеет тенденцию к сокращению. В 2013 году по сравнению с 2012 годом расход электроэнергии сократился на 0,77 кВт*ч/Гкал.

Технические условия на отпуск тепла и теплоносителя в виде горячей воды с коллекторов котельной №2 на 2013 г. представлены в таблице 1.3.4.2

Таблица 1.3.4.2 Технические условия на отпуск тепла и теплоносителя.

№ п/п	Наименование	Ед.изм.	Отопительный период	Летний период
1	2	3	4	5
1	Давление сетевой воды в прямом трубопроводе	кгс/см ²	4,0±0,2	3,0±0,2
2	Давление сетевой воды в обратном трубопроводе	кгс/см ²	3,5±0,2	2,0±0,2
3	Температура сетевой воды	°С	по графику	по графику

МУП ЖКХ Камышинского района

№ п/п	Наименование	Ед.изм.	Отопительный период	Летний период
			95-70 °С	95-70 °С
4	Нормативная подпитка	м ³ /час	0,45	0,16

1.4. Котельная №3

1.4.1 Структура основного оборудования

Котельная №3 МУП ЖКХ Камышинского района расположена по адресу пер. Кооперативный, 1а

Котельная была построена в 1963 году. Температурный график отпуска теплоносителя от котельной 95/70 °С.

Установленная тепловая мощность котельной 4,30 Гкал/ч, присоединенная нагрузка котельной 3,83 Гкал/ч.

Система теплоснабжения потребителей на нужды отопления двухтрубная закрытая.

Основным топливом на котельной №3 является природный газ, резервное топливо – отсутствует.

Водоснабжение котельной осуществляется хозяйственно-питьевой водой, из городского водопровода, поставляемой МУП ВКХ г. п. Петров Вал.

1.4.2 Основное и вспомогательное оборудование котельной

В котельной установлено два водогрейных котла «ЗИОСАБ».

Состав котельного оборудования котельной №3 по состоянию на 01.11.2014 г. представлен в таблице 1.4.2.1

Таблица 1.4.2.1 Оборудование котельной – котлы.

№	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Теплопроизводительность, Гкал/час
1	ЗИОСАБ 2500	2010	2,15
2	ЗИОСАБ 2500	2010	2,15

МУП ЖКХ Камышинского района

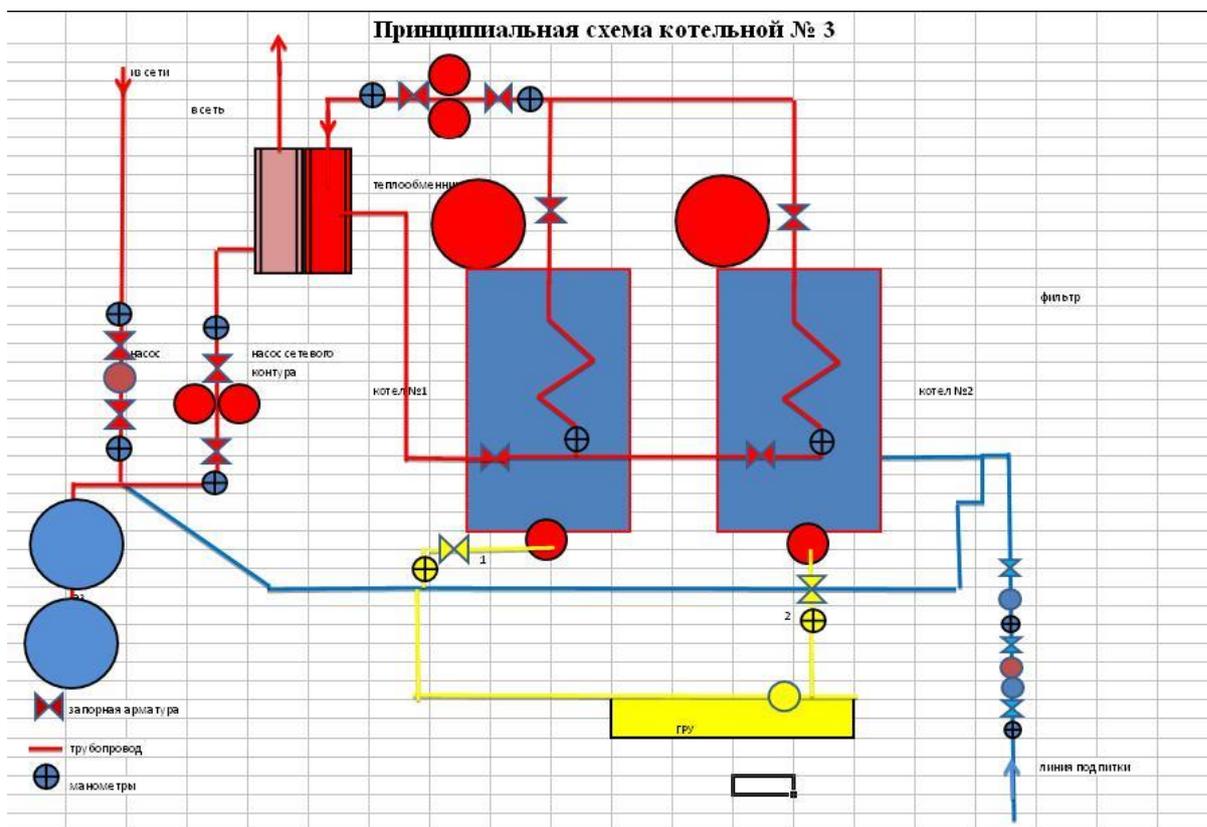


Рисунок 1 Принципиальная тепловая схема котельной №3

Данные по дымовым трубам представлены в таблице 1.4.2.2

Таблица 1.4.2.2 Дымовые трубы котельной.

Наименование котельной	Количество труб	Материал	Нормативный срок эксплуатации	Начало эксплуатации
Котельной №3	2	металлическая H=10м D=0,8м	10 лет	2010г.

Таблица 1.4.2.3 Состав и характеристика насосного оборудования котельной.

№	Наименование	Кол-во	Тип	Характеристика	Мощность электродвигателя, кВт
1	Насос сетевой	4	Wilo	Q=220 м ³ /час	37
2	Насос подпиточный	2	Wilo	Q=120	1,1

МУП ЖКХ Камышинского района

№	Наименование	Кол-во	Тип	Характеристика	Мощность электродвигателя, кВт
				м ³ /час	
3	Насос котловой	2	WILO STRATOS 65/1-12	Q=65 м ³ /час	0,81

1.4.3 Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Годовой объем расхода тепла на собственные нужды котельной №3 за 2012- 2013г.г. приведены в таблице 1.4.3.1

Таблица 1.4.3.1 Расход тепла на собственные нужды котельной №3.

Котельная №3	Выработка	Отпуск	Расход тепла на с.н.	
	Гкал	Гкал	Гкал	%
2012г.	10415	10195	220	2,11
2013г.	9539	9338	201	2,11

1.4.4 Среднегодовая загрузка оборудования и технико-экономические показатели.

Данные о загрузке оборудования и технико-экономических показателях котельной №3 за период с 2012 г. по 2013 г. приведены в таблице 1.4.4.1

Таблица 1.4.4.1 Техничко-экономические показатели котельной №3

Наименование показателя	Единица измерения	Величина за 2012 г.	Величина за 2013 г.
Установленная тепловая мощность на отопление	Гкал/ч	4,3	4,3
Присоединенная тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	3,83	3,83
Годовая выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	10,415	9,539

МУП ЖКХ Камышинского района

Годовой отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	10,195	9,338
Годовой расход топлива:			
– натурального	тыс. м ³	1258,980	1191,411
– условного	тыс. т у. т	1447,827	1344,59
Годовой расход электроэнергии	млн. кВтч	0,229396	0,259592
Удельный расход на отпуск тепловой энергии:			
– условного топлива	кг/Гкал	139,01	143,99
– электроэнергии	кВтч/Гкал	22,9	27,1

Анализ технико-экономических показателей производственной деятельности котельной №3 за 2012-2013 гг. позволил установить следующее:

- установленная тепловая мощность на отопление сохраняет свои значения на протяжении рассматриваемого срока.

- за последние два года величина расхода электроэнергии на отпущенное тепло имеет тенденцию к увеличению. В 2013 году по сравнению с 2012 годом расход электроэнергии увеличился на 4,2 кВт*ч/Гкал.

1.5 Котельная №5

1.5.1 Структура основного оборудования

Котельная №5 МУП ЖКХ Камышинского района расположена по ул.Ленина,100а

Котельная была построена в 1984 году. Температурный график отпуска теплоносителя от котельной 95/70 °С.

Установленная тепловая мощность котельной 2,76 Гкал/ч, присоединенная нагрузка котельной 1,79 Гкал/ч.

Система теплоснабжения потребителей на нужды отопления двухтрубная закрытая.

Основным топливом на котельной №5 является природный газ, резервное – отсутствует.

МУП ЖКХ Камышинского района

Водоснабжение котельной осуществляется хозяйственно-питьевой водой, из городского водопровода, поставляемой МУП ВКХ г.п. Петров Вал.

1.5.2 Основное и вспомогательное оборудование котельной

В котельной установлено два водогрейных котла «ЗИОСАБ».

Состав котельного оборудования котельной №5 по состоянию на 01.11.2014 г. представлен в таблице 1.5.1.1

Таблица 1.5.1.1 Оборудование котельной – котлы.

№	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Теплопроизводительность Гкал/час
1	ЗИОСАБ 1600	2013	1,38
2	ЗИОСАБ 1600	2013	1,38

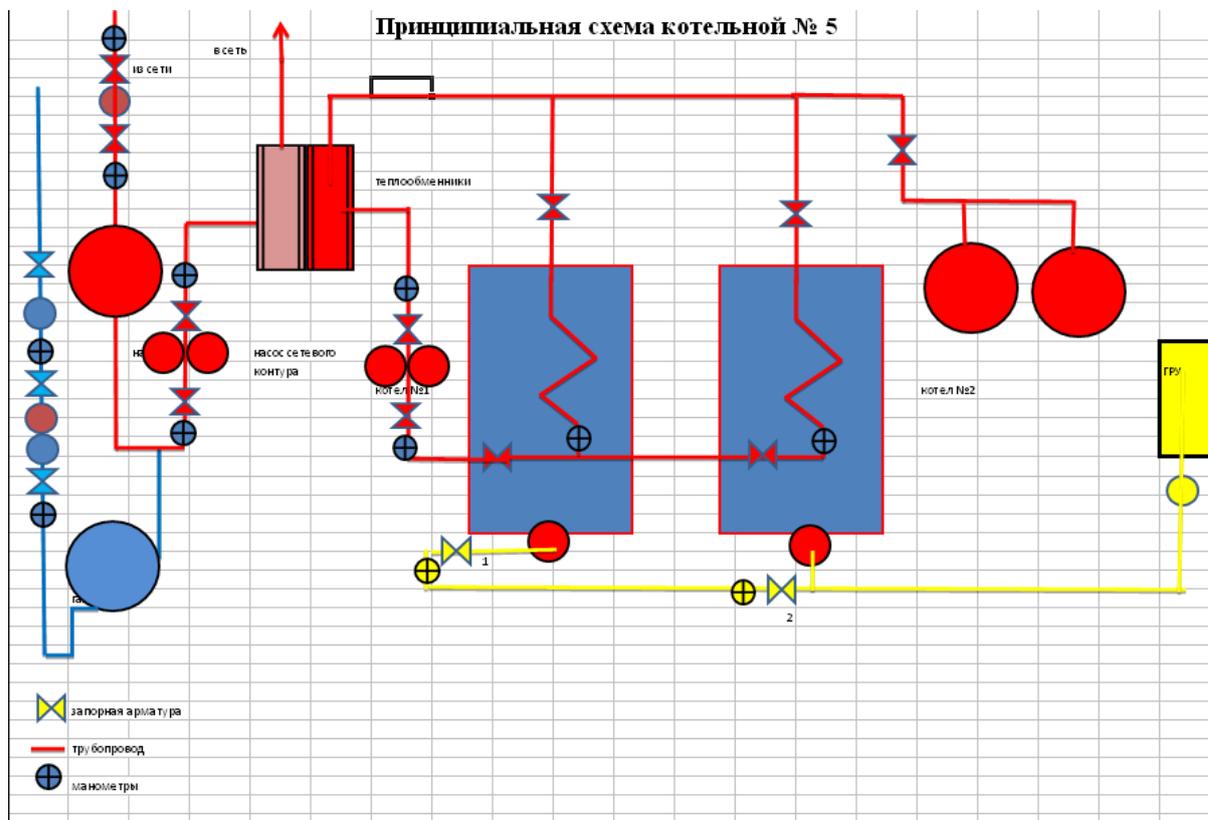


Рисунок 1 Принципиальная тепловая схема котельной №5

Данные по дымовым трубам представлены в таблице 1.5.1.2

Таблица 1.5.1.2 Дымовые трубы котельной.

МУП ЖКХ Камышинского района

Наименование котельной	Количество труб	Материал	Нормативный срок эксплуатации	Документ, определяющий срок эксплуатации	Начало эксплуатации
Котельной №5	2	металлическая H=10м D=0,8м	10 лет		2013г.

Таблица 1.5.1.3 Состав и характеристика насосного оборудования котельной.

№	Наименование	Кол-во	Тип	Характеристика	Мощность электродвигателя, кВт
1	Насос сетевой	4	Wilo	Q=210 м ³ /час	18
2	Насос подпиточный	2	Wilo	Q=120 м ³ /час	1,1

1.5.3 Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Годовой объем расхода тепла на собственные нужды котельной №5 за 2012- 2013г.г. приведены в таблице 1.5.2.1

Таблица 1.5.2.1 Расход тепла на собственные нужды котельной №5.

Котельная №5	Выработка	Отпуск	Расход тепла на с.н.	
	Гкал	Гкал	Гкал	%
2012г.	6525	6388	137	2,11
2013г.	6834	6690	144	2,11

1.5.4 Среднегодовая загрузка оборудования и технико-экономические показатели.

Данные о загрузке оборудования и технико-экономических показателях котельной №5 за период с 2012 г. по 2013 г. приведены в таблице 1.5.3.1

Таблица 1.5.3.1 Техничко-экономические показатели котельной №5

Наименование показателя	Единица измерения	Величина за 2012 г.	Величина за 2013 г.
Установленная тепловая мощность на отопление	Гкал/ч	2,76	2,76
Присоединенная тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	1,79	1,79
Годовая выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	6,525	6,834
Годовой отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	6,388	6,690
Годовой расход топлива:			
– натурального	тыс. м ³	788,527	838,173
– условного	тыс. т у. т	906,806	945,94
Годовой расход электроэнергии	млн. кВтч	0,072152	0,091431
Удельный расход на отпуск тепловой энергии:			
– условного топлива	кг/Гкал	138,9	141,4
– электроэнергии	кВтч/Гкал	11,47	7,52

Анализ технико-экономических показателей производственной деятельности котельной №3 за 2012-2013 гг. позволил установить следующее:

- установленная тепловая мощность на отопление сохраняет свои значения на протяжении рассматриваемого срока.

- за последние два года величина расхода электроэнергии на отпущенное тепло имеет тенденцию к сокращению. В 2013 году по сравнению с 2012 годом расход электроэнергии сократился на 3,95кВт*ч/Гкал.

1.6 Котельная «Колосок»

1.6.1 Структура основного оборудования

Котельная «Колосок» МУП ЖКХ Камышинского района расположена по ул. Камышинская, 45а

Котельная была построена в 2000 году. Температурный график отпуска теплоносителя от котельной 95/70 °С.

Установленная тепловая мощность котельной 1,08 Гкал/ч, присоединенная нагрузка котельной 0,767 Гкал/ч.

Система теплоснабжения потребителей на нужды отопления двухтрубная закрытая.

Основным топливом на котельной «Колосок» является природный газ, резервное – отсутствует.

Водоснабжение котельной осуществляется хозяйственно-питьевой водой, из городского водопровода, поставляемой МУП ВКХ г.п. Петров Вал.

1.6.2 Основное и вспомогательное оборудование котельной

В котельной установлено два водогрейных котла Ква-063.

Состав котельного оборудования котельной «Колосок» по состоянию на 01.11.2014 г. представлен в таблице 1.6.2.1

Таблица 1.6.2.1 Оборудование котельной – котлы.

№	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Теплопроизводительность, Гкал/час
1	Ква-063	2000	0,54
2	Ква-063	2014	0,54

МУП ЖКХ Камышинского района

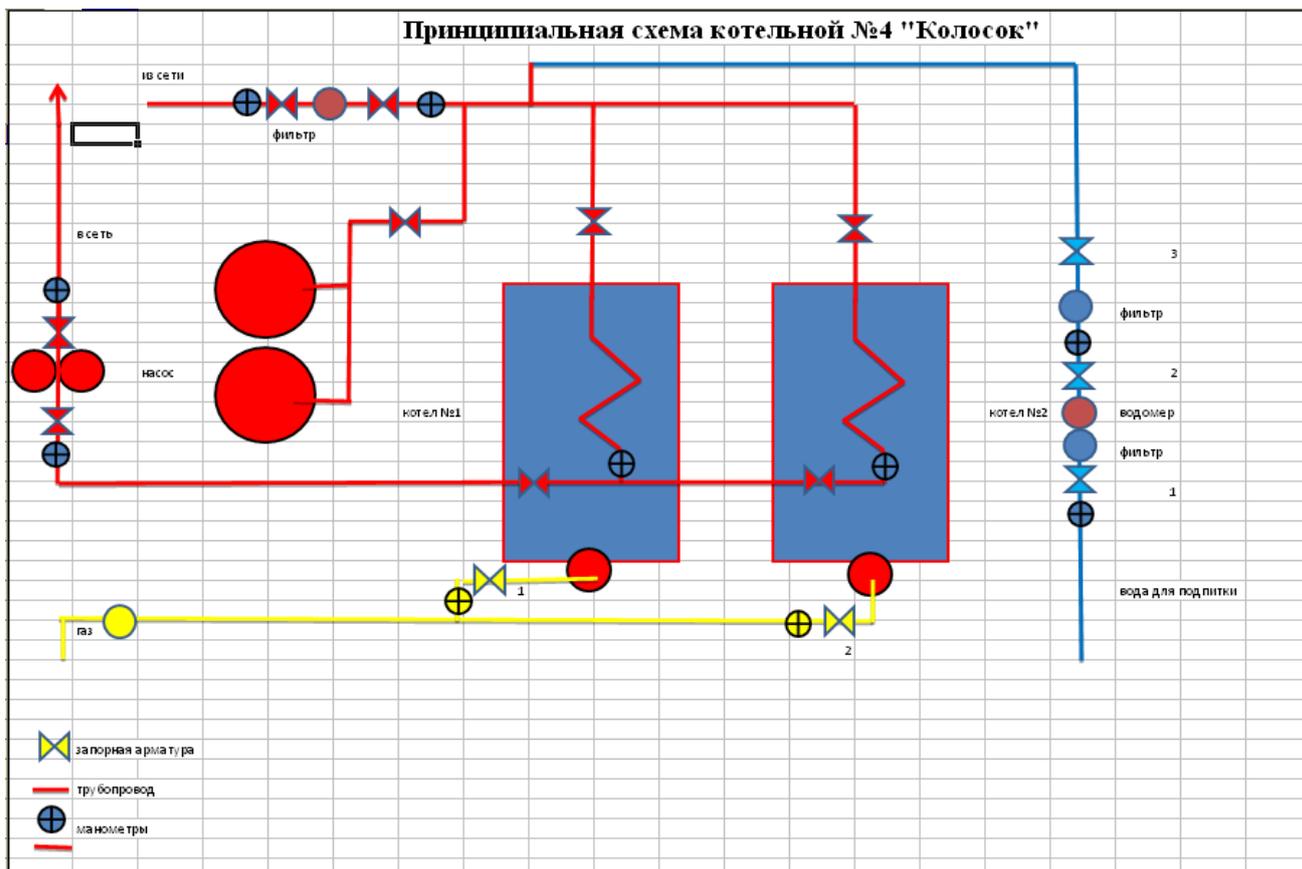


Рисунок 1 Принципиальная тепловая схема котельной «Колосок»

Данные по дымовым трубам представлены в таблице 1.6.2.2

Таблица 1.6.2.2 Дымовые трубы котельной.

Наименование котельной	Количество труб	Материал	Нормативный срок эксплуатации	Документ, определяющий срок эксплуатации	Начало эксплуатации
Котельной «Колосок»	2	металлическая H=15,3м D=0,4м	10 лет		2009

Таблица 1.6.2.3 Состав и характеристика насосного оборудования котельной.

№	Наименование	Кол-во	Тип	Характеристика	Мощность электродвигателя, кВт

МУП ЖКХ Камышинского района

№	Наименование	Кол-во	Тип	Характеристика	Мощность электродвигателя, кВт
1	Насос сетевой	4	Grundfos	Q=190 м ³ /час	2,2

1.6.3 Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Годовой объем расхода тепла на собственные нужды котельной «Колосок» за 2012- 2013г.г. приведены в таблице 1.6.3.1

Таблица 1.6.3.1 Расход тепла на собственные нужды котельной «Колосок».

Котельная «Колосок»	Выработка	Отпуск	Расход тепла на с.н.	
	Гкал	Гкал	Гкал	%
2012г.	2637	2582	55	2,11
2013г.	2094	2050	44	2,11

1.6.4 Среднегодовая загрузка оборудования и технико-экономические показатели.

Данные о загрузке оборудования и технико-экономических показателях котельной «Колосок» за период с 2012 г. по 2013 г. приведены в таблице 1.6.4.1

Таблица 1.6.4.1 Техничко-экономические показатели котельной «Колосок»

Наименование показателя	Единица измерения	Величина за 2012 г.	Величина за 2013 г.
Установленная тепловая мощность на отопление	Гкал/ч	1,08	1,08
Присоединенная тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	0,767	0,767
Годовая выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	2,637	2,094
Годовой отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	2,582	2,05
Годовой расход топлива:			

МУП ЖКХ Камышинского района

– натурального	тыс. м ³	318,432	262,062
– условного	тыс. т у. т	366,197	295,76
Годовой расход электроэнергии	млн. кВтч	0,017085	0,023650
Удельный расход на отпуск тепловой энергии:			
– условного топлива	кг/Гкал	138,8	144,27
– электроэнергии	кВтч/Гкал	6,7	11,29

Анализ технико-экономических показателей производственной деятельности котельной №3 за 2012-2013 гг. позволил установить следующее:

- установленная тепловая мощность на отопление сохраняет свои значения на протяжении рассматриваемого срока.

- за последние два года величина расхода электроэнергии на отпущенное тепло имеет тенденцию к увеличению. В 2013 году по сравнению с 2012 годом расход электроэнергии увеличился на 4,59 кВт*ч/Гкал.

1.7 Котельная «Шевченко»

1.7.1 Структура основного оборудования

Котельная «Шевченко» МУП ЖКХ Камышинского района расположена по ул.Шевченко,50

Котельная была построена в 2000 году. Температурный график отпуска теплоносителя от котельной 95/70 °С.

Установленная тепловая мощность котельной 0,97 Гкал/ч, присоединенная нагрузка котельной 0,42 Гкал/ч.

Система теплоснабжения потребителей на нужды отопления двухтрубная закрытая.

Основным топливом на котельной «Шевченко» является природный газ, резервное – отсутствует.

Водоснабжение котельной осуществляется хозяйственно-питьевой водой, из городского водопровода, поставляемой МУП ВКХг.п. Петров Вал.

1.7.2 Основное и вспомогательное оборудование котельной

В котельной установлено два водогрейных котла: Ква-0,63 и ЗИОСАБ-500.

Состав котельного оборудования котельной «Шевченко» по состоянию на 01.11.2014 г. представлен в таблице 1.7.2.1

Таблица 1.7.2.1 Оборудование котельной – котлы.

№	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Теплопроизводительность, Гкал/час
1	Ква-063	2000	0,54
2	Зиосаб-500	2018	0,43

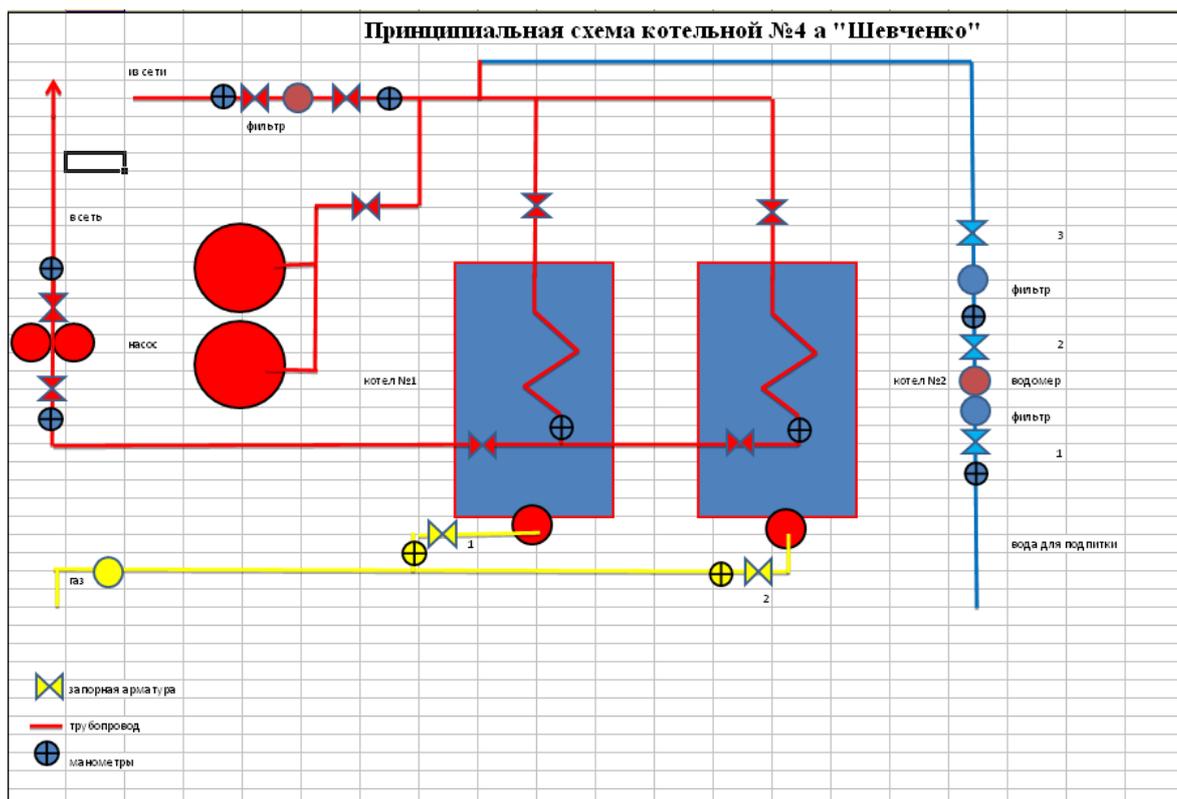


Рисунок1 Принципиальная тепловая схема котельной «Шевченко»

Данные по дымовым трубам представлены в таблице 1.7.2.2

Таблица 1.7.2.2 Дымовые трубы котельной.

МУП ЖКХ Камышинского района

Наименование котельной	Количество труб	Материал	Нормативный срок эксплуатации	Документ, определяющий срок эксплуатации	Начало эксплуатации
Котельной «Шевченко»	2	металлическая H=12м D=0,4м	10 лет		2009г.

Таблица 1.7.2.3 Состав и характеристика насосного оборудования котельной.

№	Наименование	Кол-во	Тип	Характеристика	Мощность электродвигателя, кВт
1	Насос сетевой	4	Grundfos	Q=190 м ³ /час	2,2

1.7.3 Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Годовой объем расхода тепла на собственные нужды котельной «Шевченко» за 2012- 2013г.г. приведены в таблице 1.7.3.1

Таблица 1.7.3.1 Расход тепла на собственные нужды котельной «Шевченко».

Котельная «Шевченко»	Выработка	Отпуск	Расход тепла на с.н.	
	Гкал	Гкал	Гкал	%
2012г.	1411	1381	30	2,11
2013г.	1288	1261	27	2,11

1.7.4 Среднегодовая загрузка оборудования и технико-экономические показатели.

Данные о загрузке оборудования и технико-экономических показателях котельной «Шевченко» за период с 2012 г. по 2013 г. приведены в таблице 1.7.4.1

Таблица 1.7.4.1 Техничко-экономические показатели котельной «Шевченко»

Наименование показателя	Единица измерения	Величина за 2012 г.	Величина за 2013 г.
Установленная тепловая мощность на отопление	Гкал/ч	1,08	1,08
Присоединенная тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	0,42	0,42
Годовая выработка тепловой энергии	Тыс. Гкал	1,411	1,288
Годовой отпуск тепловой энергии	Тыс. Гкал	1,371	1,261
Годовой расход топлива:			
– натурального	тыс. м ³	170,320	160,983
– условного	тыс. т у. т	195,868	181,68

МУП ЖКХ Камышинского района

Годовой расход электроэнергии	млн. кВтч	0,013175	0,014096
Удельный расход на отпуск тепловой энергии:			
– условного топлива	кг/Гкал	138,8	144,1
– электроэнергии	кВтч/Гкал	9,3	10,9

Анализ технико-экономических показателей производственной деятельности котельной №3 за 2012-2013 гг. позволил установить следующее:

- установленная тепловая мощность на отопление сохраняет свои значения на протяжении рассматриваемого срока.

- за последние два года величина расхода электроэнергии на отпущенное тепло имеет тенденцию к увеличению. В 2013 году по сравнению с 2012 годом расход электроэнергии увеличился на 1,6 кВт*ч/Гкал.

1.8 Котельная «Совхозная»

1.8.1 Структура основного оборудования

Котельная «Совхозная» МУП ЖКХ Камышинского района расположена по ул.Совхозная ,6

Температурный график отпуска теплоносителя от котельной 95/70 °С.

Установленная тепловая мощность котельной 0,085 Гкал/ч, присоединенная нагрузка котельной 0,08 Гкал/ч.

Система теплоснабжения потребителей на нужды отопления двухтрубная закрытая.

Основным топливом на котельной «Совхозная» является природный газ, резервное – отсутствует.

1.8.2 Основное и вспомогательное оборудование котельной

В котельной установлено водогрейный котел Ишма -100ES

Состав котельного оборудования котельной «Совхозная» по состоянию на 01.11.2014 г. представлен в таблице 1.8.2.1

МУП ЖКХ Камышинского района

Таблица 1.8.2.1 Оборудование котельной – котлы.

№	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Теплопроизводительность, Гкал/час
1	Ишма -100ES	2017	0,085

1.8.3 Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Годовой объем расхода тепла на собственные нужды котельной «Совхозная» за 2012- 2013г.г. приведены в таблице 1.8.3.1

Таблица 1.8.3.1 Расход тепла на собственные нужды котельной «Совхозная».

Котельная «Совхозная»	Выработка	Отпуск	Расход тепла на с.н.	
	Гкал	Гкал	Гкал	%
2012г.	237	232	5	2,11
2013г.	260	255	5	2,11

1.8.4 Среднегодовая загрузка оборудования и технико-экономические показатели.

Данные о загрузке оборудования и технико-экономических показателях котельной «Совхозная» за период с 2012 г. по 2013 г. приведены в таблице 1.8.4.1

Таблица 1.8.4.1 Техничко-экономические показатели котельной «Совхозная»

Наименование показателя	Единица измерения	Величина за 2012 г.	Величина за 2013 г.
Установленная тепловая мощность на отопление	Гкал/ч	0,085	0,085
Присоединенная тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	0,08	0,08
Годовая выработка	Тыс. Гкал	0,237	0,26

МУП ЖКХ Камышинского района

тепловой энергии			
Годовой отпуск тепловой энергии	Тыс. Гкал	0,232	0,255
Годовой расход топлива:			
– натурального	тыс. м ³	30,624	32,436
– условного	тыс. т у. т	35,218	36,61
Годовой расход электроэнергии	млн. кВтч	0,002676	0,002649
Удельный расход на отпуск тепловой энергии:			
– условного топлива	кг/Гкал	148,6	143,55
– электроэнергии	кВтч/Гкал	7,2	9,61

Анализ технико-экономических показателей производственной деятельности котельной «Совхозная» за 2012-2013 гг. позволил установить следующее:

- установленная тепловая мощность на отопление сохраняет свои значения на протяжении рассматриваемого срока.

- за последние два года величина расхода электроэнергии на отпущенное тепло имеет тенденцию к увеличению. В 2013 году по сравнению с 2012 годом расход электроэнергии увеличился на 2,41 кВт*ч/Гкал.

1.9 Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя

Отпуск тепловой энергии от котельных в горячей воде и регулирование отпуска тепловой энергии производится по температурному графику тепловой сети - 95/70° С. В основу регулирования отпуска тепла от котельных заложен принцип качественного регулирования с учетом влияния горячего водопотребления, суточных и сезонных колебаний отопительной нагрузки потребителей на величину расхода теплоносителя.

МУП ЖКХ Камышинского района

Существующий график 95/70 °С является проектным графиком как для оборудования котельной, так для оборудования тепловых сетей и тепловых узлов потребителей системы централизованного теплоснабжения. По климатологическим данным расчетная температура для определения нагрузок систем отопления зданий г.п. Петров Вал составляет - 26⁰С (СНиП 23.01.99* «Строительная климатология»).

Основным жилищно-коммунальным потребителем котельных являются многоквартирные жилые дома. Промышленная нагрузка отсутствует.

Отопительная нагрузка жилых и общественных зданий потребителей централизованной системы теплоснабжения котельных, подключена по независимой и зависимой схемам. Нагрузка ГВС покрывается по независимой схеме, через теплообменники от котельной №2.

1.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

За рассматриваемый в работе период времени отказов оборудования не зарегистрировано.

1.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписаний по запрещению эксплуатации котельной не выдавалось.

2 Тепловые сети

2.1 Тепловые сети котельной №2

2.1.1 Структура тепловых сетей

Теплоснабжение потребителей рассматриваемой системы теплоснабжения обеспечивается от источника тепловой энергии котельной №2 принадлежащей МУП ЖКХ Камышинского района.

МУП ЖКХ Камышинского района

Транспорт тепла от источника тепла котельной №2 до потребителей осуществляется по магистральным и распределительным тепловым сетям. Водяные тепловые сети выполнены двухтрубными, циркуляционными.

Системы отопления зданий жилого и административного сектора системы теплоснабжения котельной №2, подключены к тепловым сетям по независимой схеме. Регулирование подачи тепловой энергии в систему отопления осуществляется автоматически.

Схема теплоснабжения - закрытая

Теплоснабжение потребителей от котельной №2 осуществляется по трубопроводу – 2Ду200 мм

Отпуск тепловой энергии в систему отопления осуществляется по утвержденному температурному графику качественного регулирования 95-70°C.

Расчетная температура наружного воздуха принята равной -26°C, что удовлетворяет требованиям [28]. Температура наружного воздуха, соответствующая началу и концу отопительного периода - +8°C.

2.1.2 Карты (схемы) в зоне действия котельной

Зона действия источника тепловой энергии - котельная №2, изображенная на карте города, с нанесенными тепловыми сетями и зданиями потребителей, приведена на рисунке 1

Зона действия котельной №2 описывается границами по улицам: ул. Ленина, ул. 30 лет Победы, 1Мкр. Контуры зоны действия котельной №2 установлены по зданиям конечных потребителей, подключенных к сетям.

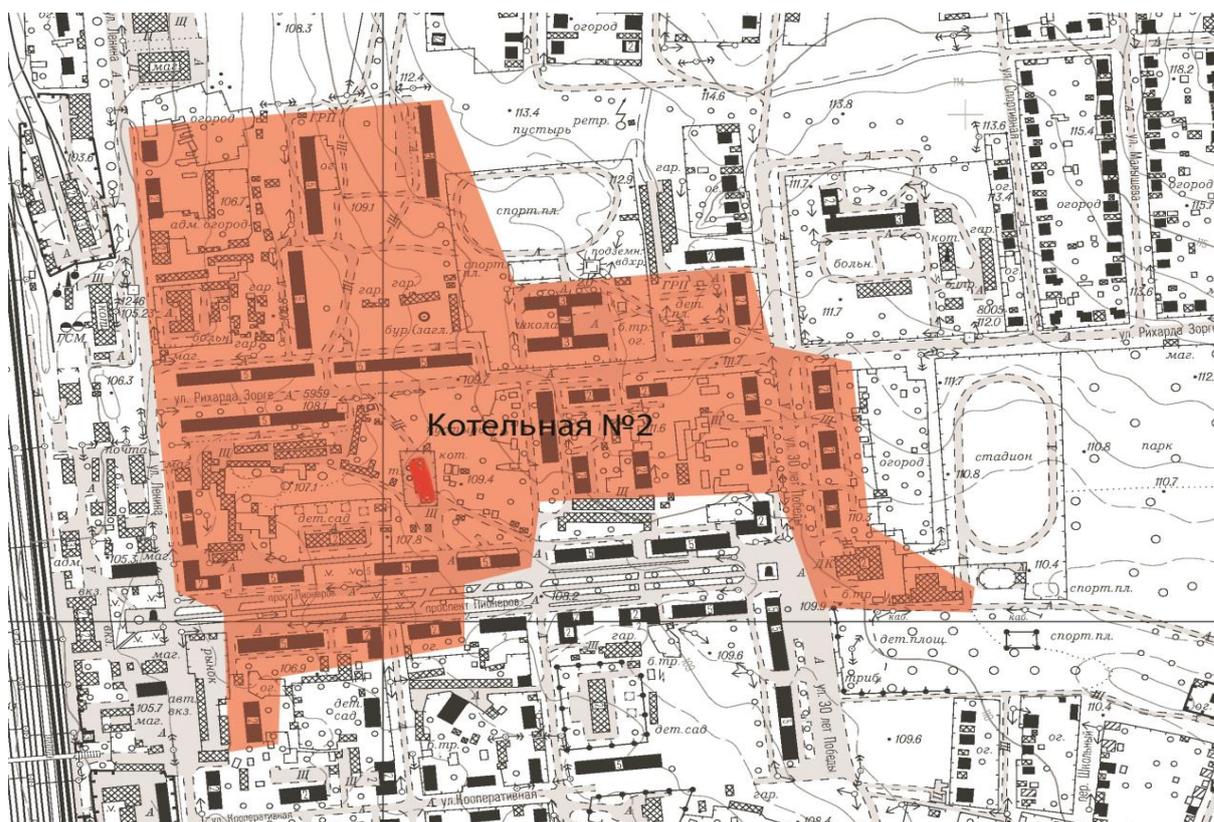


Рисунок 1 Зона действия теплового источника котельной №2.

2.1.3 Параметры тепловых сетей

Суммарная протяженность тепловых сетей системы отопления от котельной №2 в двухтрубном исчислении составляет ~ 2657,3 м, объем трубопроводов – 39,798 м³. Суммарная протяженность тепловых сетей системы ГВС от котельной №2 в двухтрубном исчислении составляет ~ 450 м, материальная характеристика в однострубно исчислении – 810 м², объем трубопроводов – 0.006 м³.

На рисунке 2 представлена диаграмма, отражающая процентное соотношение тепловых сетей отопления по видам прокладки.

МУП ЖКХ Камышинского района

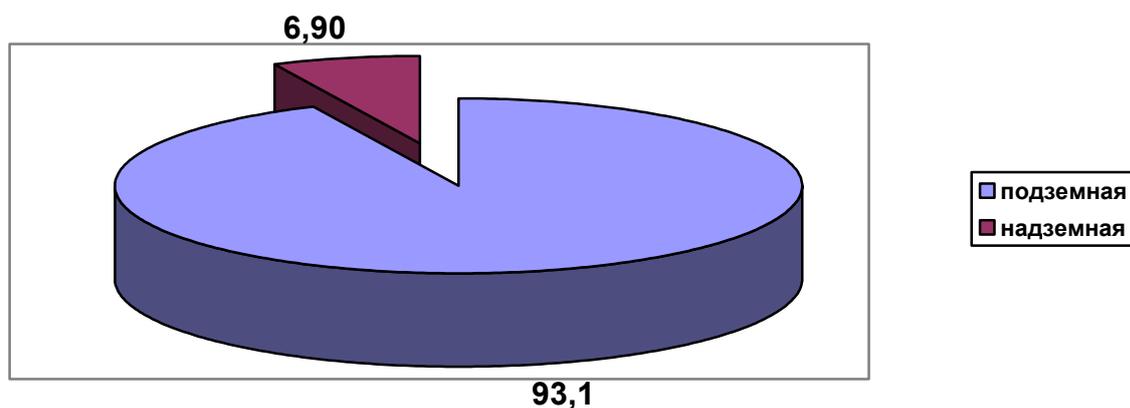


Рисунок 2 Процентное соотношение тепловых сетей отопления по видам прокладки.

Из рисунка 2 видно, что процент соотношения по типам прокладки составляет:

Тип прокладки тепловой сети:	
Подземная канальная, %	Надземная, %
93,1	6,9

Таким образом, тепловые сети системы теплоснабжения от котельной №2 выполнены в основном подземной канальной прокладкой. Подземная прокладка выполнена в непроходных каналах.

Вид грунта – суглинок, .

Тепловые сети от котельной №2 находятся в эксплуатации в основном более 25 лет.

Изоляция трубопроводов тепловых сетей выполнена из минеральной ваты с внешним покрытием из стеклоткани.

Тепловая изоляция трубопроводов спроектирована по нормам, действующим на момент прокладки, либо реконструкции трубопровода. Все тепловые сети котельной №2 имеют изоляцию, спроектированную по нормам действующим до 1989 г. (включительно) [29].

Компенсация температурных расширений при работе тепловых сетей за счет углов поворота тепловых сетей.

МУП ЖКХ Камышинского района

Таблица 2.1.3.1 Материальная характеристика тепловых сетей системы теплоснабжения от котельной №2

Условный диаметр трубопровода	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловой сети	Нормы проектирования тепловой изоляции	Теплоизоляционный материал	Внутр. объем под.тр. V1, м ³	Внутр. объем обр. тр. V2, м ³	Материальная характеристика в однотрубном исчислении Dн×L, м ²
Сети отопления										
Ду219	410	0,2	0,2	подземная канальная	более 25 лет	1989	минеральная вата	128,74	128,74	89,79
Ду159	810	0,15	0,15	подземная канальная	более 25 лет	1989	минеральная вата	14,3	14,3	128,79
Ду108	470	0,1	0,1	подземная канальная	более 25 лет	1989	минеральная вата	36,89	36,89	50,76
Ду76	115	0,07	0,07	надземная	более 25 лет	1989	минеральная вата	0,44	0,44	8,74
	108	0,07	0,07	подземная канальная	более 25 лет	1989	минеральная вата	0,41	0,41	8,21
Ду89	301	0,08	0,08	подземная канальная	более 25 лет	1989	минеральная вата	1,51	1,51	26,79
Ду57	68	0,05	0,05	надземная	более 25 лет	1989	минеральная вата	0,13	0,13	3,88
	365	0,05	0,05	подземная канальная	более 25 лет	1989	минеральная вата	0,72	0,72	20,8

МУП ЖКХ Камышинского района

Условный диаметр трубопровода	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловой сети	Нормы проектирования тепловой изоляции	Теплоизоляционный материал	Внутр. объем под.тр. V1, м ³	Внутр. объем обр. тр. V2, м ³	Материальная характеристика в однотрубном исчислении Dн×L, м ²
Ду32	10,3	0,027	0,027	подземная канальная	более 25 лет	1989	минеральная вата	0,006	0,006	0,33
Итого:	2657,3							183,15	183,15	338,09
Сети ГВС										
Ду90	450	0,084	0,084	подземная			пенополиуретан	2,49	2,49	40,5
Итого:	450							2,49	2,49	40,5

2.1.4 Типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры

На тепловых сетях котельной №2 установлена следующая запорная арматура:

Запорная арматура	
Условный диаметр, Ду (мм)	Количество, (шт)
200	6
150	14
100	6
80	34
50	40
Итого:	100

Тип запорной арматуры – стальные/чугунные задвижки с ручным управлением на давление $P_u=25$ кгс/см² или $P_u=16$ кгс/см². По способу присоединения – фланцевые или приварные соединения.

Регулирование расходов теплоносителя на здания потребителей осуществляется «шайбированием». Ограничительные устройства (шайбы) устанавливаются во фланцевые разъемы подающего трубопровода.

2.1.5 Типы и строительные особенности тепловых камер

Для выполнения оперативных переключений, ремонта, обслуживания запорных устройств и для установки контрольно-измерительных приборов с целью выполнения измерений режимных параметров теплоносителя, тепловые сети котельной №2 оборудованы тепловыми камерами.

Тепловые камеры котельной №2 выполнены согласно проектной документации строительства сетей. Тепловые камеры имеют фундамент и железобетонное основание. Стены камер выполнены из красного кирпича или ж/б блоков, перекрыты железобетонными монолитными плитами перекрытия или из сборных железобетонных плит перекрытия, опирающихся на стены тепловых камер и/или железобетонные или металлические балки. В

МУП ЖКХ Камышинского района

железобетонные перекрытия тепловых камер вмонтированы чугунные или стальные люки.

Характеристика тепловых камер котельной №2

Наименование тепловой камеры	Внутренние размеры, мм.			Толщина стен, мм.	Газоопасность	Материал стен
	высота	длина	ширина			
2ТК-1	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-2	1300	1700	1500	-	-	бетон
2ТК-3	1300	1700	1500	-	-	бетон
2ТК-4	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-5	1300	1700	1500	-	-	бетон
2ТК-6	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-7	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-8	1300	1700	1500	-	-	бетон
2ТК-9	1300	1700	1500	-	-	бетон
2ТК-10	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-12	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-13	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-14	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-15	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-16	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-17	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-18	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-19	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-20	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2 ТК-21	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-23	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-25	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-26	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-28	1300	1700	1500	-	-	бетон
2ТК-29	1300	1700	1500	-	-	кирпич

МУП ЖКХ Камышинского района

Наименование тепловой камеры	Внутренние размеры, мм.			Толщина стен, мм.	Газоопасность	Материал стен
	высота	длина	ширина			
2ТК-30	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-31	1300	1700	1500	-	-	бетон
2ТК-32	1300	1700	1500	-	-	бетон
2ТК-33	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-34	1300	1700	1500	-	-	бетон
2ТК-35	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-36	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-37	1300	1700	1500	-	-	кирпич

2.1.6 Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети

В качестве анализа режимов отпуска тепловой энергии от источника тепловой энергии котельной №2 были проанализированы фактические температуры сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах с ноября 2012г. по март 2013г. и сопоставлены со значениями соответствующих температур по утвержденному на отопительный период температурному графику. За указанный период фактические расходы сетевой воды в подающем трубопроводе сопоставлены с расчетными значениями.

В соответствии с требованиями статьи 15, п. 8 Федерального Закона Российской Федерации № 190-ФЗ от 27.07.2010 г. «О теплоснабжении» условия договора теплоснабжения должны соответствовать техническим условиям, в частности, определять параметры качества теплоснабжения. Отклонения температур сетевой воды в подающих трубопроводах от заданного режима за головными задвижками котельной должны быть не более $\pm 3\%$.

Таблица 2.1.6.1 Фактические и нормируемые по эксплуатационному температурному графику температуры сетевой воды в подающем трубопроводе котельной №2

Показатель	Месяцы
------------	--------

МУП ЖКХ Камышинского района

	Ноябрь 2012 г.	Декабрь 2012 г.	Январь 2013 г.	Февраль 2013 г.	Март 2013 г.
Среднемесячные температуры наружного воздуха. $t_{н.в.}^{ср.мес.}, ^\circ\text{C}$	-2,57	-3,23	-7,4	-5,6	-2,1
Температуры сетевой воды в подающем трубопроводе источника теплоснабжения по эксплуатационному графику. $t_{1.эксп.гр.}, ^\circ\text{C}$	59,2	60,0	66,9	63,7	58,2
Фактические среднемесячные температуры сетевой воды в подающем трубопроводе источника теплоснабжения. $t_{1.ф.}^{ср.мес.}, ^\circ\text{C}$	58,1	58,8	65,5	62,5	57,2
Отклонение $t_{1.ф.}^{ср.мес.}$ от $t_{1.эксп.гр.}$ %	1,9	2,0	2,1	1,9	1,7

Из таблицы 2.1.6.1 видно, что фактические среднемесячные температуры сетевой воды в подающем трубопроводе котельной №2 за ноябрь 2012г. – март 2013 г. ниже нормируемых по утвержденному эксплуатационному температурному графику в среднем на 1,52%. Отклонения указанных величин не превышают допустимые ПТЭ значения.

Таблица 2.1.6.2 Фактические и нормируемые по эксплуатационному температурному графику температуры сетевой воды в обратном трубопроводе котельной №2.

Показатель	Месяцы				
	Ноябрь 2012 г.	Декабрь 2012 г.	Январь 2013 г.	Февраль 2013 г.	Март 2013 г.
Среднемесячные температуры наружного воздуха. $t_{н.в.}^{ср.мес.}, ^\circ\text{C}$	-2,57	-3,23	-7,4	5,6	-2,1
Температуры сетевой воды в обратном трубопроводе источника теплоснабжения по эксплуатационному графику. $t_{2.эксп.гр.}, ^\circ\text{C}$	47,5	48,0	52,3	50,4	47,0
Фактические среднемесячные температуры сетевой воды в	46,4	46,8	50,9	49,2	46,0

МУП ЖКХ Камышинского района

подающем трубопроводе источника теплоснабжения. $t_{2.ф.}^{ср.мес.}, ^\circ C$					
Отклонение $t_{2.ф.}^{ср.мес.}$ от $t_{2.эксп.гр.}$ %	2,3	2,5	2,7	2,4	2,1

Из таблицы 2.1.6.2 видно, что фактические среднемесячные температуры сетевой воды в обратном трубопроводе котельной №2 за ноябрь 2012 г. – март 2013 г. ниже нормируемых по утвержденному эксплуатационному температурному графику в среднем на 2,4% Отклонения указанных величин не превышают допустимые ПТЭ значения.

Из таблицы 2.1.6.1 видно, что для котельной №2 в диапазоне температур наружного воздуха от $+8^\circ C$ до $-26^\circ C$ фактические значения температур сетевой воды в подающем трубопроводе ниже нормируемых по соответствующему утвержденному эксплуатационному температурному графику. Отклонения указанных величин не превышают допустимые ПТЭ значения (максимальное отклонение составляет 2,1%).

Из таблицы 2.1.6.2 видно, что для котельной №2 в диапазоне температур наружного воздуха от $+8^\circ C$ до $-26^\circ C$ фактические значения температур сетевой воды в обратном трубопроводе ниже нормируемых по соответствующему утвержденному эксплуатационному температурному графику. Отклонения указанных величин не превышают допустимые ПТЭ значения (максимальное отклонение составляет 2.7%).

2.1.7 Статистика отказов тепловых сетей

В организации МУП ЖКХ Камышинского района ведется отчетность по техническому состоянию трубопроводов тепловых сетей котельной №2.

В таблице 2.1.7.1 представлены данные о повреждениях на тепловых сетях за 2013 г. Общее количество повреждений составило 1 шт.

Таблица 2.1.7.1 Данные о повреждениях на тепловых сетях котельной №2.

МУП ЖКХ Камышинского района

№	Адрес	Участок / Узел	Трубопровод, условный диаметр, мм	Дата обнаружения	Количество дефектов
1	1Мкр д№2	ввод	89	21.01.2013	1

2.1.8 Оценка тепловых потерь в тепловых сетях

На рисунке 1 представлены значения нормативных потерь тепловой энергии в тепловых сетях котельной №2, обслуживаемых МУП ЖКХ Камышинского района на 2013 г.г. Нормативы тепловых потерь разработаны в соответствии с требованиями [6].

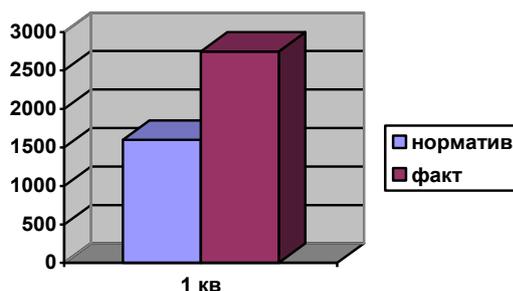


Рисунок 1 Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях предприятия котельной №2.

Потери тепловой энергии в сетях котельной №2:

Год	Потери тепловой энергии с утечками, Гкал	Потери тепловой энергии через изоляцию, Гкал	Суммарные потери тепловой энергии в тепловых сетях, Гкал	
	Норм.	Норм.	Норм.	Факт.
2013	117	1481	1598	2748

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

В таблице 2.1.9.1. представлены данные о наличии приборов учета у потребителей тепловой энергии котельной №2.

Таблица 2.1.9.1. Данные о наличии приборов учета у потребителей тепловой энергии котельной №2.

№	Наименование потребителя	Адрес
1	ООО «Кристалл»	Ул.Ленина 58а
2	МКДОУ д.с. №72	пр-кт Пионеров, 5
3	МОУ СОШ №7	Ул.Р-Зорге,5
4	ИП Пересыпкина	пр-кт Пионеров, 4
5	Жилой дом	Ул. Ленина, 60
6	Жилой дом	Ул. Ленина, 78
7	Жилой дом	Ул. Ленина, 80
8	Жилой дом	Ул. Р-Зорге, 10
9	Жилой дом	Ул. Р-Зорге, 16
10	Жилой дом	пр-кт Пионеров, 1
11	Жилой дом	30 лет Победы, 6
12	Жилой дом	30 лет Победы, 8
13	Жилой дом	30 лет Победы, 10
14	Жилой дом	30 лет Победы, 13

Согласно требованию Федерального закона от 23.11.2009 №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» на

МУП ЖКХ Камышинского района

собственников помещений в многоквартирных домах и собственников жилых домов возложена обязанность по установке приборов учета энергоресурсов.

В соответствии с Федеральным законом (в ред. от 18.07.2011) от 23.11.2009 №261-ФЗ до 1 июля 2012 года собственники помещений в многоквартирных домах обязаны обеспечить установку приборов учета горячей воды, тепловой энергии.

С момента принятия закона не допускается ввод в эксплуатацию зданий, строений, сооружений без оснащения их приборами учёта энергоресурсов и воды.

2.2. Котельная №3

2.2.1 Структура тепловых сетей

Теплоснабжение потребителей рассматриваемой системы теплоснабжения обеспечивается от источника тепловой энергии котельной №3 принадлежащей МУП ЖКХ Камышинского района.

Транспорт тепла от источника тепла котельной №3 до потребителей осуществляется по магистральным и распределительным тепловым сетям. Водяные тепловые сети выполнены двухтрубными, циркуляционными.

Системы отопления зданий жилого и административного сектора системы теплоснабжения котельной №3, подключены к тепловым сетям по независимой схеме. Регулирование подачи тепловой энергии в систему отопления осуществляется автоматически.

Схема теплоснабжения - закрытая

Теплоснабжение потребителей от котельной №3 осуществляется по трубопроводу – 2Ду200 мм

Отпуск тепловой энергии в систему отопления осуществляется по утвержденному температурному графику качественного регулирования 95-70°С.

Расчетная температура наружного воздуха принята равной -26°C , что удовлетворяет требованиям [28]. Температура наружного воздуха, соответствующая началу и концу отопительного периода - $+8^{\circ}\text{C}$.

2.2.2 Карты (схемы) в зоне действия котельной

Зона действия источника тепловой энергии - котельная №3, изображенная на карте города, с нанесенными тепловыми сетями и зданиями потребителей, приведена на рисунке 1

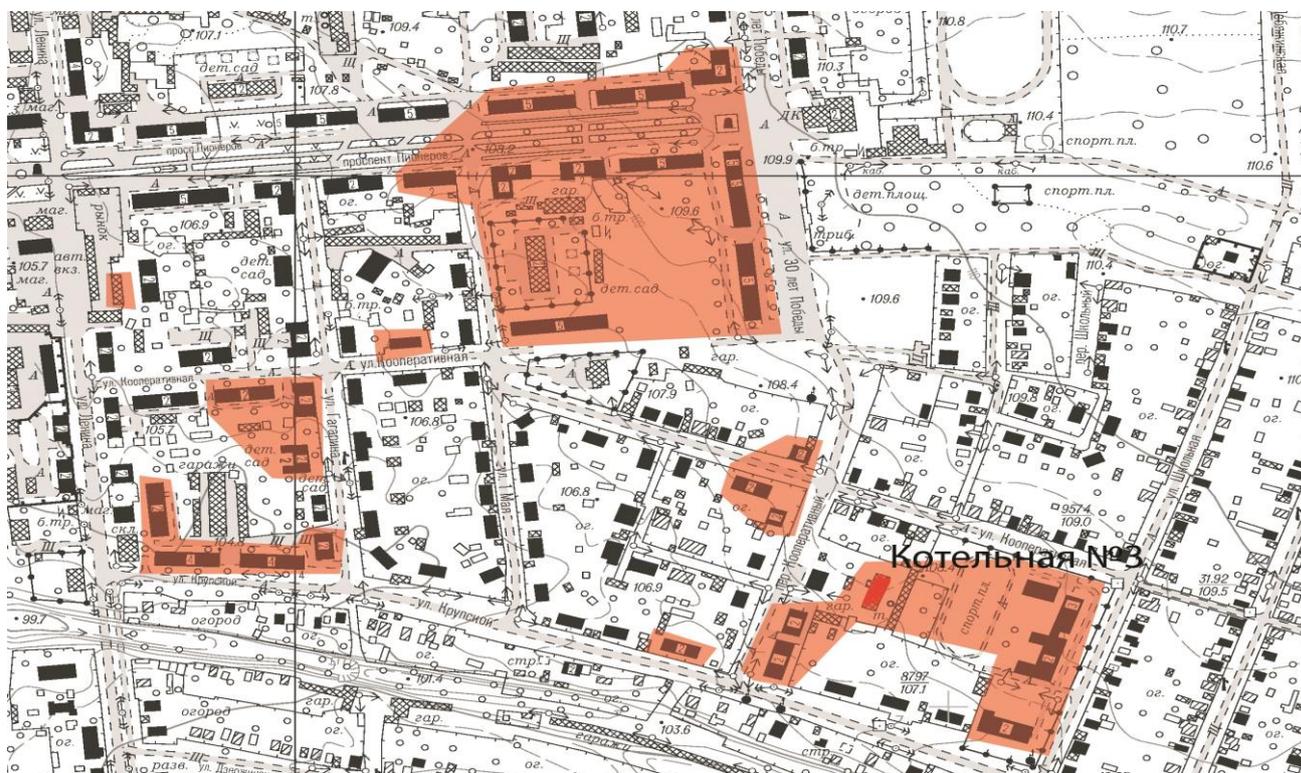


Рисунок 1 Зона действия теплового источника котельной №3.

2.2.3 Параметры тепловых сетей

Суммарная протяженность тепловых сетей системы отопления от котельной №3 в двухтрубном исчислении составляет $\sim 2819,5$ м, объем трубопроводов – $52,06$ м³.

На рисунке 2 представлена диаграмма, отражающая процентное соотношение тепловых сетей отопления по видам прокладки.

МУП ЖКХ Камышинского района

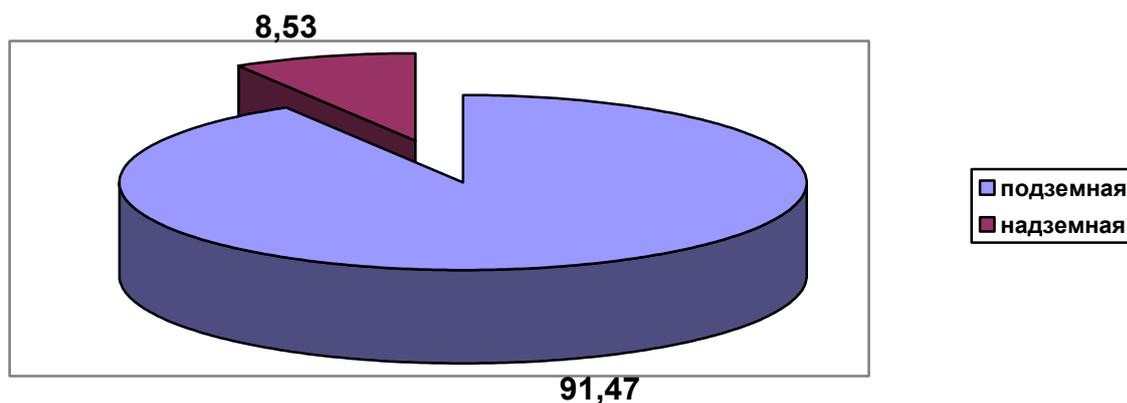


Рисунок 2 Процентное соотношение тепловых сетей отопления по видам прокладки.

Из рисунка 2 видно, что процент соотношения по типам прокладки составляет:

Тип прокладки тепловой сети:	
Подземная канальная, %	Надземная, %
91,47	8,53

Таким образом, тепловые сети системы теплоснабжения от котельной №3 выполнены в основном подземной канальной прокладкой. Подземная прокладка выполнена в непроходных каналах.

Вид грунта – суглинок, .

Тепловые сети от котельной №3 находятся в эксплуатации в основном более 25 лет.

Изоляция трубопроводов тепловых сетей выполнена из минеральной ваты с внешним покрытием из стеклоткани.

Тепловая изоляция трубопроводов спроектирована по нормам, действующим на момент прокладки, либо реконструкции трубопровода. Все тепловые сети котельной №3 имеют изоляцию, спроектированную по нормам действующим до 1989 г. (включительно) [29].

Компенсация температурных расширений при работе тепловых сетей за счет углов поворота тепловых сетей.

Таблица 2.2.3.1 Материальная характеристика тепловых сетей системы теплоснабжения от котельной №2

Условный диаметр трубопровода	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладок и тепловой сети	Год ввода тепловой сети	Нормы проектирования тепловой изоляции	Теплоизоляционный материал	Внутр. объем под.тр. V1, м ³	Внутр. объем обр. тр. V2, м ³	Материальная характеристика в однострубно м исчислении Dн×L, м ²
Сети отопления										
Ду219	932	0,2	0,2	подземная канальная	более 25 лет	1989	минеральная вата	128,74	128,74	89,79
Ду159	500	0,15	0,15	подземная канальная	более 25 лет	1989	минеральная вата	14,3	14,3	128,79
	21,5	0,15	0,15	надземная	более 25 лет	1989	минеральная вата			
Ду108	60	0,1	0,1	подземная канальная	более 25 лет	1989	минеральная вата	36,89	36,89	50,76
Ду76	45	0,07	0,07	надземная	более 25 лет	1989	минеральная вата	0,44	0,44	8,74
	77	0,07	0,07	подземная канальная	более 25 лет	1989	минеральная вата	0,41	0,41	8,21
Ду89	745	0,08	0,08	подземная канальная	более 25 лет	1989	минеральная вата	1,51	1,51	26,79
Ду57	52	0,05	0,05	надземная	более 25 лет	1989	минеральная вата	0,13	0,13	3,88

МУП ЖКХ Камышинского района

Условный диаметр трубопровода	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладок и тепловой сети	Год ввода тепловой сети	Нормы проектирования тепловой изоляции	Теплоизоляционный материал	Внутр. объем под.тр. V1, м³	Внутр. объем обр. тр. V2, м³	Материальная характеристика в однотрубном исчислении Dн×L, м²
	265	0,05	0,05	подземная канальная	более 25 лет	1989	минеральная вата	0,72	0,72	20,8
Ду32	122	0,027	0,027	надземная	более 25 лет	1989	минеральная вата	0,006	0,006	0,33
Итого:	2819,5							183,15	183,15	338,09

2.2.4 Типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры

На тепловых сетях котельной №3 установлена следующая запорная арматура:

Запорная арматура	
Условный диаметр, Ду (мм)	Количество, (шт)
200	8
150	8
100	8
80	34
50	36
Итого:	94

Тип запорной арматуры – стальные/чугунные задвижки с ручным управлением на давление $P_y=25$ кгс/см² или $P_y=16$ кгс/см². По способу присоединения – фланцевые или приварные соединения.

Регулирование расходов теплоносителя на здания потребителей осуществляется «шайбированием». Ограничительные устройства (шайбы) устанавливаются во фланцевые разъемы подающего трубопровода.

2.2.5 Типы и строительные особенности тепловых камер

Для выполнения оперативных переключений, ремонта, обслуживания запорных устройств и для установки контрольно-измерительных приборов с целью выполнения измерений режимных параметров теплоносителя, тепловые сети котельной №3 оборудованы тепловыми камерами.

Тепловые камеры котельной №3 выполнены согласно проектной документации строительства сетей. Тепловые камеры имеют фундамент и железобетонное основание. Стены камер выполнены из красного кирпича или ж/б блоков, перекрыты железобетонными монолитными плитами перекрытия или из сборных железобетонных плит перекрытия, опирающихся на стены тепловых камер и/или железобетонные или металлические балки. В железобетонные перекрытия тепловых камер вмонтированы чугунные или стальные люки.

МУП ЖКХ Камышинского района

Характеристика тепловых камер котельной №3

Наименование тепловой камеры	Внутренние размеры, мм.			Толщина стен, мм.	Газоопасность	Материал стен
	высота	длина	ширина			
2ТК-1	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-2	1300	1700	1500	-	-	бетон
2ТК-3	1300	1700	1500	-	-	бетон
2ТК-4	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-5	1300	1700	1500	-	-	бетон
2ТК-6	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-7	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-8	1300	1700	1500	-	-	бетон
2ТК-9	1300	1700	1500	-	-	бетон
2ТК-10	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-11	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-12	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-13	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-14	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-15	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-16	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-17	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-18	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-19	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2 ТК-20	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-21	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-22	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-23	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-24	1300	1700	1500	-	-	бетон
2ТК-25	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-26	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-27	1300	1700	1500	-	-	бетон

МУП ЖКХ Камышинского района

Наименование тепловой камеры	Внутренние размеры, мм.			Толщина стен, мм.	Газоопасность	Материал стен
	высота	длина	ширина			
2ТК-28	1300	1700	1500	-	-	бетон
2ТК-29	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-30	1300	1700	1500	-	-	бетон
2ТК-31	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-32	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-34	1300	1700	1500	-	-	кирпич

2.2.6 Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети

В качестве анализа режимов отпуска тепловой энергии от источника тепловой энергии котельной №3 были проанализированы фактические температуры сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах с ноября 2012г. по март 2013г. и сопоставлены со значениями соответствующих температур по утвержденному на отопительный период температурному графику. За указанный период фактические расходы сетевой воды в подающем трубопроводе сопоставлены с расчетными значениями.

В соответствии с требованиями статьи 15, п. 8 Федерального Закона Российской Федерации № 190-ФЗ от 27.07.2010 г. «О теплоснабжении» условия договора теплоснабжения должны соответствовать техническим условиям, в частности, определять параметры качества теплоснабжения. Отклонения температур сетевой воды в подающих трубопроводах от заданного режима за головными задвижками котельной должны быть не более $\pm 3\%$.

Таблица 2.2.6.1 Фактические и нормируемые по эксплуатационному температурному графику температуры сетевой воды в подающем трубопроводе котельной №3

Показатель	Месяцы				
	Ноябрь 2012 г.	Декабрь 2012 г.	Январь 2013 г.	Февраль 2013 г.	Март 2013 г.

МУП ЖКХ Камышинского района

Среднемесячные температуры наружного воздуха. $t_{н.в.}^{ср.мес.}, ^\circ\text{C}$	-2,57	-3,23	-7,4	-5,6	-2,1
Температуры сетевой воды в подающем трубопроводе источника теплоснабжения по эксплуатационному графику. $t_{1.экс.гр.}, ^\circ\text{C}$	59,2	60,0	66,9	63,7	58,2
Фактические среднемесячные температуры сетевой воды в подающем трубопроводе источника теплоснабжения. $t_{1.ф.}^{ср.мес.}, ^\circ\text{C}$	58,1	58,8	65,5	62,5	57,2
Отклонение $t_{1.ф.}^{ср.мес.}$ от $t_{1.экс.гр.}$ %	1,9	2,0	2,1	1,9	1,7

Из таблицы 2.2.6.1 видно, что фактические среднемесячные температуры сетевой воды в подающем трубопроводе котельной №3 за ноябрь 2012г. – март 2013 г. ниже нормируемых по утвержденному эксплуатационному температурному графику в среднем на 1,52%. Отклонения указанных величин не превышают допустимые ПТЭ значения.

Таблица 2.2.6.2 Фактические и нормируемые по эксплуатационному температурному графику температуры сетевой воды в обратном трубопроводе котельной №3.

Показатель	Месяцы				
	Ноябрь 2012 г.	Декабрь 2012 г.	Январь 2013 г.	Февраль 2013 г.	Март 2013 г.
Среднемесячные температуры наружного воздуха. $t_{н.в.}^{ср.мес.}, ^\circ\text{C}$	-2,57	-3,23	-7,4	5,6	-2,1
Температуры сетевой воды в обратном трубопроводе источника теплоснабжения по эксплуатационному графику. $t_{2.экс.гр.}, ^\circ\text{C}$	47,5	48,0	52,3	50,4	47,0
Фактические среднемесячные температуры сетевой воды в подающем трубопроводе источника теплоснабжения. $t_{2.ф.}^{ср.мес.}, ^\circ\text{C}$	46,4	46,8	50,9	49,2	46,0

МУП ЖКХ Камышинского района

Отклонение $t_{2.ф.}^{ср.мес.}$ от $t_{2.экс.гр.}$ %	2,3	2,5	2,7	2,4	2,1
--	-----	-----	-----	-----	-----

Из таблицы 2.2.6.2 видно, что фактические среднемесячные температуры сетевой воды в обратном трубопроводе котельной №3 за ноябрь 2012 г. – март 2013 г. ниже нормируемых по утвержденному эксплуатационному температурному графику в среднем на 2,4%. Отклонения указанных величин не превышают допустимые ПТЭ значения.

Из таблицы 2.2.6.1 видно, что для котельной №3 в диапазоне температур наружного воздуха от +8⁰С до -26⁰С фактические значения температур сетевой воды в подающем трубопроводе ниже нормируемых по соответствующему утвержденному эксплуатационному температурному графику. Отклонения указанных величин не превышают допустимые ПТЭ значения (максимальное отклонение составляет 2,1%).

Из таблицы 2.2.6.2 видно, что для котельной №3 в диапазоне температур наружного воздуха от + 8⁰С до - 26⁰С фактические значения температур сетевой воды в обратном трубопроводе ниже нормируемых по соответствующему утвержденному эксплуатационному температурному графику. Отклонения указанных величин не превышают допустимые ПТЭ значения (максимальное отклонение составляет 2.7%).

2.2.7 Статистика отказов тепловых сетей

В организации МУП ЖКХ Камышинского района ведется отчетность по техническому состоянию трубопроводов тепловых сетей котельной №3.

В таблице 2.2.7.1 представлены данные о повреждениях на тепловых сетях за период с 2013 г. по 2014г. Общее количество повреждений составило __ шт.

Таблица 2.2.7.1 Данные о повреждениях на тепловых сетях котельной №3.

МУП ЖКХ Камышинского района

№	Адрес	Участок / Узел	Трубопровод, условный диаметр, мм	Дата обнаружения	Количество дефектов
Повреждения при проведении испытаний на прочность и плотность					
1	ул.Крупской,5	трасса	159	26.02.2013	1
2	ул.Ленина,58	трасса	108	17.03.2013	1

2.2.8 Оценка тепловых потерь в тепловых сетях

На рисунке 2 представлены значения нормативных потерь тепловой энергии в тепловых сетях котельной №3, обслуживаемых МУП ЖКХ Камышинского района на 2013 г.г. Нормативы тепловых потерь разработаны в соответствии с требованиями [6].

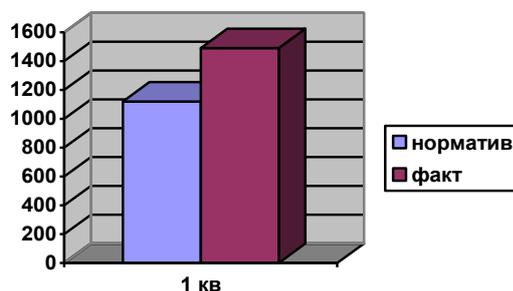


Рисунок 2 Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях предприятия котельной №3.

Потери тепловой энергии в сетях котельной №3:

Год	Потери тепловой энергии с утечками, Гкал	Потери тепловой энергии через изоляцию, Гкал	Суммарные потери тепловой энергии в тепловых сетях, Гкал	
	Норм.	Норм.	Норм.	Факт.
2013	100	1184	1284	1488,93

МУП ЖКХ Камышинского района

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

В таблице 2.2.9.1. представлены данные о наличии приборов учета у потребителей тепловой энергии котельной №3.

Таблица 2.2.9.1. Данные о наличии приборов учета у потребителей тепловой энергии котельной №3.

№ п/п	Наименование потребителя	Адрес
1	МКДОУ д./с. «Теремок»	Ул. 1 Мая, 7
2	МКДОУ д.с. №23	Ул.Гагарина, 4
3	МОУ СОШ №56	Ул.Школьная, 3
4	Жилой дом	Ул. Гагарина,8
5	Жилой дом	Ул. Гагарина, 14
6	Жилой дом	Ул. Ленина, 56
7	Жилой дом	Ул. Ленина, 58
8	Жилой дом	Пр-кт Пионеров, 12
9	Жилой дом	Пр-кт Пионеров, 14
10	Жилой дом	Пер. Кооперативный, 1
11	Жилой дом	Ул. Крупской, 21
12	Жилой дом	Ул.Кооперативная, 2
13	Жилой дом	Ул.Кооперативная, 4
14	Жилой дом	Ул.Кооперативная, 13

2.3 котельная №5

2.3.1 Структура тепловых сетей

Теплоснабжение потребителей рассматриваемой системы теплоснабжения обеспечивается от источника тепловой энергии котельной №5 принадлежащей МУП ЖКХ Камышинского района.

Транспорт тепла от источника тепла котельной №5 до потребителей осуществляется по магистральным и распределительным тепловым сетям. Водяные тепловые сети выполнены двухтрубными, циркуляционными.

Системы отопления зданий жилого и административного сектора системы теплоснабжения котельной №5, подключены к тепловым сетям по независимой схеме. Регулирование подачи тепловой энергии в систему отопления осуществляется автоматически.

Схема теплоснабжения - закрытая

Теплоснабжение потребителей от котельной №5 осуществляется по трубопроводу – 2Ду200 мм

Отпуск тепловой энергии в систему отопления осуществляется по утвержденному температурному графику качественного регулирования 95-70°C.

Расчетная температура наружного воздуха принята равной -26⁰С, что удовлетворяет требованиям [28]. Температура наружного воздуха, соответствующая началу и концу отопительного периода - +8⁰С.

2.3.2 Карты (схемы) в зоне действия котельной

Зона действия источника тепловой энергии - котельная №5, изображенная на карте города, с нанесенными тепловыми сетями и зданиями потребителей, приведена на рисунке 1

МУП ЖКХ Камышинского района

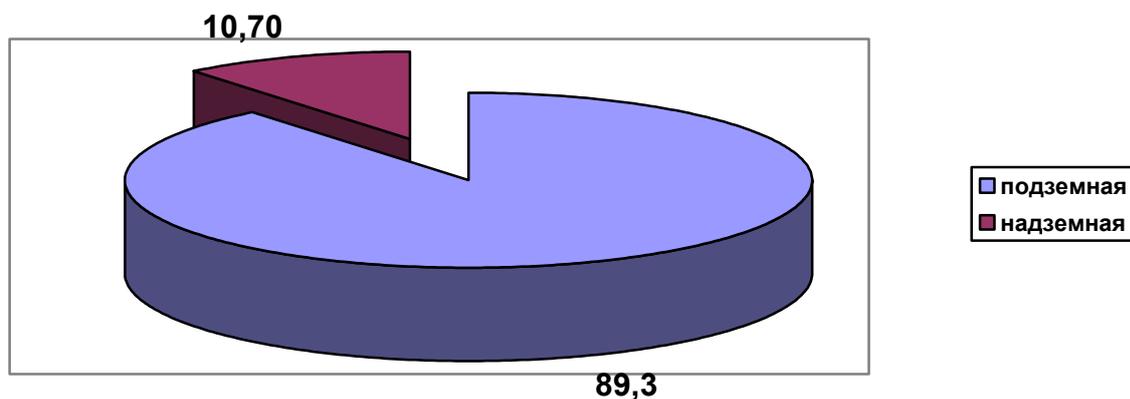


Рисунок 2 Процентное соотношение тепловых сетей отопления по видам прокладки.

Из рисунка 2 видно, что процент соотношения по типам прокладки составляет:

Тип прокладки тепловой сети:	
Подземная канальная, %	Надземная, %
89,3	10,7

Таким образом, тепловые сети системы теплоснабжения от котельной №5 выполнены в основном подземной канальной прокладкой. Подземная прокладка выполнена в непроходных каналах.

Вид грунта – суглинок, .

Тепловые сети от котельной №5 находятся в эксплуатации в основном более 25 лет.

Изоляция трубопроводов тепловых сетей выполнена из минеральной ваты с внешним покрытием из стеклоткани.

Тепловая изоляция трубопроводов спроектирована по нормам, действующим на момент прокладки, либо реконструкции трубопровода. Все тепловые сети котельной №5 имеют изоляцию, спроектированную по нормам действующим до 1989 г. (включительно) [29].

Компенсация температурных расширений при работе тепловых сетей за счет углов поворота тепловых сетей.

МУП ЖКХ Камышинского района

Таблица 2.3.3.1 Материальная характеристика тепловых сетей системы теплоснабжения от котельной №2

Условный диаметр трубопровода	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладок и тепловой сети	Год ввода тепловой сети	Нормы проектирования тепловой изоляции	Теплоизоляционный материал	Внутр. объем под.тр. V1, м ³	Внутр. объем обр. тр. V2, м ³	Материальная характеристика в однотрубном исчислении Dн×L, м ²
Сети отопления										
Ду219	19	0,2	0,2	подземная канальная	более 25 лет	1989	минеральная вата	128,74	128,74	89,79
Ду159	130	0,15	0,15	подземная канальная	более 25 лет	1989	минеральная вата	14,3	14,3	128,79
Ду108	140	0,1	0,1	подземная канальная	более 25 лет	1989	минеральная вата	36,89	36,89	50,76
Ду76	181	0,07	0,07	подземная канальная	более 25 лет	1989	минеральная вата	0,41	0,41	8,21
Ду89	314	0,08	0,08	подземная канальная	более 25 лет	1989	минеральная вата	1,51	1,51	26,79
Ду57	106	0,05	0,05	надземная	более 25 лет	1989	минеральная вата	0,13	0,13	3,88
	60	0,05	0,05	подземная канальная	более 25 лет	1989	минеральная вата	0,72	0,72	20,8

МУП ЖКХ Камышинского района

Условный диаметр трубопровода	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладок и тепловой сети	Год ввода тепловой сети	Нормы проектирования тепловой изоляции	Теплоизоляционный материал	Внутр. объем под.тр. V1, м³	Внутр. объем обр. тр. V2, м³	Материальная характеристика в однотрубном исчислении Dн×L, м²
Ду32	42	0,027	0,027	подземная канальная	более 25 лет	1989	минеральная вата	0,006	0,006	0,33
Итого:	992							183,15	183,15	338,09

2.3.4 Типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры

На тепловых сетях котельной №5 установлена следующая запорная арматура:

Запорная арматура	
Условный диаметр, Ду (мм)	Количество, (шт)
200	2
150	2
100	2
80	2
50	32
Итого:	40

Тип запорной арматуры – стальные/чугунные задвижки с ручным управлением на давление $P_u=25$ кгс/см² или $P_u=16$ кгс/см². По способу присоединения – фланцевые или приварные соединения.

Регулирование расходов теплоносителя на здания потребителей осуществляется «шайбированием». Ограничительные устройства (шайбы) устанавливаются во фланцевые разъемы подающего трубопровода.

2.3.5 Типы и строительные особенности тепловых камер

Для выполнения оперативных переключений, ремонта, обслуживания запорных устройств и для установки контрольно-измерительных приборов с целью выполнения измерений режимных параметров теплоносителя, тепловые сети котельной №5 оборудованы тепловыми камерами.

Тепловые камеры котельной №5 выполнены согласно проектной документации строительства сетей. Тепловые камеры имеют фундамент и железобетонное основание. Стены камер выполнены из красного кирпича или ж/б блоков, перекрыты железобетонными монолитными плитами перекрытия или из сборных железобетонных плит перекрытия, опирающихся на стены тепловых камер и/или железобетонные или металлические балки. В

МУП ЖКХ Камышинского района

железобетонные перекрытия тепловых камер вмонтированы чугунные или стальные люки.

Характеристика тепловых камер котельной №5

Наименование тепловой камеры	Внутренние размеры, мм.			Толщина стен, мм.	Газоопасность	Материал стен
	высота	длина	ширина			
2ТК-1	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-2	1300	1700	1500	-	-	бетон
2ТК-3	1300	1700	1500	-	-	бетон
2ТК-4	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-5	1300	1700	1500	-	-	бетон
2ТК-6	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-7	1300	1700	1500	-	-	кирпич
2ТК-8	1300	1700	1500	-	-	бетон
2ТК-9	1300	1700	1500	-	-	бетон

2.3.6 Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети

В качестве анализа режимов отпуска тепловой энергии от источника тепловой энергии котельной №5 были проанализированы фактические температуры сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах с ноября 2012г. по март 2013г. и сопоставлены со значениями соответствующих температур по утвержденному на отопительный период температурному графику. За указанный период фактические расходы сетевой воды в подающем трубопроводе сопоставлены с расчетными значениями.

В соответствии с требованиями статьи 15, п. 8 Федерального Закона Российской Федерации № 190-ФЗ от 27.07.2010 г. «О теплоснабжении» условия договора теплоснабжения должны соответствовать техническим условиям, в частности, определять параметры качества теплоснабжения. Отклонения

МУП ЖКХ Камышинского района

температур сетевой воды в подающих трубопроводах от заданного режима за головными задвижками котельной должны быть не более $\pm 3\%$.

Таблица 2.3.6.1 Фактические и нормируемые по эксплуатационному температурному графику температуры сетевой воды в подающем трубопроводе котельной №5

Показатель	Месяцы				
	Ноябрь 2012 г.	Декабрь 2012 г.	Январь 2013 г.	Февраль 2013 г.	Март 2013 г.
Среднемесячные температуры наружного воздуха. $t_{н.в.}^{ср.мес.}, ^\circ\text{C}$	-2,57	-3,23	-7,4	-5,6	-2,1
Температуры сетевой воды в подающем трубопроводе источника теплоснабжения по эксплуатационному графику. $t_{1.экс.гр.}, ^\circ\text{C}$	59,2	60,0	66,9	63,7	58,2
Фактические среднемесячные температуры сетевой воды в подающем трубопроводе источника теплоснабжения. $t_{1.ф.}^{ср.мес.}, ^\circ\text{C}$	58,1	58,8	65,5	62,5	57,2
Отклонение $t_{1.ф.}^{ср.мес.}$ от $t_{1.экс.гр.}$, %	1,9	2,0	2,1	1,9	1,7

Из таблицы 2.3.6.1 видно, что фактические среднемесячные температуры сетевой воды в подающем трубопроводе котельной №5 за ноябрь 2012г. – март 2013 г. ниже нормируемых по утвержденному эксплуатационному температурному графику в среднем на 1,52%. Отклонения указанных величин не превышают допустимые ПТЭ значения.

Таблица 2.3.6.2 Фактические и нормируемые по эксплуатационному температурному графику температуры сетевой воды в обратном трубопроводе котельной №5.

Показатель	Месяцы				
	Ноябрь 2012 г.	Декабрь 2012 г.	Январь 2013 г.	Февраль 2013 г.	Март 2013 г.
Среднемесячные температуры наружного	-2.57	-3,23	-7,4	5,6	-2,1

МУП ЖКХ Камышинского района

воздуха. $t_{н.в.}^{ср.мес.}, ^\circ C$					
Температуры сетевой воды в обратном трубопроводе источника теплоснабжения по эксплуатационному графику. $t_{2.эксп.гр.}, ^\circ C$	47,5	48,0	52,3	50,4	47,0
Фактические среднемесячные температуры сетевой воды в подающем трубопроводе источника теплоснабжения. $t_{2.ф.}^{ср.мес.}, ^\circ C$	46,4	46,8	50,9	49,2	46,0
Отклонение $t_{2.ф.}^{ср.мес.}$ от $t_{2.эксп.гр.}, \%$	2,3	2,5	2,7	2,4	2,1

Из таблицы 2.3.6.2 видно, что фактические среднемесячные температуры сетевой воды в обратном трубопроводе котельной №5 за ноябрь 2012 г. – март 2013 г. ниже нормируемых по утвержденному эксплуатационному температурному графику в среднем на 2,4% Отклонения указанных величин не превышают допустимые ПТЭ значения.

Из таблицы 2.3.6.1 видно, что для котельной №5 в диапазоне температур наружного воздуха от $+8^\circ C$ до $-26^\circ C$ фактические значения температур сетевой воды в подающем трубопроводе ниже нормируемых по соответствующему утвержденному эксплуатационному температурному графику. Отклонения указанных величин не превышают допустимые ПТЭ значения (максимальное отклонение составляет 2,1%).

Из таблицы 2.3.6.2 видно, что для котельной №5 в диапазоне температур наружного воздуха от $+8^\circ C$ до $-26^\circ C$ фактические значения температур сетевой воды в обратном трубопроводе ниже нормируемых по соответствующему утвержденному эксплуатационному температурному графику. Отклонения указанных величин не превышают допустимые ПТЭ значения (максимальное отклонение составляет 2.7%).

МУП ЖКХ Камышинского района

2.3.7 Статистика отказов тепловых сетей

В организации МУП ЖКХ Камышинского района ведется отчетность по техническому состоянию трубопроводов тепловых сетей котельной №5.

В таблице 2.3.7.1 представлены данные о повреждениях на тепловых сетях за период с 2013 г. по 2014г. Общее количество повреждений составило __ шт.

Таблица 2.3.7.1 Данные о повреждениях на тепловых сетях котельной №5.

№	Адрес	Участок / Узел	Трубопровод, условный диаметр, мм	Дата обнаружения	Количество дефектов
1	ул.Ленина,100	ввод	89	13.02.2013	1

2.3.8 Оценка тепловых потерь в тепловых сетях

На рисунке 3 представлены значения нормативных потерь тепловой энергии в тепловых сетях котельной №5, обслуживаемых МУП ЖКХ Камышинского района на 2013 г.г. Нормативы тепловых потерь разработаны в соответствии с требованиями [6].

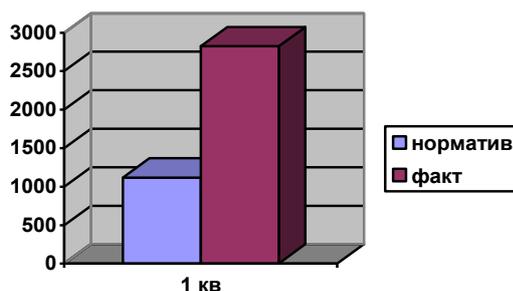


Рисунок 3 Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях предприятия котельной №5.

МУП ЖКХ Камышинского района

Потери тепловой энергии в сетях котельной №5:

Год	Потери тепловой энергии с утечками, Гкал	Потери тепловой энергии через изоляцию, Гкал	Суммарные потери тепловой энергии в тепловых сетях, Гкал	
	Норм.	Норм.	Норм.	Факт.
2013	36	360	396	2822,9

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

В таблице представлены данные о наличии приборов учета у потребителей тепловой энергии котельной №5.

Данные о наличии приборов учета у потребителей тепловой энергии котельной №5.

№ п/п	Наименование потребителя	Адрес
1	Жилой дом	Ул. Ленина, 84
2	Жилой дом	Ул. Ленина, 86
3	Жилой дом	Ул. Ленина, 90
4	Жилой дом	Ул. Ленина, 92
5	Жилой дом	Ул. Ленина, 94
6	Жилой дом	Ул. Ленина, 98

2.4 котельная «Колосок»

2.4.1 Структура тепловых сетей

Теплоснабжение потребителей рассматриваемой системы теплоснабжения обеспечивается от источника тепловой энергии котельной «Колосок» принадлежащей МУП ЖКХ Камышинского района.

МУП ЖКХ Камышинского района

Транспорт тепла от источника тепла котельной «Колосок» до потребителей осуществляется по магистральным и распределительным тепловым сетям. Водяные тепловые сети выполнены двухтрубными, циркуляционными.

Системы отопления зданий жилого и административного сектора системы теплоснабжения котельной «Колосок», подключены к тепловым сетям по зависимой схеме. Регулирование подачи тепловой энергии в систему отопления осуществляется автоматически.

Схема теплоснабжения - закрытая

Теплоснабжение потребителей от котельной «Колосок» осуществляется по трубопроводу – 2Ду108 мм

Отпуск тепловой энергии в систему отопления осуществляется по утвержденному температурному графику качественного регулирования 95-70°C.

Расчетная температура наружного воздуха принята равной -26⁰С, что удовлетворяет требованиям [28]. Температура наружного воздуха, соответствующая началу и концу отопительного периода - +8⁰С.

2.4.2 Карты (схемы) в зоне действия котельной

Зона действия источника тепловой энергии – котельная «Колосок», изображенная на карте города, с нанесенными тепловыми сетями и зданиями потребителей, приведена на рисунке 1

Контуры зоны действия котельной «Колосок» установлены по зданиям конечных потребителей, подключенных к сетям.

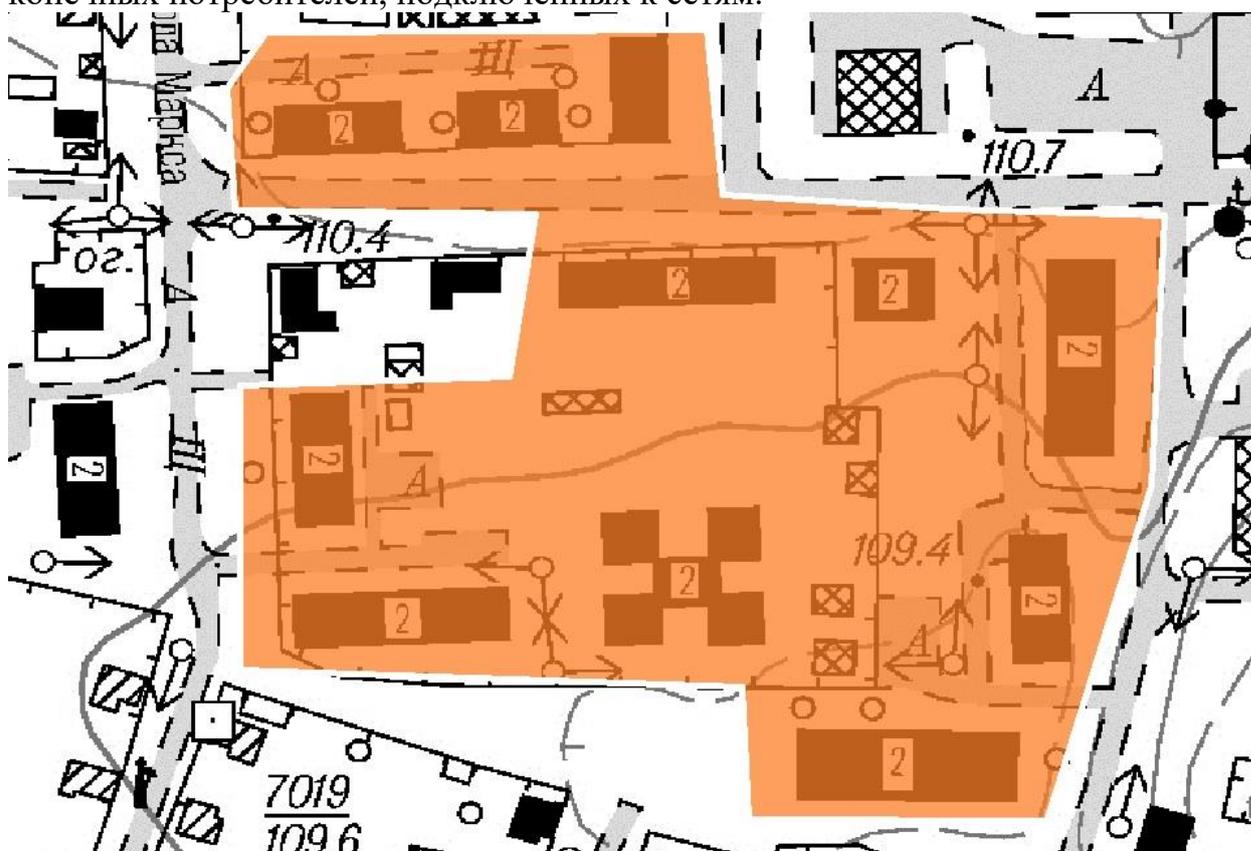


Рисунок 1 Зона действия теплового источника котельной «Колосок».

2.4.3 Параметры тепловых сетей

Суммарная протяженность тепловых сетей системы отопления от котельной «Колосок» в двухтрубном исчислении составляет ~ 738 м, объем трубопроводов – 4,21 м³.

Тепловые сети системы теплоснабжения от котельной «Колосок» выполнены надземной прокладкой.

Тепловые сети от котельной «Колосок» находятся в эксплуатации в основном более 25 лет.

Изоляция трубопроводов тепловых сетей выполнена из минеральной ваты с внешним покрытием из стеклоткани.

Тепловая изоляция трубопроводов спроектирована по нормам, действующим на момент прокладки, либо реконструкции трубопровода. Все

МУП ЖКХ Камышинского района

тепловые сети котельной «Колосок» имеют изоляцию, спроектированную по нормам действующим до 1989 г. (включительно) [29].

Компенсация температурных расширений при работе тепловых сетей за счет углов поворота тепловых сетей.

МУП ЖКХ Камышинского района

Таблица 2.4.3.1 Материальная характеристика тепловых сетей системы теплоснабжения от котельной «Колосок»

Условный диаметр трубопровода	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладок и тепловой сети	Год ввода тепловой сети	Нормы проектирования тепловой изоляции	Теплоизоляционный материал	Внутр. объем под.тр. V1, м ³	Внутр. объем обр. тр. V2, м ³	Материальная характеристика в однотрубном исчислении Dн×L, м ²
Сети отопления										
Ду108	174	0,1	0,1	надземная	более 25 лет	1989	минеральная вата	13,659	13,659	18,79
Ду76	25	0,07	0,07	надземная	более 25 лет	1989	минеральная вата	0,096	0,096	1,9
Ду89	325	0,08	0,08	надземная	более 25 лет	1989	минеральная вата	1,63	1,63	28,92
Ду57	214	0,05	0,05	надземная	более 25 лет	1989	минеральная вата	0,42	0,42	12,2
Итого:	992							15,805	15,805	61,81

МУП ЖКХ Камышинского района

2.4.4 Типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры

На тепловых сетях котельной «Колосок» установлена следующая запорная арматура:

Запорная арматура	
Условный диаметр, Ду (мм)	Количество, (шт)
100	2
80	10
50	16
Итого:	28

Тип запорной арматуры – стальные/чугунные задвижки с ручным управлением на давление $P_y=25$ кгс/см² или $P_y=16$ кгс/см². По способу присоединения – фланцевые или приварные соединения.

Регулирование расходов теплоносителя на здания потребителей осуществляется «шайбированием». Ограничительные устройства (шайбы) устанавливаются во фланцевые разъемы подающего трубопровода.

2.4.5 Типы и строительные особенности тепловых камер

Тепловые камеры отсутствуют.

2.4.6 Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети

В качестве анализа режимов отпуска тепловой энергии от источника тепловой энергии котельной «Колосок» были проанализированы фактические температуры сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах с ноября 2012г. по март 2013г. и сопоставлены со

МУП ЖКХ Камышинского района

значениями соответствующих температур по утвержденному на отопительный период температурному графику. За указанный период фактические расходы сетевой воды в подающем трубопроводе сопоставлены с расчетными значениями.

В соответствии с требованиями статьи 15, п. 8 Федерального Закона Российской Федерации № 190-ФЗ от 27.07.2010 г. «О теплоснабжении» условия договора теплоснабжения должны соответствовать техническим условиям, в частности, определять параметры качества теплоснабжения. Отклонения температур сетевой воды в подающих трубопроводах от заданного режима за головными задвижками котельной должны быть не более $\pm 3\%$.

Таблица 2.4.6.1 Фактические и нормируемые по эксплуатационному температурному графику температуры сетевой воды в подающем трубопроводе котельной «Колосок»

Показатель	Месяцы				
	Ноябрь 2012 г.	Декабрь 2012 г.	Январь 2013 г.	Февраль 2013 г.	Март 2013 г.
Среднемесячные температуры наружного воздуха. $t_{н.в.}^{ср.мес.}, ^\circ\text{C}$	-2,57	-3,23	-7,4	-5,6	-2,1
Температуры сетевой воды в подающем трубопроводе источника теплоснабжения по эксплуатационному графику. $t_{1.экс.гр.}, ^\circ\text{C}$	59,2	60,0	66,9	63,7	58,2
Фактические среднемесячные температуры сетевой воды в подающем трубопроводе источника теплоснабжения. $t_{1.ф.}^{ср.мес.}, ^\circ\text{C}$	58,1	58,8	65,5	62,5	57,2
Отклонение $t_{1.ф.}^{ср.мес.}$ от $t_{1.экс.гр.}$, %	1,9	2,0	2,1	1,9	1,7

МУП ЖКХ Камышинского района

Из таблицы 2.4.6.1 видно, что фактические среднемесячные температуры сетевой воды в подающем трубопроводе котельной «Колосок» за ноябрь 2012г. – март 2013 г. ниже нормируемых по утвержденному эксплуатационному температурному графику в среднем на 1,52%. Отклонения указанных величин не превышают допустимые ПТЭ значения.

Таблица 2.4.6.2 Фактические и нормируемые по эксплуатационному температурному графику температуры сетевой воды в обратном трубопроводе котельной «Колосок».

Показатель	Месяцы				
	Ноябрь 2012 г.	Декабрь 2012 г.	Январь 2013 г.	Февраль 2013 г.	Март 2013 г.
Среднемесячные температуры наружного воздуха. $t_{н.в.}^{ср.мес.}, ^\circ\text{C}$	-2,57	-3,23	-7,4	5,6	-2,1
Температуры сетевой воды в обратном трубопроводе источника теплоснабжения по эксплуатационному графику. $t_{2.эксп.гр.}, ^\circ\text{C}$	47,5	48,0	52,3	50,4	47,0
Фактические среднемесячные температуры сетевой воды в подающем трубопроводе источника теплоснабжения. $t_{2.ф.}^{ср.мес.}, ^\circ\text{C}$	46,4	46,8	50,9	49,2	46,0
Отклонение $t_{2.ф.}^{ср.мес.}$ от $t_{2.эксп.гр.}, \%$	2,3	2,5	2,7	2,4	2,1

Из таблицы 2.4.6.2 видно, что фактические среднемесячные температуры сетевой воды в обратном трубопроводе котельной «Колосок» за ноябрь 2012 г. – март 2013 г. ниже нормируемых по утвержденному эксплуатационному температурному графику в среднем на 2,4%. Отклонения указанных величин не превышают допустимые ПТЭ значения.

МУП ЖКХ Камышинского района

Из таблицы 2.4.6.1 видно, что для котельной «Колосок» в диапазоне температур наружного воздуха от $+8^{\circ}\text{C}$ до -26°C фактические значения температур сетевой воды в подающем трубопроводе ниже нормируемых по соответствующему утвержденному эксплуатационному температурному графику. Отклонения указанных величин не превышают допустимые ПТЭ значения (максимальное отклонение составляет 2,1%).

Из таблицы 2.4.6.2 видно, что для котельной «Колосок» в диапазоне температур наружного воздуха от $+8^{\circ}\text{C}$ до -26°C фактические значения температур сетевой воды в обратном трубопроводе ниже нормируемых по соответствующему утвержденному эксплуатационному температурному графику. Отклонения указанных величин не превышают допустимые ПТЭ значения (максимальное отклонение составляет 2,7%).

2.4.7 Статистика отказов тепловых сетей

Отказы тепловых сетей отсутствуют.

2.4.8 Оценка тепловых потерь в тепловых сетях

На рисунке 2 представлены значения нормативных потерь тепловой энергии в тепловых сетях котельной «Колосок», обслуживаемых МУП ЖКХ Камышинского района на 2013 г.г. Нормативы тепловых потерь разработаны в соответствии с требованиями [6].

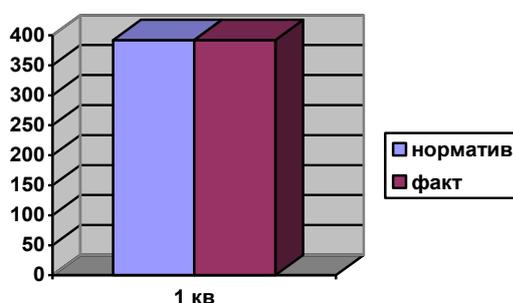


Рисунок 2 Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях предприятия котельной «Колосок».

Потери тепловой энергии в сетях котельной «Колосок»:

Год	Потери тепловой энергии с утечками, Гкал	Потери тепловой энергии через изоляцию, Гкал	Суммарные потери тепловой энергии в тепловых сетях, Гкал	
	Норм.	Норм.	Норм.	Факт.
2013	21	371	392	392

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

В таблице 2.4.9.1 представлены данные о наличии приборов учета у потребителей тепловой энергии котельной «Колосок»

МУП ЖКХ Камышинского района

Таблица 2.4.9.1 Данные о наличии приборов учета у потребителей тепловой энергии котельной «Колосок».

№ п/п	Наименование потребителя	Адрес
1	МКДОУ д.с. «Колосок»	Ул. Камышинская, 45а
2	Жилой дом	Пер. Карла-Маркса, 3
3	Жилой дом	Пер. Карла-Маркса, 12а
4	Жилой дом	Ул. Терешковой, 43
5	Жилой дом	Ул. Терешковой, 45
6	Жилой дом	Ул. Комсомольская, 45
7	Жилой дом	Ул. Комсомольская, 48
8	Жилой дом	Ул. Комсомольская, 50

Согласно требованию Федерального закона от 23.11.2009 №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» на собственников помещений в многоквартирных домах и собственников жилых домов возложена обязанность по установке приборов учета энергоресурсов.

В соответствии с Федеральным законом (в ред. от 18.07.2011) от 23.11.2009 №261-ФЗ до 1 июля 2012 года собственники помещений в многоквартирных домах обязаны обеспечить установку приборов учета горячей воды, тепловой энергии.

С момента принятия закона не допускается ввод в эксплуатацию зданий, строений, сооружений без оснащения их приборами учёта энергоресурсов и воды.

2.5 котельная «Шевченко»

2.5.1 Структура тепловых сетей

Теплоснабжение потребителей рассматриваемой системы теплоснабжения обеспечивается от источника тепловой энергии котельной «Шевченко» принадлежащей МУП ЖКХ Камышинского района.

МУП ЖКХ Камышинского района

Транспорт тепла от источника тепла котельной «Шевченко» до потребителей осуществляется по магистральным и распределительным тепловым сетям. Водяные тепловые сети выполнены двухтрубными, циркуляционными.

Системы отопления зданий жилого и административного сектора системы теплоснабжения котельной «Шевченко», подключены к тепловым сетям по независимой схеме. Регулирование подачи тепловой энергии в систему отопления осуществляется автоматически.

Схема теплоснабжения - закрытая

Теплоснабжение потребителей от котельной «Шевченко» осуществляется по трубопроводу – 2Ду108 мм

Отпуск тепловой энергии в систему отопления осуществляется по утвержденному температурному графику качественного регулирования 95-70°С.

Расчетная температура наружного воздуха принята равной -26°С, что удовлетворяет требованиям [28]. Температура наружного воздуха, соответствующая началу и концу отопительного периода - +8°С.

2.5.2 Карты (схемы) в зоне действия котельной

Зона действия источника тепловой энергии – котельная «Шевченко», изображенная на карте города, с нанесенными тепловыми сетями и зданиями потребителей, приведена на рисунке 1

Контуры зоны действия котельной «Шевченко» установлены по зданиям конечных потребителей, подключенных к сетям.

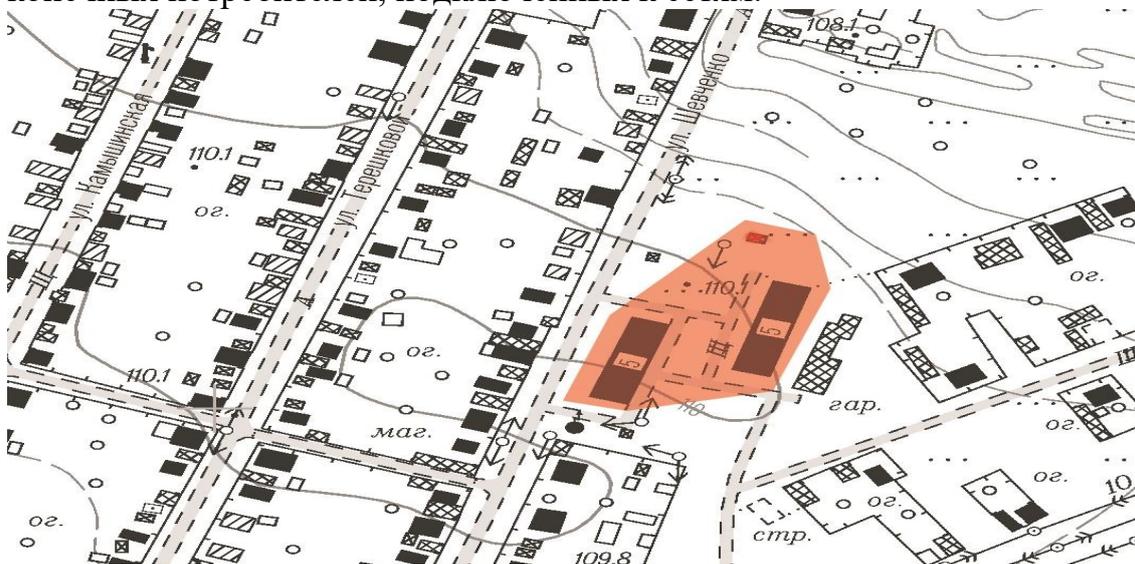


Рисунок 1. Зона действия теплового источника котельной «Шевченко».

МУП ЖКХ Камышинского района

2.5.3 Параметры тепловых сетей

Суммарная протяженность тепловых сетей системы отопления от котельной «Шевченко» в двухтрубном исчислении составляет ~ 131 м, объем трубопроводов – 1,2 м³.

Тепловые сети системы теплоснабжения от котельной «Шевченко» выполнены подземной прокладкой.

Тепловые сети от котельной «Шевченко» находятся в эксплуатации в основном более 25 лет.

Изоляция трубопроводов тепловых сетей выполнена из минеральной ваты с внешним покрытием из стеклоткани.

Тепловая изоляция трубопроводов спроектирована по нормам, действующим на момент прокладки, либо реконструкции трубопровода. Все тепловые сети котельной «Шевченко» имеют изоляцию, спроектированную по нормам действующим до 1989 г. (включительно) [29].

Компенсация температурных расширений при работе тепловых сетей за счет углов поворота тепловых сетей.

МУП ЖКХ Камышинского района

Таблица 2.5.3.1 Материальная характеристика тепловых сетей системы теплоснабжения от котельной «Шевченко»

Условный диаметр трубопровода	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладок и тепловой сети	Год ввода тепловой сети	Нормы проектирования тепловой изоляции	Теплоизоляционный материал	Внутр. объем под.тр. V1, м ³	Внутр. объем обр. тр. V2, м ³	Материальная характеристика в однотрубном исчислении Dн×L, м ²
Сети отопления										
Ду159	13	0,15	0,15	подземная	более 25 лет	1989	минеральная вата	36,89	36,89	50,76
Ду108	76	0,1	0,1	подземная	более 25 лет	1989	минеральная вата	0,41	0,41	8,21
Ду89	42	0,08	0,08	подземная	более 25 лет	1989	минеральная вата	1,51	1,51	26,79
Итого:	131							183,15	183,15	338,09

МУП ЖКХ Камышинского района

2.5.4 Типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры

На тепловых сетях котельной «Шевченко» установлена следующая запорная арматура:

Запорная арматура	
Условный диаметр, Ду (мм)	Количество, (шт)
100	2
Итого:	2

Тип запорной арматуры – стальные/чугунные задвижки с ручным управлением на давление $P_y=25$ кгс/см² или $P_y=16$ кгс/см². По способу присоединения – фланцевые соединения.

Регулирование расходов теплоносителя на здания потребителей осуществляется «шайбированием». Ограничительные устройства (шайбы) устанавливаются во фланцевые разъемы подающего трубопровода.

2.5.5 Типы и строительные особенности тепловых камер

Тепловые камеры отсутствуют.

2.5.6 Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети

В качестве анализа режимов отпуска тепловой энергии от источника тепловой энергии котельной «Шевченко» были проанализированы фактические температуры сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах с ноября 2012г. по март 2013г. и сопоставлены со значениями соответствующих температур по утвержденному на отопительный период температурному графику. За указанный период

МУП ЖКХ Камышинского района

фактические расходы сетевой воды в подающем трубопроводе сопоставлены с расчетными значениями.

В соответствии с требованиями статьи 15, п. 8 Федерального Закона Российской Федерации № 190-ФЗ от 27.07.2010 г. «О теплоснабжении» условия договора теплоснабжения должны соответствовать техническим условиям, в частности, определять параметры качества теплоснабжения. Отклонения температур сетевой воды в подающих трубопроводах от заданного режима за головными задвижками котельной должны быть не более $\pm 3\%$.

Таблица 2.5.6.1 Фактические и нормируемые по эксплуатационному температурному графику температуры сетевой воды в подающем трубопроводе котельной «Шевченко»

Показатель	Месяцы				
	Ноябрь 2012 г.	Декабрь 2012 г.	Январь 2013 г.	Февраль 2013 г.	Март 2013 г.
Среднемесячные температуры наружного воздуха. $t_{н.в.}^{ср.мес.}, ^\circ\text{C}$	-2,57	-3,23	-7,4	-5,6	-2,1
Температуры сетевой воды в подающем трубопроводе источника теплоснабжения по эксплуатационному графику. $t_{1.экс.гр.}, ^\circ\text{C}$	59,2	60,0	66,9	63,7	58,2
Фактические среднемесячные температуры сетевой воды в подающем трубопроводе источника теплоснабжения. $t_{1.ф.}^{ср.мес.}, ^\circ\text{C}$	58,1	58,8	65,5	62,5	57,2
Отклонение $t_{1.ф.}^{ср.мес.}$ от $t_{1.экс.гр.}$, %	1,9	2,0	2,1	1,9	1,7

Из таблицы 2.5.6.1 видно, что фактические среднемесячные температуры сетевой воды в подающем трубопроводе котельной «Шевченко» за ноябрь 2012г. – март 2013 г. ниже нормируемых по

МУП ЖКХ Камышинского района

утвержденному эксплуатационному температурному графику в среднем на 1,52%. Отклонения указанных величин не превышают допустимые ПТЭ значения.

Таблица 2.5.6.2 Фактические и нормируемые по эксплуатационному температурному графику температуры сетевой воды в обратном трубопроводе котельной «Шевченко».

Показатель	Месяцы				
	Ноябрь 2012 г.	Декабрь 2012 г.	Январь 2013 г.	Февраль 2013 г.	Март 2013 г.
Среднемесячные температуры наружного воздуха. $t_{н.в.}^{ср.мес.}, ^\circ\text{C}$	-2,57	-3,23	-7,4	5,6	-2,1
Температуры сетевой воды в обратном трубопроводе источника теплоснабжения по эксплуатационному графику. $t_{2.эксп.гр.}, ^\circ\text{C}$	47,5	48,0	52,3	50,4	47,0
Фактические среднемесячные температуры сетевой воды в подающем трубопроводе источника теплоснабжения. $t_{2.ф.}^{ср.мес.}, ^\circ\text{C}$	46,4	46,8	50,9	49,2	46,0
Отклонение $t_{2.ф.}^{ср.мес.}$ от $t_{2.эксп.гр.}, \%$	2,3	2,5	2,7	2,4	2,1

Из таблицы 2.5.6.2 видно, что фактические среднемесячные температуры сетевой воды в обратном трубопроводе котельной «Шевченко» за ноябрь 2012 г. – март 2013 г. ниже нормируемых по утвержденному эксплуатационному температурному графику в среднем на 2,4%. Отклонения указанных величин не превышают допустимые ПТЭ значения.

МУП ЖКХ Камышинского района

Из таблицы 2.5.6.1 видно, что для котельной «Шевченко» в диапазоне температур наружного воздуха от $+8^{\circ}\text{C}$ до -26°C фактические значения температур сетевой воды в подающем трубопроводе ниже нормируемых по соответствующему утвержденному эксплуатационному температурному графику. Отклонения указанных величин не превышают допустимые ПТЭ значения (максимальное отклонение составляет 2,1%).

Из таблицы 2.5.6.2 видно, что для котельной «Шевченко» в диапазоне температур наружного воздуха от $+8^{\circ}\text{C}$ до -26°C фактические значения температур сетевой воды в обратном трубопроводе ниже нормируемых по соответствующему утвержденному эксплуатационному температурному графику. Отклонения указанных величин не превышают допустимые ПТЭ значения (максимальное отклонение составляет 2,7%).

2.5.7 Статистика отказов тепловых сетей

Отказы тепловых сетей отсутствуют.

2.5.8 Оценка тепловых потерь в тепловых сетях

На рисунке 2 представлены значения нормативных потерь тепловой энергии в тепловых сетях котельной «Шевченко», обслуживаемых МУП ЖКХ Камышинского района на 2013 г.г. Нормативы тепловых потерь разработаны в соответствии с требованиями [6].

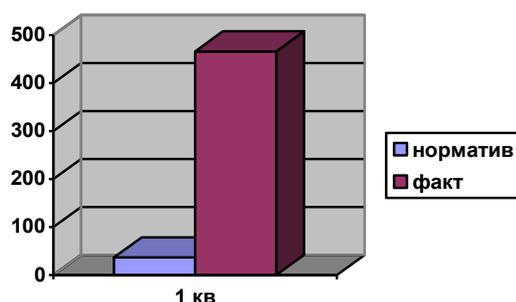


Рисунок 2 Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях предприятия котельной «Шевченко».

Потери тепловой энергии в сетях котельной «Шевченко»:

Год	Потери тепловой энергии с утечками, Гкал		Потери тепловой энергии через изоляцию, Гкал		Суммарные потери тепловой энергии в тепловых сетях, Гкал	
	Норм.	Факт.	Норм.	Факт.	Норм.	Факт.
2013	21	-	371	-	37	466,1

МУП ЖКХ Камышинского района

Таблица 2.4.9.1 Данные о наличии приборов учета у потребителей тепловой энергии котельной «Шевченко».

№ п/п	Наименование потребителя	Адрес
1	Жилой дом	Ул. Шевченко, 4

2.6 График регулирования отпуска тепла в тепловые сети

Регулирование отпуска тепла производится централизованно, на тепловом источнике. Регулирование отпуска тепла осуществляется по качественному принципу, путем изменения температуры сетевой воды в подающем трубопроводе по отопительному температурному графику. Котельные производят отпуск тепла по температурному графику 95/70 °С в зависимости от температуры наружного воздуха.

При составлении температурных графиков, расчетная для отопления температура наружного воздуха принята равной -26 °С. Температура наружного воздуха, соответствующая началу и концу отопительного периода принята +8 °С.

Утвержденный температурный график качественного регулирования приведен в таблице 2.6.1

МУП ЖКХ Камышинского района

Таблица 2.6.1 Температурный график качественного регулирования 95/70°C

«Согласовано»
 Глава администрации
 г.п. Петров Вал
 С.А.Кондренко
 20__ г.



«Утверждаю»
 Начальник МУП ЖКХ
 Камышинского района
 О.В.Доброноженко
 20__ г.



Температурный график
 работы тепловых сетей на выходе из котельных МУП ЖКХ

95 °С / 70 °С		
Температура наружного воздуха °С	Температура с. в. в подающем трубопроводе °С	Температура с. в. в обратном трубопроводе °С
+8	40,5	34,0
+7	42,3	36,0
+6	44,3	37,0
+5	46,0	37,8
+4	47,8	39,5
+3	49,5	40,2
+2	51,3	41,6
+1	53,0	42,8
0	54,7	44,4
-1	56,3	45,2
-2	58,0	46,9
-3	59,6	47,8
-4	61,3	48,4
-5	62,9	50,0
-6	64,5	50,6
-7	66,1	52,0
-8	67,7	52,7
-9	69,3	53,9
-10	70,9	55,0
-11	72,4	55,9
-12	74,0	56,8
-13	75,5	57,8
-14	77,1	59,0
-15	78,6	59,5
-16	80,1	60,5
-17	81,6	61,6
-18	83,2	62,5
-19	84,6	63,7
-20	86,2	64,6
-21	87,7	65,1
-22	89,1	66,3
-23	90,6	67,0
-24	92,0	68,2
-25	93,5	69,1
-26	95,0	70,0

Внимание: температуру воды на выходе из котла поднимать выше 95°C категорически запрещается допустимые отклонения температуры +/-3%

Главный инженер МУП ЖКХ
 Камышинского района

Быков Д.А.

2.7 Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей

Статистика восстановлений тепловых сетей ни чем не отличается от статистики повреждений тепловых сетей, т.к. устранение дефектов в период работы тепловых сетей производится немедленно при выявлении повреждений. При этом восстановительные работы продолжаются до полного устранения повреждения и подачи теплоносителя. Время устранения повреждения зависит от объема ремонтно-восстановительных работ и возможности оперативного отключения поврежденного участка. Продолжительность работ в целом зависит от необходимости проведения земляных работ, получения согласований и разрешений, от времени опорожнения поврежденного участка для подготовки рабочего места.

Восстановление тепловых сетей напрямую зависит от объемов финансирования и планирования своевременного выполнения ремонтно-восстановительных работ на сетях. Достаточность финансирования ремонтно-восстановительных работ является немаловажным фактором в поддержании сетевого хозяйства в исправном состоянии.

Статистика ремонтно-восстановительных работ на тепловых сетях свидетельствует о недостаточном объеме запланированных капитальных ремонтов тепловых сетей, их реконструкции, из-за недостаточного финансирования ремонтно-восстановительных работ.

2.8 Процедуры диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов

Диагностика состояния тепловых сетей проводится с целью своевременного выявления возможных повреждений сетей и заблаговременного проведения ремонтно-восстановительных работ, не допуская повреждения сетей в период отопительного сезона и выполнения неплановых (аварийных) ремонтных работ, требующих отвлечения значительных трудовых и материальных ресурсов.

На тепловых сетях в соответствии с требованиями ПТЭ должны выполняться плановые шурфовки участков трасс, исследоваться состояние металла трубопроводов, проводиться испытания на гидравлические потери, потери сетевой воды, потери тепла через тепловую изоляцию.

Для выявления дефектов тепловых сетей, каждый год, проводятся испытания всех тепловых сетей на гидравлическую прочность и плотность. Данные испытания проводятся в начале ремонтного периода для выявления дефектов и перед отопительным периодом для проверки качества ремонта. Испытания проводятся в соответствии требованиям [19].

Также для определения состояния трубопроводов проводятся шурфовки, согласно [19].

Испытания на максимальную температуру теплоносителя не проводятся. По [19] данные испытания должны проводиться, не реже одного раза в пять лет.

Испытания на гидравлические потери и тепловые потери через изоляцию трубопроводов не проводятся, согласно [19] данные испытания должны проводиться, не реже одного раза в пять лет.

По результатам анализа технического состояния сетей выполняется разработка перспективного графика ремонтов оборудования тепловых сетей и формируется годовой график ремонта в пределах выделенного финансирования.

2.9 Соответствие техническим регламентам процедур летних ремонтов. Параметры и методы испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей

Ремонты в межотопительный период на тепловых сетях проводятся по ежегодному графику ремонтов тепловых сетей. Ремонтные работы выполняются в соответствии с объемами и требованиями "Правил организации технического обслуживания и ремонта оборудования зданий и сооружений электростанций и сетей" СО 34.04.181-2003. Ремонтным работам предшествует этап опрессовки тепловых сетей повышенным давлением. Завершаются ремонты тепловых сетей после повторной опрессовки тепловых сетей для проверки качества ремонтных работ, оценке плотности и прочности сетей.

МУП ЖКХ Камышинского района

В соответствии с требованиями ПТЭ необходимо разработать программы испытания и провести работы по испытанию тепловых сетей на: гидравлические потери, тепловые потери и температурные испытания. Вышеперечисленные испытания тепловых сетей необходимо проводить 1 раз в 5 лет, согласно требованию ПТЭ.

Данные по испытанию тепловых сетей от котельной №2 на гидравлические, тепловые потери, температурные испытания не предоставлены.

2.10 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации тепловой сети и результаты их исполнения

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации тепловых сетей нет.

2.11 Типы присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии

К тепловым сетям котельных подключены системы отопления жилых и административных зданий оборудованных приборами конвективно-излучающего действия. Схема подключения потребителей к тепловой сети – зависимая, безэлеваторная, через ограничительные шайбы.

Горячее водоснабжение потребителей от котельной №2 осуществляется по закрытой схеме.

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

В диспетчерской службе МУП ЖКХ Камышинского района имеется система диспетчеризации аварийных параметров котельных. Создана аварийная бригада в функции которой входит оперативное устранение повреждений тепловых сетей

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

Все тепловые сети от котельных обслуживает организация МУП ЖКХ Камышинского района. Бесхозяйных тепловых сетей не выявлено.

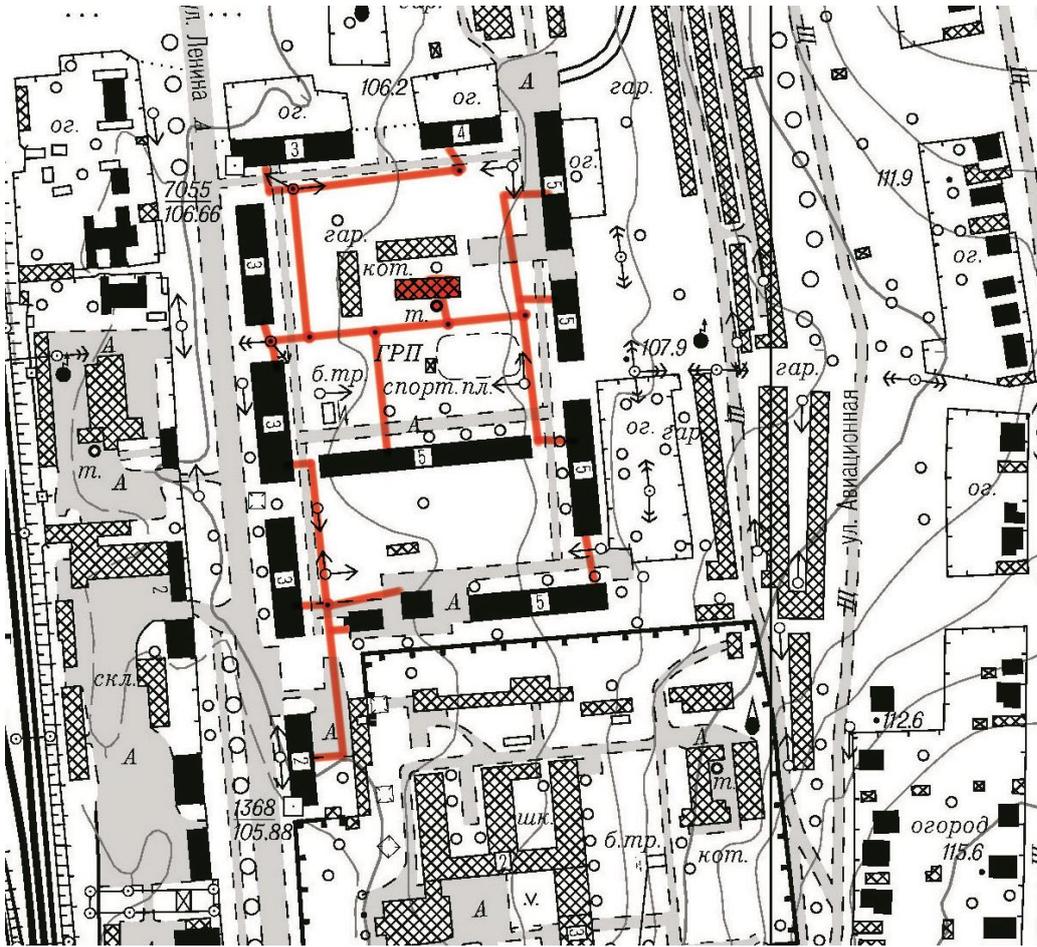
2.14 Защита тепловых сетей от превышения давления

Защитных устройств от превышения давления на магистральных трубопроводах тепловых сетей не установлено. Тепловые узлы потребителей, подключенных «напрямую» по зависимой схеме через дроссельные диафрагмы (шайбы), защитными устройствами (предохранительными клапанами) не оборудованы.

3. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии

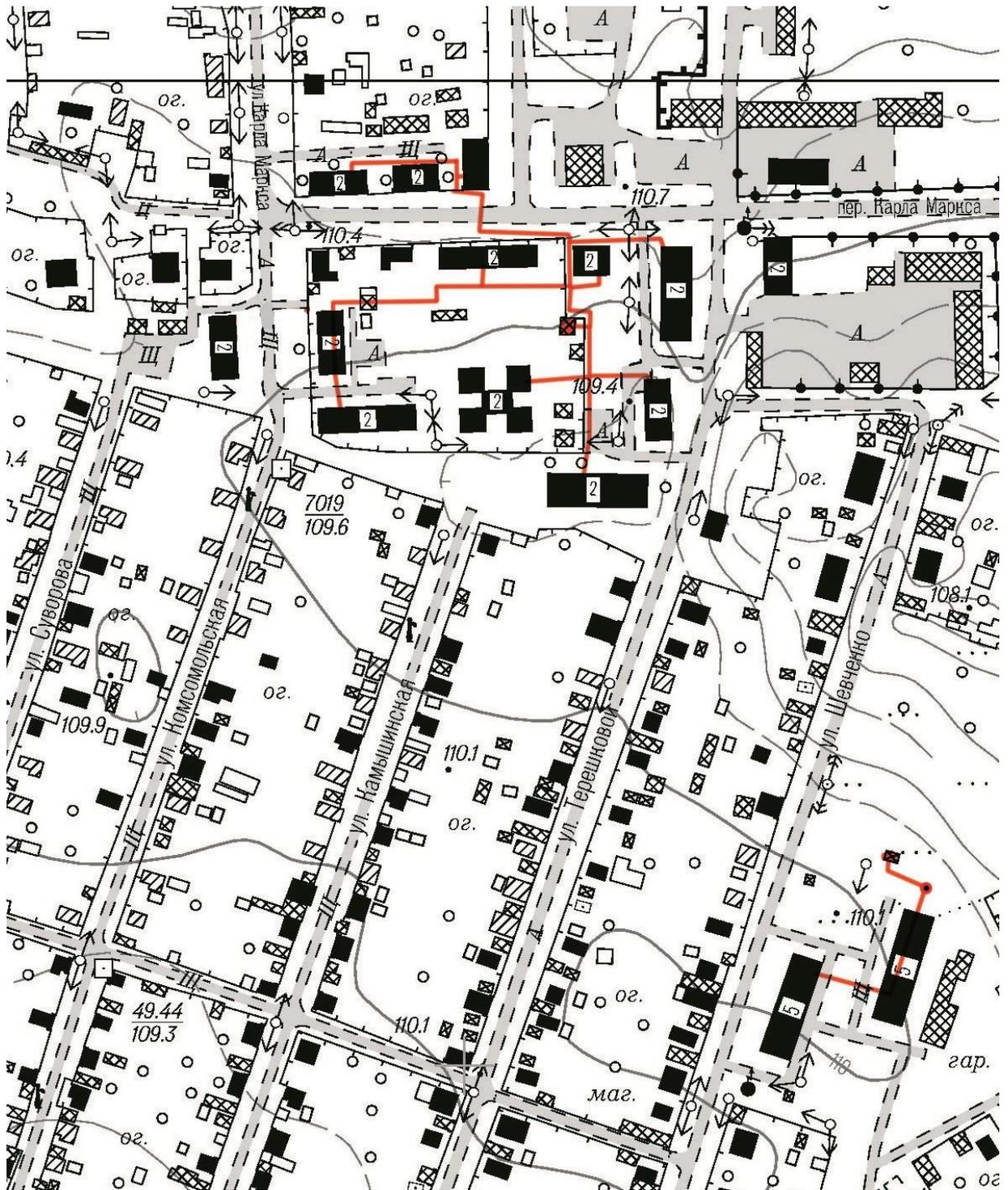
Схемы тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии приведены на рис. 7-10.

Рисунок 8. Схема тепловых сетей от котельной №5



МУП ЖКХ Камышинского района

Рисунок 9. Схема тепловых сетей от котельных д/с «Колосок» и ул. Шевченко



3.1 Параметры тепловых сетей

Параметры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии приведены в таблице 3.1.1, в том числе:

- геометрические параметры тепловых сетей,
- год начала эксплуатации,
- тип изоляции,
- тип компенсирующих устройств,
- тип прокладки,.

МУП ЖКХ Камышинского района

Таблица 3.1.1 Строительные характеристики тепловых сетей

№ п/п	Наименование тепловой сети	Протяженность по диаметрам, м	Год ввода	Тип изоляции	Тип прокладки	Материал труб	Тип тепловых камер и их количество
1	Котельная №2	ø32 20,6 ø57 956,4 ø76 146 ø89 1776,6 ø108 1887,8 ø159 678 ø219 462,6	1975	ППУ мин. вата	подземная	сталь, ППУ, изопрофлекс	кирпичные блочные колодцы, 53 шт
		надземная					
2	Котельная №3	ø57 548,9 ø76 50 ø89 588 ø100 583,6 ø108 291,8 ø159 541 ø219 1282,7	1963	ППУ мин. вата	подземная	сталь, ППУ, изопрофлекс	кирпичные блочные колодцы, 28 шт
		надземная					
3	Котельная №5	ø32 71,8 ø57 58,8	1984	ППУ мин. вата	подземная	сталь, изопрофлекс	кирпичные блочные

МУП ЖКХ Камышинского района

		ø76 11,6 ø89 1054,6 ø108 294,6 ø159 242,4 ø219 18,8					колодцы, 14 шт
		ø57 81,6 ø200 37,6			надземная		
4	Котельная д/с Колосок	ø57 457,6 ø89 281,2 ø108 676,4 ø150 394,2	2000	мин. вата	надземная	сталь	-
5	Котельная ул. Шевченко	ø108 141	2000	стекловата	подземная	сталь	-

МУП ЖКХ Камышинского района

Таблица 3.1.2 Расчет нормативных тепловых потерь

№ п/п	Наименование тепловой сети	Протяженность (L), м и объем(V), м ³ по диаметрам	Нормативные теплотери через изоляцию, Гкал/год	Нормативные потери теплоносителя, м ³ /час
1	Котельная №2	ø32 L-20.6, V-0.02 ø50 L-1024.4 V-1.44 ø80 L-1908.6 V-10.11 ø100 L-1887,8 V-15.1 ø159 L-678 V-12.2 ø219 L-462,6 V-15.73	1002	0.42
2	Котельная №3	ø57 L-1283.2 V-1.8 ø89 L-774 V-4.1 ø100 L-583,6 V-4.67 ø150 L-1232.6 V-22.19 ø200 L-1309.8 V-44.53	1184	0.30
3	Котельная №5	ø32 L-143.6 V-0.14 ø57 L-140.4 V-0.20 ø89 L-1054.6 V-5.59 ø100 L-294,6 V-2.36 ø150 L-242,4 V-4.36 ø200 L-37.6 V-1.28	360	0.128
4	Котельная д/с Колосок	ø57 L-457,6 V-0.64 ø89 L-281,2 V-1.49 ø108 L-676,4 V-5.41 ø150 L-394,2 V-7.1	371	0.076
5	Котельная ул. Шевченко	ø108 L-141 V-1.1	30	0.023

3.2 Эксплуатационные характеристики тепловых сетей

Эксплуатационные характеристики тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии приведены в таблице 3.2.1 в том числе:

- нормативный и фактический удельный расход электроэнергии на передачу тепловой энергии по тепловым сетям в отопительном и неотопительном периодах;
- нормативный и фактический удельный расход сетевой воды (теплоносителя) на передачу тепловой энергии по тепловым сетям;
- нормативные и фактические (по результатам испытаний) тепловые потери при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям через изоляционные конструкции тепловых сетей ;
- нормативные и фактические (по данным подпитки тепловой сети) потери теплоносителя при передаче тепловой энергии по тепловым сетям;

МУП ЖКХ Камышинского района

Таблица 3.2.1 Эксплуатационные характеристики тепловых сетей

№ п/п	Наименование тепловой сети	Удельный расход электроэнергии, кВт/Гкал		Удельный расход	Фактические тепловые потери	Нормативные тепловые потери
		норма	факт	воды, м ³ /Гкал норма		
1	Котельная №2	19,91	20,17	0,2	2748,6	1598
2	Котельная №3	37,48	27,1	0,27	1488,93	1284
3	Котельная №5	16,58	7,52	0,06	2822,9	396
4	Котельная ул. «Шевченко»	17,51	10,9	0,28	466,1	37
5	Котельная «Колосок»	10,7	11,29	0,23	392	392
6	Котельная «Совхозная»	9,8	9,61	0,14	0	0

3.3 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности

Во всех источниках тепловой энергии отпуск тепловой энергии в тепловые сети производится по качественному графику в зависимости от температуры окружающего воздуха. Отопительный график во всех зонах действия источников тепловой энергии $T_{п}/T_{о}= 95/70$.

Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети соответствуют утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.

Групповые и индивидуальные тепловые пункты на тепловых сетях отсутствуют, что не позволяет осуществить количественное регулирование потребляемой тепловой мощности.

Негативным следствием качественного регулирования отпускаемой тепловой мощности является принципиальная невозможность распределения тепловой мощности по абонентам соответственно их расчётным нагрузкам. В практике эксплуатации сетей это приводит к синхронным жалобам абонентов как на недотоп, так и на перетоп.

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

Диагностика состояния тепловых сетей проводится с целью своевременного выявления возможных повреждений сетей и заблаговременного проведения ремонтно-восстановительных работ, не допуская повреждения сетей в период отопительного сезона и выполнения неплановых (аварийных) ремонтных работ, требующих отвлечения значительных трудовых и материальных ресурсов.

3.5 Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии

Сведения о тепловых нагрузках потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии приведены в таблицах 3.5.1, 3.5.2 и 3.5.3, в том числе:

- тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии при расчётных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии;
- существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.

Таблица 3.5.1 Сведения о тепловых нагрузках потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха, Гкал/час		
		отопление	ГВС	всего
1	Котельная №2	5,468	0,292	5,760
2	Котельная №3	3,43		3,43
3	Котельная №5	1,9		1,9
4	Котельная д/с Колосок	0,409		0,409
5	Котельная ул. Шевченко	0,812		0,812
6	Котельная ул. Совхозная	0,097		0,097

Таблица 3.5.2 Нормативы потребления тепловой энергии на отопление

Степень благоустройства, этажность	Норматив потребления тепловой энергии на отопление, Гкал/кв.м.
в одноэтажных домах	0,0248
в двухэтажных домах	0,0245
в двухэтажных общежитиях гостиничного типа	0,0281
в трех- и четырехэтажных домах	0,0152
в пятиэтажных домах до 1999 года постройки	0,0126
в пятиэтажном общежитии до 1999 года постройки	0,0149
в пятиэтажных домах после 1999 года постройки	0,0070

Таблица 3.5.3 Нормативы горячего водоснабжения

Тип жилого помещения	Норматив горячего водоснабжения
1. Жилые помещения, оборудованные ванной сидячей длиной 1200 мм	3,90
2. Жилые помещения, оборудованные ванной длиной 1500 - 1550 мм	4,00
3. Жилые помещения, оборудованные ванной длиной 1650 - 1700 мм	4,40
4. Жилые помещения, оборудованные душем	2,36
5. Прочие жилые помещения, не оборудованные ванной и душем	0,69
6. Прочие жилые помещения, не оборудованные ванной, душем, унитазом	0,69
7. Прочие жилые помещения с наличием на этажах общих кухонь, туалетов или блоков душевых	1,60

3.6 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

3.6.1 Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии

Балансы установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия источников тепловой энергии приведены в таблице 3.6.1.1 в том числе:

- установленная тепловая мощность
- располагаемая тепловая мощность
- тепловая мощность нетто
- потери тепловой мощности в тепловых сетях

- присоединенная тепловая нагрузка по каждому источнику тепловой энергии всего, в том числе, отопление, вентиляция, горячее водоснабжение
- резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии

Таблица 3.6.1.1 Балансы установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия источников тепловой энергии

№ п/п	Зона действия источника тепловой энергии	Установленная мощность, Гкал/час	Располагаемая мощность, Гкал/час	Тепловая мощность нетто, Гкал/час	Потери в сетях, Гкал/час	Присоединённая нагрузка потребителей, Гкал/час	Резерв (+) Дефицит (-) Гкал/час
1	Котельная №2	5,68	5,68	5,68	0,248	5,23	+0,45
2	Котельная №3	4,3	4,3	4,3	0,284	3,84	+0,176
3	Котельная №5	2,76	2,76	2,76	0,088	1,899	+0,773
4	Котельная д/с Колосок	1,08	1,08	1,08	0,087	0,81	+0,183
5	Котельная ул. Шевченко	1,08	1,08	1,08	0,087	0,41	+0,583
6	Котельная ул. Совхозная	0,172	0,172	0,172	0	0,097	+0,075

3.6.2. Дефициты тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения

Существующая система теплоснабжения имеет дефицит мощности нетто при обеспечении существующей нагрузки по следующим источникам теплоснабжения:

- Котельная №2 в размере - 0,148 Гкал/час;

3.6.3 Резервы тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможности расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности

Резерв мощности нетто имеется по следующим источникам:

- Котельная №3 в размере + 0,176 Гкал/час;
- Котельная №5 в размере + 0,773 Гкал/час;
- Котельная д/с Колосок в размере + 0,183 Гкал/час;
- Котельная ул. Шевченко в размере + 0,583 Гкал/час;
- Котельная ул. Совхозная в размере + 0,075 Гкал/час.

Имеется техническая возможность перераспределения тепловых нагрузок котельной №2 и котельной №3.

3.7 Балансы теплоносителя

Годовой расход теплоносителя для тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии приведён в таблице 3.7.1.

Таблица 3.7.1 Годовой расход теплоносителя

№ п/п	Наименование зоны действия источника	Годовой отпуск тепловой энергии с коллектора Гкал/год	Годовой расход теплоносителя м ³ /год	Удельный расход теплоносителя м ³ /Гкал
1	Котельная №2	14806	3340	0,22
2	Котельная №3	9338	2603	0,27
3	Котельная №5	6690	1266	0,19
4	Котельная д/с Колосок	2050	8,39	0,004
5	Котельная ул. Шевченко	1261	129	0,10
6	Котельная ул. Совхозная	255	49	0,19

3.8 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом приведены в таблице 3.8.1.1, в том числе:

- количество выработанной тепловой энергии
- количество тепловой энергии на собственные нужды
- количество отпущенной тепловой энергии с коллектора
- виды используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии;
- количество используемого основного топлива
- виды резервного и аварийного топлива.

Таблица 3.8.1.1 Топливные балансы источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Выработка тепловой энергии, Гкал/год	Собственные нужды, Гкал/год	Отпуск Тепловой энергии с коллектора, Гкал/год	Вид топлива		Затраты топлива		Удельный расход условного топлива, кгут/Гкал
					Основного	Резервного	Натурального, м3/год	Условного, кгут/год	
1	Котельная №2	15125	319	14806	Газ природный	нет	1882620	2202561,74	143,5
2	Котельная №3	9539	201	9338			1191411	1447391,12	143,99
3	Котельная №5	6834	144	6690			838173	1036806,47	141,4
4	Котельная д/с Колосок	2094	44	2050			262062	317601,78	144,27
5	Котельная ул. Шевченко	1288	27	1261			150983	195513,77	144,1
6	Котельная ул. Совхозная	260	5	255			32436	39539,01	143,55

3.9 Надёжность теплоснабжения

3.9.1 Интегральные показатели надёжности теплоснабжения

Интегральные показатели надёжности теплоснабжения приведены в таблице 3.9.1.1, в том числе:

- общее число повреждений на тепловых сетях и сооружений на них, в течение эксплуатационного (отопительного) периода;
- общее число повреждений на тепловых сетях и сооружений на них, в течение неотопительного эксплуатационного периода;
- общее число повреждений при гидравлических испытаниях;
- распределение повреждений по магистралям (выводам тепловой мощности), диаметрам и типам прокладки теплопроводов;
- распределение времени ликвидации повреждений по типам прокладки теплопроводов, диаметрам;
- интенсивности повреждений в целом по зоне действия источника
- интенсивности повреждений отдельных тепломагистралей;
- интенсивности восстановлений в целом по зоне действия источника,
- интенсивности восстановлений по отдельным тепломагистралям;

число повреждений, время ликвидации которых было выше нормативной величины и привело к снижению температуры в отапливаемых помещениях ниже плюс 12 град. Цельсия.

3.9.2 Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

Таблица 3.9.2.1 Анализ затрат по теплоснабжению за 2013г. по МУП ЖКХ Камышинского района

Наименование	Зарплата, тыс. руб.	Отчисления, тыс. руб.	Эл/энергия		Газ		Вод а		Всего ремонтов:	в том числе			ст р а х о в а н и е	Прочие (свя зь, и др.) ,ты с. руб.	А мо рт из а ц и я , т ы с. р у б.	Нал оги(за г р я з. о к р у ж. с р е д ы.), т ы с. р у б.	ОЭ Р, т ы с. р у б.	П о к у п н ы е, т ы с. р у б.	И то го за т р а т , т ы с. р у б.	Выра бота но, Гкал	Себестои мость 1 Гкал, руб.
			$\frac{т}{тыс.кВт}$	тыс. руб.	$\frac{ты}{с.м^3}$	тыс. руб.	$\frac{т}{тыс.м^3}$	тыс. руб.		в том числе											
										ма те ри алы	Г С М	Усл уги сто рон них орг ани зац ий									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	21	23		
Петро в Вал																					
Котель ная №2	461,61	136,95	$\frac{30}{5,1}$	154,0	$\frac{188}{2,6}$	795,5	-	238,8	96,9	53,3	88,566	1,383	34,416	3,8	1,683	412,7		10783,8	11702,0	921,53	
Котель ная №3	461,61	136,95	$\frac{25}{8,6}$	130,3	$\frac{119}{1,4}$	511,0	-	238,8	96,9	53,3	88,566	1,383	34,416	3,8	1,683	412,7		7703,3	8050,1	956,92	
Котель ная №5	461,61	136,95	$\frac{91}{4}$	460,8	$\frac{838}{2}$	375,0	-	238,8	96,9	53,3	88,566	1,383	34,416	3,8	1,683	412,7		5503,0	4011,1	1371,94	

Авт. Кот.ул. Шевче нко	461, 61	136, 95	<u>14</u> <u>1</u>	71,2	<u>161</u> <u>0</u>	678, 3	-	23 8, 8	96 ,9	53 ,3	88,5 66	1, 38 3	34,4 16	3, 8	1,68 3	412, 7		20 40 ,8	821,9	2483,03
Авт. Ко. Детски й сад	461, 61	136, 95	<u>15</u> <u>3</u>	118, 9	<u>245</u> <u>3</u>	108 8,8	-	23 8, 8	96 ,9	53 ,3	88,5 66	1, 38 3	34,4 16	3, 8	1,68 3	412, 6		24 98 ,9	2205, 0	1133,29
Авт. Кот. Совхоз ная	461, 61	136, 95	-		<u>32,4</u>	371, 2	-	23 8, 9	97 ,0	53 ,3	88,5 66	1, 38 3	34,4 16	3, 8	1,68 3	412, 6		16 62 ,5	323,6	5137,52
ИТОГ О по собст. кот	276 9,7	821, 7	68 4, 5	349 3,2	435 0,9	189 51,4		14 32 ,7	58 1, 5	31 9, 8	531, 40	8, 3	206, 5	22 ,8	10,1	247 6,0		30 19 2, 4		
Итого по г.п. Петро в Вал	276 9,7	821, 7	68 4, 5	349 3,2	435 0,9	189 51,4	-	14 32 ,8	58 1, 5	31 9, 9	531, 4	8, 3	206, 5	22 ,8	10,1	247 6,0	12 42 ,4	31 43 4, 9	28305 ,9	1110,54

3.10 Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

Динамика утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по отоплению для МУП ЖКХ Камышинского района за пять лет ретроспективного периода представлены в таблице.

N п/п	Наименование регулируемой организации (источника теплоснабжения)	Вид тарифа	Год (календарная разбивка)	Тариф (без НДС)	Тариф (с НДС)	Реквизиты документа об утверждении
1	МУП ЖКХ Камышинского района	одноставочный руб./Гкал	с 01.07.2014 по 31.12.2014	1261,03	1488,02	Постановление министерства топлива, энергетики и тарифного регулирования Волгоградской области от 04 декабря 2013 г. N 58/6
2			с 01.01.2014 по 30.06.2014	1213,15	1393,52	
3			с 01.07.2013	1213,15	1393,52	
4			с 01.01.2013 по 30.06.2013	1073,59	1266,84	
5			с 01.09.2012 по 31.12.2012	1073,59	1266,84	
6			с 01.07.2012 по 31.08.2012	1073,59	1226,41	
7			с 01.01.2012 по 30.06.2012	1060,00	1156,99	
8			2011	1060,00 980,50 (Население)		
9	МП ЖКХ Камышинского		2010	852,61		Постановление Управления по

	го района					региональным тарифам Администрации Волгоградской области от 28 октября 2009 г. N 28/2
10			2009	790,41		Постановление Управления по региональным тарифам Администрации Волгоградской области от 26 декабря 2008 г. N 46/5

3.10.1 Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

3.10.2 Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступление денежных средств от осуществления указанной деятельности

Плата за подключение к системе теплоснабжения не установлена

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

Резервная тепловая мощность в системе теплоснабжения не предусмотрена.

4. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения

4.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения

Существуют две проблемы организации качественного теплоснабжения:

- отсутствие приборов учёта тепловой энергии на абонентских вводах у потребителей;

- отсутствие на абонентских вводах потребителей устройств, обеспечивающих количественное регулирование потребляемой тепловой мощности, например, индивидуальных тепловых пунктов открытого типа.

4.2 Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения

Недостаточность финансирования ремонтно-восстановительных работ

5. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

5.1 Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

Объёмы потребления тепловой энергии с разделением по видам теплотребления в зоне действия каждого из существующих источников тепловой приведены в таблице 5.1.1.

Таблица 5.1.1 Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

Наименование зоны действия источника тепловой энергии	Вид тепловой мощности	Единица измерения	Величина тепловой мощности
Котельная №2	Тепловая мощность всего,	Гкал/час	5,76
	в том числе: - отопление - ГВС		5,47 0,29
Котельная №3	- отопление	Гкал/час	3,43
Котельная №5	- отопление	Гкал/час	1,9
Котельная д/с Колосок	- отопление	Гкал/час	0,812
Котельная ул. Шевченко	- отопление	Гкал/час	0,409
Котельная ул. Совхозная	- отопление	Гкал/час	0,097

5.2 Прогнозы приростов площади строительных фондов

Динамика прироста строительных фондов с разделением объектов строительства по видам теплоснабжения по этапам приведена в таблице 5.2.1

Динамика прироста строительных фондов спрогнозирована на основе Генерального плана городского поселения Петров Вал до 2030 г.

Таблица 5.2.1 Приросты строительных фондов по этапам

№ п/п	Наименование строительных фондов	Приросты строительных фондов, тыс. кв.м					
		2015	2016	2017	2018	2019-2023	2024-2030
1	Жилой фонд всего, в т.ч.	1,3	1,3	1,3	1,3	11,69	14,59
	- многоквартирные дома					5,09	5,09
	- жилые дома	1,3	1,3	1,3	1,3	6,6	9,5
2	Общественные здания						
3	Производственные здания						

5.3 Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплопотребления, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации;

№ п/п	Наименование строительных фондов	Площадь строительных фондов, тыс. кв.м.						
		2014	2015	2016	2017	2018	2019-2023	2024-2030
1	Жилой фонд всего, в т.ч.	256,73	290,00	291,3	292,6	293,9	305,59	320,00
	- с центральным отоплением	101,8	101,8	101,8	101,8	101,8	106,89	111,98
	- с индивидуальным отоплением	154,93	188,2	189,5	190,8	192,1	198,7	208,2
2	Общественные здания							
3	Производственные здания							

Таблица 5.3.1. Удельное теплотребление строящихся жилых зданий

Вид зданий	Удельное теплотребление					
	С 2011 г.		С 2016 г.		С 2020 г.	
	Гкал/м ²	ккал/ч/м ²	Гкал/м ²	ккал/ч/м ²	Гкал/м ²	ккал/ч/м ²
Индивидуальный жилищный фонд	0,152	49,3	0,121	40,6	0,108	34,8
Многоэтажный жилищный фонд, в т.ч.:						
1-3 этажный	0,152	49,3	0,121	40,6	0,108	34,8
4-5 этажный	0,097	31,5	0,080	26,1	0,069	22,3
6-7 этажный	0,092	29,8	0,076	24,5	0,065	21,0
8-9 этажный	0,088	28,5	0,072	23,2	0,062	19,9
Свыше 10 этажей	0,082	26,7	0,068	22,1	0,058	18,8

5.4 Прогнозы приростов объёмов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

Приросты объёмов потребления тепловой энергии (мощности) приведены в таблице 5.4.1.

Таблица 5.4.1. Приросты объёмов потребления тепловой энергии

Наименование	Вид энергоресурса	Единица измерения	Величина прироста по этапам					
			2015	2016	2017	2018	2019-2023	2024-2030
Городское поселение Петров Вал	Тепловая мощность всего (отопление)	Гкал/час	-	-	-	-	0,14	0,14

6. Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа

Не требуется.

7. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки

7.1 Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии;

Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки приведены в таблице 7.1.1, в том числе:

- установленная тепловая мощность
- располагаемая тепловая мощность
- тепловая мощность нетто
- потери тепловой мощности в тепловых сетях
- присоединенная тепловая нагрузка по каждому источнику тепловой энергии всего, в том числе, отопление, вентиляция, горячее водоснабжение
- резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии

7.2 Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей

Существующая система теплоснабжения имеет резерв мощности при обеспечении существующей нагрузки по всем источникам теплоснабжения. Согласно Генеральному плану городского поселения Петров Вал до 2030 г. перспективная застройка планируется в центральной части города, однако нет указания на точное место расположения планируемых к постройке объектов. Из таблицы 7.1.1 видно, что перспективная тепловая нагрузка может быть обеспечена за счет резерва тепловой мощности котельной №3.

8. Перспективные балансы потребления теплоносителя

Перспективные балансы потребления теплоносителя приведены в таблице 8.1.1.

9. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии

9.1 Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии.

Реконструкция источников тепловой энергии не планируется.

9.2 Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии.

С целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения планируется оснащение всех источников тепловой энергии узлами учета тепловой энергии.

9.3 Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями

Обоснованием организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми домами является экономическая нецелесообразность централизованного теплоснабжения индивидуального жилого фонда.

9.4 Расчёт радиусов эффективного теплоснабжения

Согласно п. 30, ст. 2 ФЗ №190 от 27.07.2010 г.: «радиус эффективного теплоснабжения - максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения».

Основными критериями оценки целесообразности подключения новых потребителей в зоне действия системы централизованного теплоснабжения являются:

- затраты на строительство новых участков тепловой сети и реконструкция
- существующих;

- пропускная способность существующих магистральных тепловых сетей;
- затраты на перекачку теплоносителя в тепловых сетях;
- потери тепловой энергии в тепловых сетях при ее передаче;
- надежность системы теплоснабжения.

Комплексная оценка вышеперечисленных факторов, определяет величину оптимального радиуса теплоснабжения.

Фактические радиусы теплоснабжения представлены в таблице 9.4.1

Таблица 9.4.1 Фактические радиусы теплоснабжения

№ п/п	Наименование зоны действия источника	Фактический радиус теплоснабжения, м
1	Котельная №2	453
2	Котельная №3	633
3	Котельная №5	240
4	Котельная д/с Колосок	175
5	Котельная ул. Шевченко	100
6	Котельная ул. Совхозная	15

10. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них

10.1 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей

Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих:

- перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов);

- перспективные приросты тепловой нагрузки в осваиваемых районах поселения, городского округа под жилищную, комплексную или производственную застройку;

- повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения

- нормативную надежность и безопасность теплоснабжения;

- замену сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса,

- приборный учёт отпускаемой и потребляемой тепловой энергии, представлены в таблице 10.1.1.

Таблица 10.1.1. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей

№ п/п	Наименование зоны действия источника	Описание предложения	Этап реализации	Инвестиционные затраты, млн руб
1	Котельная №2	- замена тепловых сетей от котельной №2 до ЖД ул. Р.Зорге, 10 d159 – 150 м ППУ	2015	0,577
2	Котельная №3	- замена тепловых сетей от ул. 30 лет Победы до ЖД ул. 1 Мая, 12a d219 – 500 м ППУ - замена тепловых сетей от котельной №3 до ЖД ул. Крупской, 19,21 d90 – 100 м ППУ	2014 2014-2015	1,643 0,926
3	Котельная №5	- замена тепловых сетей от котельной №5 до ЖД ул. Ленина, 90, 96, 98, 100 d90 – 200 м, изопрофлекс	2014	1,848
4	Котельная ул. Шевченко	-		-
5	Котельная д/с Колосок	- замена тепловых сетей от котельной д/с Колосок до ЖД ул. Терешковой, 43 d89 – 50 м ППУ	2014	0,495
6	Котельная ул. Совхозная	-		-

11. Оценка надежности теплоснабжения

11.1 Методика определения надежности системы теплоснабжения.

Оценка надежности теплоснабжения разрабатывается в Постановлении Правительства от 22 февраля 2012 г. №154 «Требования к схемам теплоснабжения».

В соответствии со СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» расчет надежности теплоснабжения должен производиться для конечного потребителя, при этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать

- для источника теплоты равным 0,97,
- для тепловых сетей равным 0,9,
- для потребителя теплоты равным 0,99,
- для систем централизованного теплоснабжения в целом равным 0,86.

Расчет вероятности безотказной работы тепловой сети по отношению к конечному потребителю осуществляется по следующему алгоритму:

1. Определяется путь передачи теплоносителя от источника до потребителя, по отношению к которому выполняется расчет вероятности безотказной работы тепловой сети. На данном этапе расчета устанавливается перечень участков теплопроводов, составляющих этот путь. В качестве пути выбираются магистральные трубопроводы от источника тепловой энергии до ЦТП либо до тепловой камеры, с условным диаметром не менее 200 мм. В качестве участка берется теплотрасса между тепловыми камерами, в которых установлены секционирующие задвижки.

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

3. На основе обработки данных по отказам и восстановлением всех участков тепловых сетей за несколько лет их работы устанавливается средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов участков в системе теплоснабжения λ_0 , (1/км/год). В нашем случае все зафиксированные отказы происходили на сетях старше 20 лет, поэтому для данных сетей

принимаем значения интенсивности отказов исходя из статистики. В таблице 11.1.1 приведены данные по инцидентам на тепловых сетях за последние три года, и выведены значения средней интенсивности отказов по сетям от котельных.

Таблица 11.1.1. Средневзвешенная интенсивность отказов тепловых сетей.

Источник тепловой энергии	Протяженность теплотрасс, км	Количество повреждения на тепловых сетях				λ_0 , 1/км/год
		2011 г.	2012г.	2013г.	Среднее за период	
Котельная №2	3,63	5	8	1	6,6	1,327
Котельная №3	2,6	3	5	2	4	0,875
Котельная №5	0,96	1	3	1	2,3	0,964

4. 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 тепловой сети в целом. Средняя вероятность безотказной работы тепловой сети состоящей из последовательно соединенных элементов будет равна произведению вероятностей безотказной работы участков (элементов):

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

Интенсивность отказов всего последовательного соединения равна сумме интенсивностей отказов на каждом участке, $\lambda_c = L_1 \lambda_1 + L_2 \lambda_2 + \dots + L_n \lambda_n$ [1/час], где L_i - 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 используются следующие эмпирические коэффициенты:

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

В нашем случае большинство рассматриваемых сетей находятся в эксплуатации более 20 лет и распределение Вейбулла, не может при таких больших сроках эксплуатации характеризовать интенсивность отказов, выдавая значения интенсивности отказов явно не соответствующие действительности. Поэтому для расчета надежности данных тепловых сетей принимаем интенсивность отказов каждого участка исходя из статистических данных по повреждениям трубопроводов системы теплоснабжения, равной средневзвешенной частоте отказов для каждого типа трубопроводов:

$$\lambda_i = \lambda(t) = \lambda_0 = Const$$

5. По данным региональных справочников по климату о среднесуточных температурах наружного воздуха за последние десять лет определяется повторяемость температур наружного воздуха. По причине отсутствия этих данных, повторяемости температур наружного воздуха для местоположения тепловых сетей города Камышин принималась по данным справочника «Наладка и эксплуатация тепловых сетей» В. И. Манюк, Я. И. Каплинский и др., Изд. 4 . Данные по повторяемости температур приведены в таблице 1.3.

6. С использованием данных о теплоаккумулирующей способности абонентских установок рассчитывалось время, за которое температура внутри отапливаемого помещения снизится до температуры, установленной в критериях отказа теплоснабжения. Согласно СНиП 41-02-2003. «Тепловые сети», отказ теплоснабжения потребителя это событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже +12 °С в промышленных зданиях ниже +8 °С.

Время снижения температуры в жилом здании до +12 °С при внезапном прекращении теплоснабжения определяем как:

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

где

$t_{e,a}$ - внутренняя температура, которая устанавливается критерием отказа теплоснабжения (+12 °С для жилых зданий)

t'_e - температура в отапливаемом помещении, которая была в момент начала исходного события, °С;

t_n - температура наружного воздуха, °С;

β - коэффициент аккумуляции здания, ч. Для жилых зданий принимается равным 40 ч.

Расчет проводится для каждой градации повторяемости температуры наружного воздуха. Результаты расчета времени снижения температуры внутри отапливаемого помещения до +12 °С приведены в таблице 11.1.2.

Таблица 11.1.2. Расчет времени снижения температуры внутри отапливаемого помещения.

Температура наружного воздуха, °С	Повторяемость температур наружного воздуха в г. Петров Вал, час	Время снижения температуры воздуха внутри отапливаемого помещения до +12 °С
-32,5	6	6,6
-27,5	41	7,4
-22,5	197	8,3
-17,5	378	9,6
-12,5	607	11,3
-7,5	778	13,8
-2,5	1047	17,6
2,5	916	24,4
7,5	566	40,9

7. Определяется время ликвидации повреждения на каждом участке входящим в путь от источника до абонента. При отсутствии достоверных данных о времени восстановления теплоснабжения потребителей после

устранения отказов, для определения времени, необходимого для ликвидации повреждения используется эмпирическая зависимость, предложенная Е.Я. Соколовым:

$$z_p = a \left[1 + (b + cl_{c.з}) D^{1,2} \right]$$

где:

a, b, c - постоянные коэффициенты, зависящие от способа укладки теплопровода (подземный, надземный) и его конструкции, а также от способа диагностики места повреждения и уровня организации ремонтных работ. Для подземного способа прокладке в непроходных каналах значения коэффициентов составляют: $a=6,0$, $b=0,5$, $c=0,0015$.

$l_{c.з}$ - расстояние между секционирующими задвижками, м;

D - условный диаметр трубопровода, м.

8. На основе данных о частоте (потоке) отказов участков тепловой сети, повторяемости температур наружного воздуха и данных о времени восстановительного ремонта участка тепловых сетей определяется вероятность отказа теплоснабжения потребителя. Расчет выполняется для каждого участка, входящего в путь от источника до абонента:

- По каждой градации повторяемости температур вычисляется допустимое время проведения ремонта (время снижения температуры внутри отапливаемого помещения до +12 °С).
- По каждой градации повторяемости температур вычисляется допустимое время проведения ремонта.
- Определяется интенсивность отказов каждого участка рассматриваемого пути.
- Вычисляются относительные доли и поток отказов участка тепловой сети, способный привести к снижению температуры в отапливаемом помещении до температуры +12 °С.

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

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

- Вычисляется вероятность безотказной работы каждого участка тепловой сети входящего в путь от источника до конечного абонента. Для резервированных участков пути вероятность безотказной работы принимается равной единице.

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

- Вычисляется вероятность безотказной работы тепловой сети входящей в путь от источника до конечного абонента, как произведение вероятностей безотказной работы каждого участка.

$$p_{ej} = \prod_{i=1}^n p_i$$

11.2. Оценка надежности существующих магистралей

Для оценки надежности выбираем пути передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии до потребителя. В качестве пути выбираются магистральные трубопроводы от источника тепловой энергии до тепловой камеры, от которой идут только трубопроводы с условным диаметром не менее 200 мм. Участки тепловых сетей с диаметром трубопроводов менее 200 мм имеют достаточно высокие показатели надежности, вследствие сравнительно небольшого времени необходимого для ремонта данных сетей, что позволяет пренебречь данными участками при расчете надежности пути. В качестве участка берется теплотрасса между тепловыми камерами, в которых установлены секционирующие задвижки.

При оценке надежности теплоснабжения от котельных рассмотрим системы теплоснабжения котельных №2, №3 и №5. По системам теплоснабжения остальных котельных расчет не проводится, поскольку в системах теплоснабжения ряда котельных за последние пять лет не было зафиксировано отказов, от других котельных, трубопроводы тепловых сетей имеют условные диаметры менее 200 мм, что обеспечивает высокую

надежность теплоснабжения. От котельных рассмотрим следующие пути:

- Путь №1. Магистраль от котельной №2 до тепловой камеры 2ТК-4 через тепловые камеры 2ТК-1, 2ТК-3 и 2ТК-2.
- Путь №2. Магистраль от котельной №3 до тепловой камеры 3ТК-5 через тепловые камеры 3ТК-1, 3ТК-2, 3ТК-3 и 3ТК-4.
- Путь №3. Магистраль от котельной №5 до тепловой камеры 5ТК-1.

Как показали приведенные ниже (п.п. 2.1 - 2.3 отчета) расчеты вероятности безотказной работы данных путей, все рассматриваемые расчетные пути от котельных, имеют достаточную надёжность. Расчеты приведены в соответствии с изложенной выше методикой, у всех рассмотренных путей вероятность безотказной работы выше предельного значения (0,9) установленного СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети».

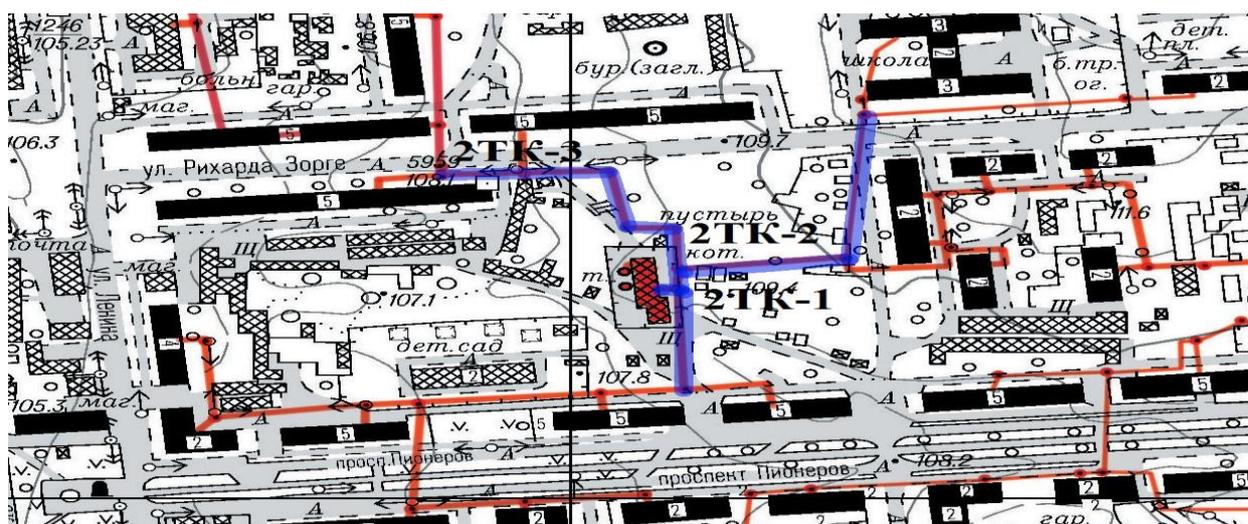
Следует отметить, что практически все трубопроводы тепловых сетей выработали свой нормативный ресурс (находятся в эксплуатации более 25 лет), несмотря на это реконструкции сетей сводятся к устранению повреждений, что ведет к дальнейшему старению сетей. Необходима планомерная замена сетей

11.2.1 Оценка надежности пути №1 от котельной №2 до тепловой камеры 2ТК- 4

- Расчетный путь №1 это магистраль от котельной №2 до тепловой камеры 2ТК-4 через тепловые камеры 2ТК-1, 2ТК-3 и 2ТК-2.

Путь №1 показан на рисунке 11.2.1.

Рисунок 11.2.1. Путь №1.



Участки для расчета берутся между тепловыми камерами, в которых установлены секционирующие задвижки. Секционирующие задвижки имеются в камерах 2ТК-2, 2ТК-3, 2ТК-4 .

В таблице 11.2.1 приведен расчет вероятности безотказной работы каждого участка и пути №1 в целом.

Таблица 11.2.1. Расчет вероятности безотказной работы пути №1.

Начальная камера участка	Конечная камера участка	Длина трубопровода на участке, м	Диаметр трубопровода на участке, м	Тип прокладки трубопроводов	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации лет	Частота (интенсивность) отказов на участке, 1/год/км	Вероятность безотказной работы участка	вероятность безотказной работы участка накопительным итогом относительно конечного
Котельная №2	2ТК-1	6	0,3	Подземная канальная	1975	39	1,327	1,00000	1,00000
2ТК-1	2ТК-2	62	0,2	Подземная канальная	1975	39	1,327	1,00000	0,99998
2ТК-1	2ТК-4	214	0,2	Подземная канальная	1975	39	1,327	0,99998	0,99998

Из таблицы видно, что вероятность безотказной работы данной магистрали составляет 0,99998, вероятность безотказной работы выше предельного значения по СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети», исходя из чего, можно сделать вывод о достаточной надежности теплоснабжения по этой магистрали.

11.2.2 Оценка надежности пути №2 от котельной №3 до тепловой камеры ЗТК-5

Расчетный путь №2 это магистраль от котельной №3 до тепловой камеры ЗТК-5 через тепловые камеры ЗТК-1, ЗТК-2, ЗТК-3 и ЗТК-4. Путь №2 показан на рисунке 11.2.2.

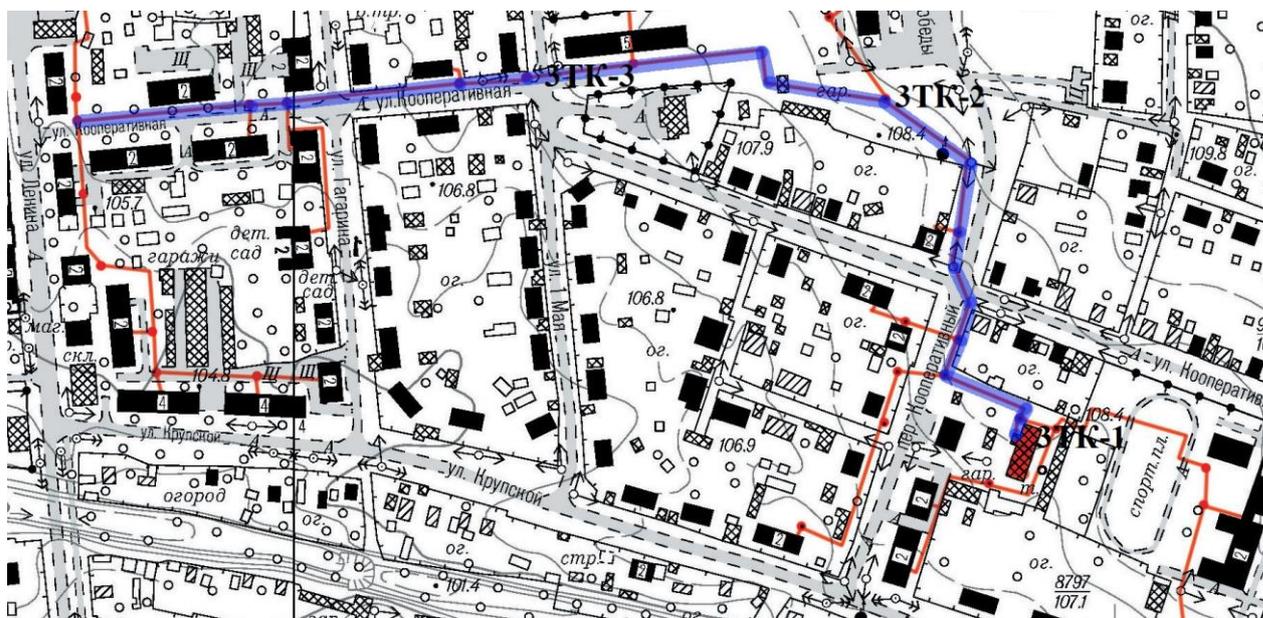


Рисунок 11.2.2. Путь №2.

Участки для расчета берутся между тепловыми камерами, в которых установлены секционирующие задвижки. Секционирующие задвижки имеются в камерах ЗТК-1, ЗТК-4, ЗТК-5.

В таблице 11.2.2 приведен расчет вероятности безотказной работы каждого участка и пути №2 в целом.

Таблица 11.2.2. Расчет вероятности безотказной работы пути №2.

Начальная камера участка	Конечная камера участка	Длина трубопровода на участке, м	Диаметр трубопровода на участке, м	Тип прокладки трубопроводов	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации, лет	(интенсивность) отказов на участке,	Вероятность безотказной работы участка	Вероятность безотказной работы участка накопительным итогом относительно
Котельная №3	ЗТК-1	72	0,2	Подземная канальная	1963	51	0,875	1,00000	1,00000
ЗТК-1	ЗТК-4	456	0,2	Подземная канальная	1963	51	0,875	0,99998	0,99998
ЗТК-4	ЗТК-5	500	0,2	Подземная канальная	1963	51	0,875	1,00000	0,99998

Из таблицы видно, что вероятность безотказной работы данной магистрали составляет 0,99998, вероятность безотказной работы выше предельного значения по СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети», исходя из чего, можно сделать вывод о достаточной надежности теплоснабжения по этой магистрали.

11.2.3 Оценка надежности пути №3 от котельной №5 до тепловой камеры ТК-1

Расчетный путь №3 это магистраль от котельной №5 до тепловой камеры 5ТК-1. Путь №3 показан на рисунке 11.2.3.

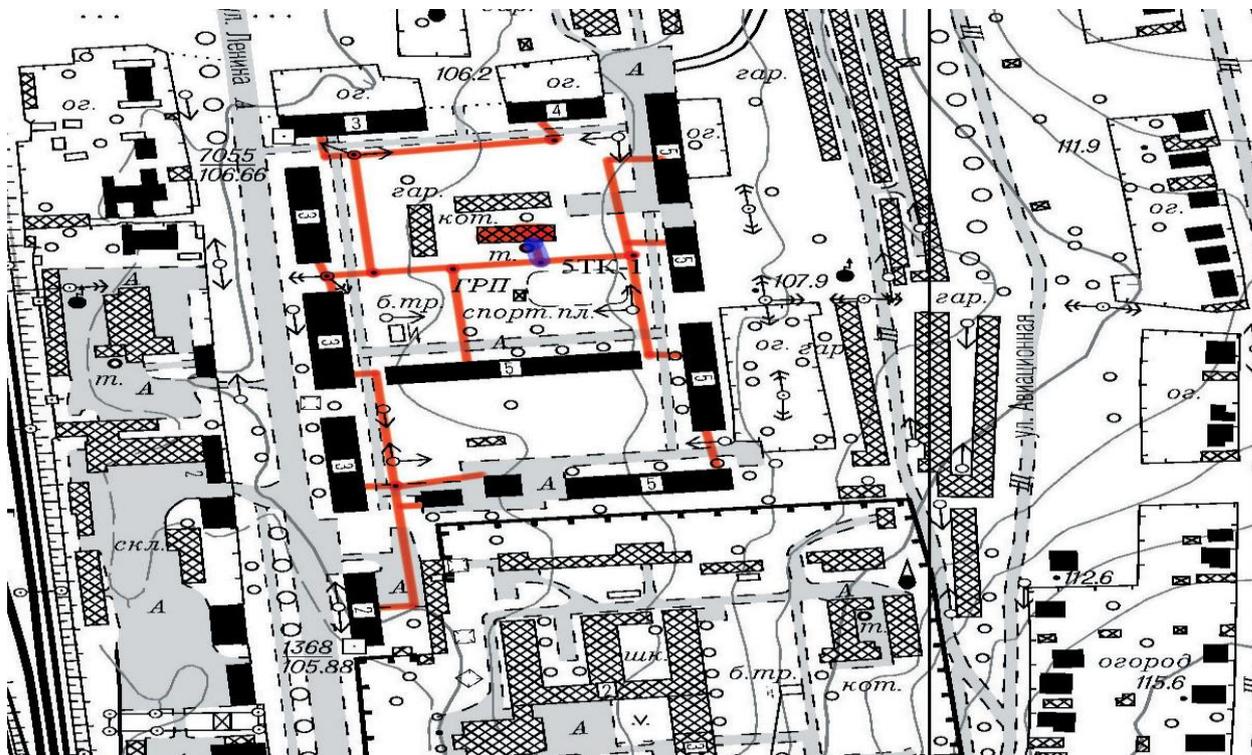


Рисунок 11.2.3. Путь №3.

Участки для расчета берутся между тепловыми камерами, в которых установлены секционирующие задвижки. Секционирующие задвижки имеются в камерах ТК-1.

В таблице 11.2.3 приведен расчет вероятности безотказной работы каждого участка и пути №3 в целом.

Таблица 11.2.3. Расчет вероятности безотказной работы пути №3.

Начальная камера участка	Конечная камера участка	Длина трубопровода на участке, м	Диаметр трубопровода на участке, м	Тип прокладки трубопроводов	Год прокладки трубопровода	Продолжительность эксплуатации, лет	Частота (интенсивность) отказов на участке, 1/год	Вероятность безотказной работы участка	Вероятность безотказной работы участка накопительным итогом относительно конечного
Котельная №5	5ТК-1	19	0,2	Подземная канальная	1984	30	0,964	1,00000	1,00000

Из таблицы видно, что вероятность безотказной работы данной магистрали составляет 1,00000, вероятность безотказной работы выше предельного значения по СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети», исходя из чего, можно сделать вывод о достаточной надежности теплоснабжения по этой магистрали.

11.3. Предложения, обеспечивающие надежность систем теплоснабжения

11.3.1. Установка резервного оборудования

Установка дополнительного резервного оборудования не предлагается.

11.3.2. Организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть

Совместная работа нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть не предусмотрена

11.3.3. Резервирование тепловых сетей смежных районов поселения, городского округа

Дополнительные мероприятия по резервированию тепловых сетей не предлагаются.

12. Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации

Критериям определения единой теплоснабжающей организации, устанавливаемым Постановлением Правительства РФ от 8 августа 2012 г. № 808 "Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации" соответствует МУП ЖКХ Камышинского района.

13. Решение о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии.

Перераспределение существующей тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии не требуется.

14. Решение по бесхозным тепловым сетям.

На момент разработки настоящей схемы теплоснабжения в границах городского поселения не выявлено участков бесхозных тепловых сетей. В случае выявления таковых в последующем, необходимо руководствоваться статьей 15, пункт 6 Федерального закона от 27 июля 2010 года №190-ФЗ «В случае выявления бесхозных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) орган местного самоуправления до признания права собственности на указанные бесхозные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования».

15. Синхронизация схемы теплоснабжения со схемой газоснабжения и газификации городского поселения Петров Вал, схемой и программой развития электроэнергетики, а также со схемой водоснабжения и водоотведения поселения.

15.1. Описание решений (на основе утвержденной региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций) о развитии соответствующей системы газоснабжения в части обеспечения топливом источников тепловой энергии.

Необходимость внесения изменений в региональную схему газоснабжения отсутствует.

15.2. Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии.

Организация газоснабжения источников тепловой энергии полностью соответствует нормативным требованиям, проблемы - отсутствуют.

15.3. Предложения по корректировке утвержденной (разработке) региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций для обеспечения согласованности такой программы с указанными в схеме теплоснабжения решениями о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения.

Отсутствует необходимость внесения изменений в региональную схему газоснабжения.

15.4. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы и программы развития Единой энергетической системы России) о строительстве, реконструкции, техническом перевооружении и (или) модернизации, выводе из эксплуатации источников тепловой энергии и генерирующих объектов, включая входящее в их состав оборудование, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в части перспективных балансов тепловой мощности в схемах теплоснабжения.

На территории городского поселения Петров Вал отсутствуют и не планируются источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

15.5. Предложения по строительству генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, указанных в схеме теплоснабжения, для их учета при разработке схемы и программы перспективного развития электроэнергетики

субъекта Российской Федерации, схемы и программы развития Единой энергетической системы России, содержащие в том числе описание участия указанных объектов в перспективных балансах тепловой мощности и энергии.

На территории городского поселения Петров Вал отсутствуют и не планируются источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

15.6. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы водоснабжения поселения) о развитии соответствующей системы водоснабжения в части, относящейся к системам теплоснабжения.

Указанные решения не предусмотрены.

15.7. Предложения по корректировке утвержденной (разработке) схемы водоснабжения поселения для обеспечения согласованности такой схемы и указанных в схеме теплоснабжения решений о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения.

Предложения по корректировке утвержденной схемы водоснабжения поселения не предусмотрены.

16. Индикаторы развития системы теплоснабжения городского поселения Петров Вал.

Индикаторы развития системы теплоснабжения городского поселения Петров Вал приведены в таблице

Таблица - Индикаторы развития систем теплоснабжения

№ п\п	Индикаторы развития	Единица измерения	Значение индикатора	
			Существующие показатели на 2021 год	Ожидаемые показатели на 2022-2030 г.г.
1	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.\год	0	0
2	Количество прекращений подачи тепловой энергии,	шт.\год	0	0

	теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии			
3	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг.у.т./ Гкал	166,89	166,89
4	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети; Гкал / м·м	Гкал / мм	0,0013	0,0013
5	Коэффициент использования установленной тепловой мощности.	%	44,4	44,4
6	Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке; м·м/Гкал/ч	мм / Гкал	200,69	200,69
7	Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	10	100
8	Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей	лет	40	10
9	Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения)	%	0	100
10	Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии,	%	0	100

	реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения)			
--	--	--	--	--

17. Ценовые (тарифные) последствия.

Регулирование цен (тарифов) в сфере теплоснабжения осуществляется органами регулирования в соответствии с принципами регулирования, предусмотренными Федеральным законом от 27.07.2010г. №190-ФЗ «О теплоснабжении». На территории Волгоградской области органом регулирования тарифов является комитет тарифного регулирования Волгоградской области. При установке тарифов на услуги МУП ЖКХ Камышинского района применяются предельные индексы, установленные Правительством РФ. До предприятия тарифы доводятся приказом Комитета тарифного регулирования.

Вид тарифа	Период действия	Тариф, руб.
Население		
Одноставочный тариф, руб\Гкал, (с учетом НДС)	С 01.01.2021г. по 30.06.2021г.	2152,8
	С 01.07.2021г. по 31.12.2021г.	2234,6
	С 01.01.2022г. по 30.06.2022г.	2238,91
	С 01.07.2022г. по 31.12.2022г.	2281,72
	С 01.01.2023г. по 30.06.2023г.	2281,72
	С 01.07.2023г. по 31.12.2023г.	2372,99
	С 01.01.2024г. по 30.06.2024г.	2372,99
	С 01.07.2024г. по 31.12.2024г.	2410,9
	С 01.01.2025г. по 30.06.2025г.	2410,9
	С 01.07.2025г. по 31.12.2025г.	2507,34
	С 01.01.2026г. по 30.06.2026г.	2507,34
	С 01.07.2026г. по 31.12.2026г.	2607,63
	С 01.01.2027г. по 30.06.2027г.	2607,63
	С 01.07.2027г. по 31.12.2027г.	2711,94
	С 01.01.2028г. по 30.06.2028г.	2711,94
	С 01.07.2028г. по 31.12.2028г.	2820,41
	С 01.01.2029г. по 30.06.2029г.	2820,41
	С 01.07.2029г. по 31.12.2029г.	2933,23
С 01.01.2030г. по 30.06.2030г.	2933,23	

	С 01.07.2030г. по 31.12.2030г.	3050,56
--	--------------------------------	---------

18. Основные положения мастер-плана развития систем теплоснабжения городского поселения Петров Вал.

18.1 Обоснование выбора приоритетного сценария развития теплоснабжения поселения.

Основной проблемой организации качественного и надежного теплоснабжения поселения является износ тепловых сетей. Для повышения уровня надежности теплоснабжения, сокращения тепловых потерь в сетях предлагается в период с 2021 по 2030 года во время проведения ремонтных компаний производить замену изношенных участков тепловых сетей, исчерпавших свой эксплуатационный ресурс. Объемы замены тепловых сетей определены на основании сроков ввода в эксплуатацию существующих тепловых сетей, исходя из расчетного срока службы тепловых сетей не менее 20 лет и предусматривает поэтапную перекладку 100% всех тепловых сетей в период до 2030 года.

19. Сведения об обеспечении проведения теплоснабжающими организациями не реже одного раза в шесть месяцев противоаварийных тренировок в целях отработки действий, необходимых для возобновления передачи тепловой энергии от источников тепловой энергии после полного прекращения подачи тепловой энергии ее потребителям в соответствующем муниципальном образовании

Тренировки по схемам

- По схемам проводятся диспетчерские тренировки тепловых сетей.
- Тренировки по схемам могут проводиться непосредственно на рабочих местах или в местах, приспособленных для этого и имеющих необходимое оборудование. Для проведения тренировки у тренирующихся должны иметься схемы обслуживаемых ими участков, на которых перед началом тренировки они помечают карандашом положение запорной арматуры, отключенные участки, участки, имеющие отклонения от нормального режима и т.д. на момент, предшествующий аварии. У руководителя тренировки должна иметься такая же схема.
- Если тренировка по схемам проводится на рабочих местах, то допускается использование всех существующих там средств отображения информации и связи с принятием дополнительных мер по невмешательству в технологический процесс и немедленному прекращению тренировки по требованию дежурных лиц при усложнении режимной обстановки.
- Перед началом тренировки ее участникам сообщается вводная часть, в которой указываются:
 - участок технологической схемы, на которой будет имитироваться аварийная ситуация;
 - режим работы, предшествующий возникновению аварийной ситуации;

- отклонения от нормальной схемы;
- порядок использования связи;
- время возникновения аварийной ситуации.

При необходимости сообщаются сведения о метеорологических условиях и сезонных явлениях (паводок, гололед, гроза и т.д.).

- Тренировка начинается с сообщений руководителей тренировки о происшедших изменениях в режиме, об отключениях оборудования, о показаниях приборов на рабочих местах тренирующихся.

- Тренировки по схемам проводятся в форме оперативных переговоров тренирующихся друг с другом и оперативным персоналом. Переговоры должны проводиться так же, как они проводятся в реальной рабочей обстановке, за исключением тренировок, проводимых на рабочих местах, где добавляется перед сообщением слово «тренировка».

- Тренирующиеся, принимая сообщения об изменениях, происшедших в результате аварии и действий персонала по ее ликвидации, отражают их на схеме, по которой проводится тренировка.

- При проведении тренировок рекомендуется расположить участников тренировки в одном помещении. Каждый из участников тренировки для ведения переговоров должен иметь прямую телефонную связь с лицом, контролирующим его действия.

При таком методе проведения тренировки каждому из тренирующихся диспетчеров сообщается информация о развитии аварии и о ходе ее ликвидации только по обслуживаемому им участку схемы. Полная картина развития событий по ходу тренировки получается суммированием имеющихся у каждого участника сведений. Такое суммирование должно осуществляться на общей схеме, на которой участвующие в тренировке отмечают все происходящие изменения.

Тренировки с условными действиями персонала

- По методу с условными действиями персонала проводятся следующие виды тренировок: цеховые, общесетевые, участковые, совмещенные. Эти тренировки должны проводиться непосредственно на рабочих местах.

- Участники тренировок во время их проведения должны строго выполнять требования правил охраны труда. Производить какие-либо реальные операции с оборудованием, прикасаться к механизмам, запорной арматуре при этом запрещается.

- При возникновении на каком-либо участке или объекте действительно аварийной ситуации проведение тренировки должно быть прекращено.

- Перед началом тренировки необходимо проинформировать об этом весь работающий персонал.

- Перед началом тренировки ее участники должны покинуть свои рабочие места, где осуществляется имитация аварийной обстановки с помощью тренировочных плакатов и бирок, вывешиваемых на оборудовании, приборах, устройствах защиты и сигнализации, на которых отражаются изменения, происшедшие в результате аварии. Плакаты и бирки должны вывешиваться

таким образом, чтобы они не мешали работающему персоналу производить операции и наблюдать за показаниями приборов и устройств сигнализации.

- После размещения плакатов и бирок участникам тренировки сообщается вводная часть.

Вводную часть сообщает руководитель тренировки на своем участке. Во вводной части указывается:

- режим работы, предшествующий возникновению аварийной ситуации;
- отклонения от нормальной схемы;
- порядок использования связи;
- время возникновения аварии.

- На свои рабочие места участники тренировки допускаются только после подачи сигнала о ее начале. Таким сигналом может быть:

- сообщение руководителя тренировки одновременно на все участки по телефону: «Внимание участников! Тренировка началась!»;
- сообщение руководителей тренировки на своих участках в назначенное время: «Тренировка началась!».

- С подачей сигнала о начале тренировки участвующие в ней лица должны приступить к осмотру плакатов и бирок, вывешенных на оборудовании своего участка, и к ликвидации условной аварии. Изменение состояния запорной арматуры, фиксирование световых сигналов табло и лампочек, тренирующиеся должны производить с помощью условных действий путем снятия и перевертывания плакатов и бирок, устно поясняя свои действия. Например, тренирующийся должен включить выключатель линии А, на ключе управления которого на мнемосхеме со светящейся сигнализацией вывешен плакат «Мигает» (в действительности выключатель включен, а его автоматическое отключение по условию тренировки показано с помощью этого плаката). Он подходит к тому месту, где находится ключ управления выключателем, и говорит:

«Квитирую ключ управления выключателем линии А», - и переворачивает плакат, вывешенный на ключе управления этого выключателя. На обратной стороне плаката должна быть надпись «Отключен». Затем тренирующийся продолжает: «Включаю выключатель линии А», - и снимает плакат «Отключен». Если на ключе управления нет никаких плакатов, то это значит, что положение выключателя по условию тренировки совпадает с его реальным состоянием.

Чтобы показать, что выключатель по какой-либо причине не включился, руководитель вывешивает на его ключ управления плакат «Мигает».

- Руководитель обязан регистрировать в картах деятельности тренирующихся все действия персонала, вмешиваясь в ход тренировки только в том случае, если требуется сообщить что-либо ее участникам, вывесить новые плакаты или бирки, снять или перевернуть их в зависимости от действия персонала.

- При проведении противоаварийной тренировки, совмещенной с противопожарной, руководитель тушения пожара проводит тренировку согласно программе, и указания руководителя тушения пожара являются обязательными для каждого участника тренировки.

- Не рекомендуется использование устройств телемеханики на находящемся в работе оборудовании для показа коммутационного состояния аппаратуры и запорной арматуры, передачи сигналов на сигнальное табло, искусственного изменения показаний измерительных приборов при проведении противоаварийной тренировки.
- При возникновении на каком-либо участке или объекте действительно аварийной ситуации проведение противоаварийной тренировки должно быть прекращено.
- По окончании тренировки все плакаты и бирки должны быть сняты с оборудования.

Разбор тренировок

- Разбор тренировок производится с целью определения полноты и правильности действий при ликвидации аварии, предусмотренной темой тренировки, каждого из участвующих в ней, и выявления мероприятий, способствующих повышению надежности работы оборудования и безопасности обслуживающего персонала.
- Разбор тренировок должен производиться, как правило, сразу же после их окончания руководителями тренировок. Если организовать разбор тренировки непосредственно после ее окончания невозможно, то проводить его следует в последующие дни, но не позднее чем через пять дней.
- При разборе цеховых, участковых и совмещенных тренировок должен присутствовать весь участвовавший в ней персонал. На разборе общесетевых тренировок для сокращения времени можно ограничиться присутствием персонала, участвовавшего в тренировке на наиболее важных участках, охваченных условной аварией. Для остальных участников разбор может быть произведен на рабочих местах посредниками. Разбор общесетевых тренировок можно производить по телефону.
- При разборе должны быть выяснены в отношении каждого участника тренировки:
 - правильность понимания происшедшего;
 - правильность действия по ликвидации аварии;
 - допущенные ошибки и их причины;
 - правильность ведения оперативных переговоров и использования средств связи.
- При проведении разбора тренировки ее руководитель заслушивает сообщения посредников о действиях участников тренировки, анализирует карты деятельности тренирующихся, в случае необходимости заслушивает самих участников, указывает на допущенные ошибки и утверждает по четырехбалльной системе индивидуальные и общие оценки результатов тренировки. При проведении разбора противоаварийной тренировки, совмещенной с противопожарной, кроме вышесказанного, руководитель тушения пожара докладывает руководителю тренировки о сложившейся обстановке и принятых им решениях по ликвидации пожара, а также предотвращению развития аварии, отмечает правильные действия персонала и

недостатки, выявленные в процессе ликвидации пожара. Рекомендуется для оценки действий участников тренировки руководствоваться следующим:

- если по ходу тренировки ее участник принимает решения, которые в реальной обстановке при их выполнении привели бы к развитию аварии или к несчастному случаю, то ему выставляется оценка «неудовлетворительно»;
- если по ходу тренировки ее участник допускает ошибки, не усугубляющие ситуацию, но затягивающие процесс ликвидации аварийного положения, то ему выставляется оценка «хорошо» или «удовлетворительно», в зависимости от числа и характера ошибок;
- если по ходу тренировки ее участник действует без единой ошибки, то ему выставляется оценка «отлично».

- Лицам, допустившим во время Тренировки грубые ошибки и получившим неудовлетворительные оценки, по заключению ее руководителя назначаются дополнительные инструктажи и внеплановые тренировки. Эти лица могут быть лишены права допуска к самостоятельной работе.

- Если половина и более участников тренировки получила неудовлетворительные оценки, то тренировка оценивается как «неуспешная» и должна быть проведена по этой же теме вторично в течение времени, установленного национальным законодательством государств-участников СНГ, причем повторная тренировка не учитывается как плановая.

- Результаты тренировки должны быть занесены в журнал по учету противоаварийных тренировок и документы, определенные национальным законодательством государств-участников СНГ.

При проведении совмещенных тренировок, кроме того, результаты заносятся в журнал по учету противопожарных тренировок.

Разработка мероприятий по результатам тренировок

- Если в процессе подготовки или проведения тренировки выявится необходимость в проведении мероприятий, способствующих безаварийной работе, то их следует занести в журнал по учету противоаварийных тренировок.

При этом руководитель тренировки должен ознакомить руководителей соответствующих подразделений с мероприятиями, занесенными в журнал по учету противоаварийных тренировок. Руководящий персонал обязан принять меры по реализации этих мероприятий.

- Программа тренировки, а также журнал после проведения каждой тренировки передаются на рабочее место лица, руководившего ликвидацией условной аварии, для ознакомления с этими документами персонала, участвующего в тренировке. Все предложения персонала должны быть сообщены руководителю тренировки или начальнику службы.

20. Сведения о сценариях развития аварий в системах теплоснабжения с моделированием гидравлических режимов работы таких систем, в том числе при отказе элементов тепловых сетей и при аварийных режимах работы систем теплоснабжения, связанных с прекращением подачи тепловой энергии

Возможными причинами возникновения аварийных ситуаций являются:

- Гипотетическая авария с разгерметизацией технологических систем газорегуляторного устройства. Возможны аварии, связанные с отказом оборудования систем газорегуляторного устройства и повышением давления газа в сети низкого давления. Их причины – повышенная влажность транспортируемого газа, некачественное техническое обслуживание и несоответствие пропускной способности оборудования фактическим режимам;
- Усталость материала труб, коррозия; брак сварных швов, деформация, механическое повреждение в результате нарушения регламента работ и т.д. В большинстве случаев такие повреждения указывают на отсутствие контроля за техническим состоянием газопроводов со стороны эксплуатирующих организаций:
- низкий уровень технадзора в процессе строительства;
- нарушения технологии ремонта;
- нарушения режимов или параметров подачи газа, в т.ч. недопустимое повышение или понижение давления газа, недопустимые колебания давления газа в т.ч. по внешней сети (на магистральном или подающем газопроводе);
- нарушения регламента пусков - остановок, в т.ч. аварийных, котельного оборудования.
- Появление энергетического (теплого) источника зажигания с параметрами, достаточными для воспламенения паровоздушной или газовой смеси, что предопределяет возникновение пожара (взрыва), в результате чего наступает разрушение (повреждение) оборудования и зданий.

Список литературы

1. Федеральный закон Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации " "Правила проведения энергетических обследований организаций". (Утв. Минтопэнерго РФ 25.03.98 г.).
2. Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».
3. Федеральный закон Российской Федерации от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении».
4. Федеральный закон Российской Федерации от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений».
5. Федеральный закон Российской Федерации от 14 апреля 1995 г. № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации».
6. Приказ Министерства регионального развития Российской Федерации от 28 декабря 2009г. № 610 «Об утверждении правил установления и измерения (пересмотра) тепловых нагрузок».
7. «Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии» (утверждена Приказом Минэнерго России от 30.12.08 г. № 325. зарегистрирована в Минюсте России 16 марта 2009 г. №13513).
8. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации (Минэнерго России) от 1 февраля 2010 г. № 36 г. Москва «О внесении изменений в приказы Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. № 325 и от 30 декабря 2008 г. № 326» (зарегистрирован в Минюсте РФ 27 февраля 2010 г.. регистрационный № 16520).
9. Информационное письмо Минэнерго России «О повышении качества подготовки расчетов и обоснования нормативов технологических

потерь при передаче тепловой энергии» (опубликовано на официальном сайте Минэнерго России).

10. Административный регламент Минпромэнерго Российской Федерации по исполнению государственной функции по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии. утвержден приказом Минпромэнерго России №471 от 01.11.2007.

11. Постановление Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 года № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации».

12. Постановление Правительства РФ от 23 мая 2006 г. №307 «О порядке предоставления коммунальных услуг гражданам».

13. Постановление Правительства РФ от 23 мая 2006 г. №306 «Об утверждении Правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг».

14. Постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 7 апреля 2009 г. №20. (зарегистрировано в Минюсте РФ 5 мая 2009 г.. регистрационный № 13891).

15. Проект Постановления Правительства РФ «Правила организации теплоснабжения».

16. Постановление Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения. порядку их разработки и утверждения».

17. Проект Постановления Правительства РФ «Об утверждении Правил предоставления, приостановки и ограничения предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домах и о внесении изменений в некоторые постановления Правительства Российской Федерации по вопросам обеспечения предоставления коммунальных услуг».

18. Инструктивное письмо Министерства топлива и энергетики Российской Федерации от 20.12.1995 г. № 42-4-2/18 «О новых правилах учета тепловой энергии и теплоносителя».

19. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 19.04.2010 г. №182 «Об утверждении требований к энергетическому паспорту, составленному по результатам обязательного энергетического обследования, и энергетическому паспорту, составленному на основании проектной документации, и правил направления копии энергетического паспорта, составленного по результатам обязательного энергетического обследования» (зарегистрировано в Минюсте РФ 7 июня 2010 г., регистрационный № 17498).

20. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации: СО 153-34.20.501-2003 (РД 34.20.501-95). – М.: СПО ОРГРЭС. 2003.

21. Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. – М.: Энергосервис, 2003 (утверждены Приказом Минэнерго России от 24.03.03 г. № 115, зарегистрированы в Минюсте России 02.04.03 г. №4358).

22. Правила учета тепловой энергии и теплоносителя: СО 153-34.09.102 (РД 34.09.102) – М.: МЭИ. 1995.

23. Правила учета отпуска тепловой энергии (ПР 34-70-010-85, утв. Главтехуправлением по эксплуатации энергосистем Министерства энергетики и электрификации СССР 22.07.85г., Союзтехэнерго. 1986г).

24. «Правила проведения энергетических обследований организаций» (утверждены Минпромэнерго России 25.03.98 г).

25. Типовая программа проведения энергетических обследований систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей) (РД 153-34.1-09.164-00).

26. Типовая инструкция по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей): СО 34.20.507-98 (РД 153-34.0-20.507-98). – М.: СПО ОРГРЭС. 1999.

27. Справочник по климату СССР.

28. СНиП 41-02-2003. Тепловые сети. Госстрой России. ФГУП ЦПП. 2004.

29. СНиП 23-01-99. Строительная климатология. Госстрой России. ФГУП ЦПП. 2000.

30. Нормы проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования электростанций и тепловых сетей. – М.: Госстройиздат. 1959.
31. СНиП 2.04.14-88. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. –Госстрой СССР, Москва, 1989.
32. Изменение № 1 от 31.12.97 г. СНиП 2.04.14-88 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов» – Госстрой СССР. Москва. 1989.
33. СНиП 41-03-2003. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. - Госстрой России, Москва, 2004.
34. СНиП 2.04.01-85*. Внутренний водопровод и канализация зданий. Госстрой России, ГУП ЦПП, 1999.
35. СНиП 41-01-2003. Отопление. вентиляция и кондиционирование.
36. СП 41-101-95.Проектирование тепловых пунктов.
37. «Методика определения количеств тепловой энергии и теплоносителя в водяных системах коммунального теплоснабжения» МДС 41-4.2000 (утв. приказом Госстроя России от 06.05.2000 № 105).
38. Методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке. утвержденные Приказом ФСТ России от 6.08.04 г. N 20-э/2. зарегистрированы Минюст России 20.10.04 г. № 6076 («Российская газета» от 02.11.2004г.).
39. Методические рекомендации по регулированию отношений между энергоснабжающей организацией и потребителем: - М. 2002 (утверждены Министерством энергетики Российской Федерации и Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации).
40. Методические указания по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях: СО 34.09.255-97 (РД 34.09.255-97). – М.: СПО ОРГРЭС, 1998.
41. Методические указания по определению тепловых потерь в водяных и паровых тепловых сетях. МУ 34-70-080-84. - М.: СПО и И Союзтехэнерго, 1985.

42. Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на гидравлические потери: СО 34.20.519-97 (РД 34.20.519-97). – М.: СПО ОРГРЭС, 1998.

43. Методические указания по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии по показателю “потери сетевой воды”: СО 153-34.20.523(4)-2003. М.: СПО ОРГРЭС. 2003. утверждены Приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003 № 278.

44. Методические указания по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю “тепловые потери”: СО 153-34.20.523(3)-2003. М.: СПО ОРГРЭС. 2003. утверждены Приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003 № 278.

45. Методические указания по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю “удельный расход сетевой воды”: СО 153-34.20.523(2)-2003. М.: СПО ОРГРЭС. 2003. утверждены Приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003 № 278.

46. Методические указания по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии по показателям “разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах” и “удельный расход электроэнергии”: СО 153-34.20.523(1)-2003. М.: СПО ОРГРЭС. 2003. утверждены Приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003 № 278.