



ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД)

КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

СОСТАВ РАБОТЫ

Наименование документа	Шифр
Схема теплоснабжения городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан на период до 2033 года (актуализация на 2019 год)	80445.СТ-ПСТ.000.000
<i>Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан на период до 2033 года (актуализация на 2019 год)</i>	
Книга 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	80445.ОМ-ПСТ.001.000
Приложение 1. Тепловые нагрузки и потребление тепловой энергии абонентами	80445.ОМ-ПСТ.001.001
Приложение 2. Тепловые сети	80445.ОМ-ПСТ.001.002
Приложение 3. Оценка надежности теплоснабжения	80445.ОМ-ПСТ.001.003
Приложение 4. Существующие гидравлические режимы тепловых сетей	80445.ОМ-ПСТ.001.004
Приложение 5. Графическая часть	80445.ОМ-ПСТ.001.005
Книга 2. Перспективное потребление тепловой энергии и теплоносителя на цели теплоснабжения	80445.ОМ-ПСТ.002.000
Приложение 1. Характеристика существующей и перспективной застройки и тепловой нагрузки по элементам территориального деления	80445.ОМ-ПСТ.002.001
Книга 3. Электронная модель систем теплоснабжения	80445.ОМ-ПСТ.003.000
Приложение 1. Инструкция пользователя	80445.ОМ-ПСТ.003.001
Приложение 2. Руководство администратора	80445.ОМ-ПСТ.003.002
Книга 4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки	80445.ОМ-ПСТ.004.000
Приложение 1. Перспективные гидравлические режимы тепловых сетей	80445.ОМ-ПСТ.004.001
Книга 5. Мастер-план схемы теплоснабжения	80445.ОМ-ПСТ.005.000
Книга 6. Предложения по строительству, реконструкции и	80445.ОМ-ПСТ.006.000

Наименование документа	Шифр
техническому перевооружению источников тепловой энергии	
Приложение 1. Графическая часть	80445.ОМ-ПСТ.006.001
Книга 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них	80445.ОМ-ПСТ.007.000
Книга 8. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах	80445.ОМ-ПСТ.008.000
Книга 9. Перспективные топливные балансы	80445.ОМ-ПСТ.009.000
Книга 10. Оценка надежности теплоснабжения	80445.ОМ-ПСТ.010.000
Книга 11. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	80445.ОМ-ПСТ.011.000
Книга 12. Обоснование предложений по определению единых теплоснабжающих организаций	80445.ОМ-ПСТ.012.000
Приложение 1. Графическая часть	80445.ОМ-ПСТ.012.001
Книга 13. Реестр проектов, рекомендуемых к включению в схему теплоснабжения	80445.ОМ-ПСТ.013.000
Книга 14. Сводный том изменений, выполненных при актуализации схемы теплоснабжения на 2019 год	80445.ОМ-ПСТ.014.000

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень таблиц	11
Перечень рисунков	18
1 Функциональная структура организации теплоснабжения	24
1.1 Описание эксплуатационных зон действия теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	24
1.2 Описание технологических, оперативных и диспетчерских связей.....	29
1.3 Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими (теплосетевыми) организациями	32
1.4 Описание зон действия промышленных и ведомственных источников тепловой энергии.....	35
1.5 Описание зон действия индивидуального теплоснабжения.....	35
2 Источники тепловой энергии.....	36
2.1 Источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии города Стерлитамак.....	36
2.1.1 Стерлитамакская ТЭЦ.....	36
2.1.2 Ново-Стерлитамакская ТЭЦ.....	62
2.2 Котельные города Стерлитамак.....	87
2.2.1 Котельные «БашРТС-Стерлитамак»	87
2.2.2 Котельные АО «СРТС».....	104
2.2.3 Котельные ООО «ПСК».....	121
2.2.4 Котельные организаций, не осуществляющих регулируемые виды деятельности в области теплоснабжения.....	127
3 Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты	129
3.1 Общие положения	129
3.2 Тепловые сети Стерлитамакского РТС	132
3.2.1 Общая характеристика тепловых сетей.....	132
3.2.2 Тепловые пункты, насосные станции	137
3.2.3 Характеристика тепловых камер, павильонов и арматуры.....	137
3.2.4 Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети. Фактические температурные режимы отпуска тепла	137
3.2.5 Гидравлические режимы тепловых сетей.....	144
3.2.6 Статистика отказов и восстановлений тепловых сетей	144

3.2.7	Диагностика и ремонты тепловых сетей	152
3.2.8	Анализ нормативных и фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя	153
3.2.9	Описание основных схем присоединения потребителей к тепловым сетям	154
3.2.10	Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии и теплоносителя, отпущенных из тепловых сетей потребителям	154
3.2.11	Анализ работы диспетчерских служб	154
3.2.12	Уровень автоматизации насосных станций и тепловых пунктов	160
3.2.13	Защита тепловых сетей от превышения давления	160
3.2.14	Испытания тепловых сетей	160
3.2.15	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации	162
3.2.16	Бесхозные тепловые сети	162
3.3	Тепловые сети АО «СРТС»	166
3.3.1	Общая характеристика тепловых сетей	166
3.3.2	Тепловые пункты, насосные станции	177
3.3.3	Характеристика тепловых камер, павильонов и арматуры	186
3.3.4	Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети	186
3.3.5	Гидравлические режимы тепловых сетей	191
3.3.6	Статистика отказов и восстановлений тепловых сетей	192
3.3.7	Диагностика и ремонты тепловых сетей	193
3.3.8	Анализ нормативных и фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя	195
3.3.9	Описание основных схем присоединения потребителей к тепловым сетям	196
3.3.10	Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии и теплоносителя, отпущенных из тепловых сетей потребителям	196
3.3.11	Анализ работы диспетчерских служб	201
3.3.12	Уровень автоматизации насосных станций и тепловых пунктов	201
3.3.13	Защита тепловых сетей от превышения давления	204
3.3.14	Испытания тепловых сетей	204
3.3.15	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации	205
3.3.16	Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию	205

3.4	Тепловые сети ООО «ПСК»	209
3.4.1	Общая характеристика тепловых сетей.....	209
3.4.2	Тепловые пункты, насосные станции	211
3.4.3	Характеристика тепловых камер, павильонов и арматуры.....	211
3.4.4	Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети. Фактические температурные режимы отпуска тепла	212
3.4.5	Гидравлические режимы тепловых сетей.....	212
3.4.6	Анализ нормативных и фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя	212
3.4.7	Статистика отказов и восстановлений тепловых сетей	213
3.4.8	Диагностика и ремонты тепловых сетей	213
3.4.9	Описание основных схем присоединения потребителей к тепловым сетям.....	214
3.4.10	Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии и теплоносителя, отпущенных из тепловых сетей потребителям	214
3.4.11	Анализ работы диспетчерских служб.....	214
3.4.12	Уровень автоматизации насосных станций и тепловых пунктов	214
3.4.13	Защита тепловых сетей от превышения давления	214
3.4.14	Испытания тепловых сетей.....	215
3.4.15	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации.....	215
4	Зоны действия источников тепловой энергии	216
4.1	Зоны действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.....	216
4.2	Зона действия КЦ-7 «БашРТС-Стерлитамак» филиала ООО «БашРТС» ..	218
4.3	Зоны действия котельных АО «СРТС».....	218
4.4	Зона действия котельной ООО «ПСК».....	218
4.5	Определение эффективного радиуса теплоснабжения.....	218
5	Тепловые нагрузки потребителей, групп потребителей в зонах действия источников тепловой энергии.....	221
5.1	Потребление тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха	221
5.2	Описание случаев (условий) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.....	221

5.3	Потребление тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом.....	221
5.4	Значения потребления тепловой энергии при расчётных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии	222
5.4.1	Расчетные договорные тепловые нагрузки потребителей, подключенных к источникам комбинированной выработки тепловой и электрической энергии города Стерлитамак.....	222
5.4.2	Расчетные договорные тепловые нагрузки потребителей, подключенных к КЦ-7 БашРТС-Стерлитамак	222
5.4.3	Расчетные договорные тепловые нагрузки потребителей, подключенных к малым котельным АО «СРТС»	223
5.4.4	Расчетные договорные тепловые нагрузки потребителей, подключенных малой котельной ООО «ПСК».....	224
5.4.5	Анализ фактического теплопотребления. Определение фактических тепловых нагрузок	224
5.5	Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	231
6	Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.....	235
6.1	Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии города Стерлитамак.....	235
6.1.1	Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия Стерлитамакской ТЭЦ ООО «БГК»	235
6.1.2	Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия Ново-Стерлитамакской ТЭЦ ООО «БГК»	237
6.2	Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия котельных города Стерлитамак.....	239
6.2.1	Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия котельной котельного цеха №7 (КЦ-7) ООО «БашРТС»	239
6.2.2	Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия малых котельных АО «СРТС»	241
6.2.3	Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной ООО «ПСК»	243

7	Балансы теплоносителя	244
7.1	Балансы теплоносителя в зонах действия СтТЭЦ, Н-СтТЭЦ и котельной КЦ-7	244
7.1.1	Годовой расход воды на компенсацию потерь и затрат теплоносителя при передаче тепловой энергии в зонах действия СтТЭЦ, Н-СтТЭЦ и котельной КЦ-7	244
7.1.2	Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей СтТЭЦ, Н-СтТЭЦ и котельной КЦ-7	245
7.2	Балансы теплоносителя в зонах действия малых котельных АО «СРТС»	246
7.2.1	Годовой расход воды на компенсацию потерь и затрат теплоносителя при передаче тепловой энергии в зонах действия малых котельных АО «СРТС» ..	246
7.2.2	Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей в зонах действия малых котельных АО «СРТС»	247
7.3	Балансы теплоносителя в зоне действия малой котельной ООО «ПСК» ..	248
7.3.1	Годовой расход воды на компенсацию потерь и затрат теплоносителя при передаче тепловой энергии в зоне действия малой котельной ООО «ПСК»....	248
7.3.2	Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей в зоне действия малой котельной ООО «ПСК»	249
8	Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.....	250
8.1	Топливные балансы и система обеспечения топливом Стерлитамакской ТЭЦ	250
8.1.1	Описание видов и количества используемого основного топлива СтТЭЦ	250
8.1.2	Описание видов резервного и аварийного топлива СтТЭЦ и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями	252
8.1.3	Описание особенностей характеристик топлив СтТЭЦ в зависимости от мест поставки	253
8.1.4	Анализ поставки топлива на СтТЭЦ в периоды расчётных температур наружного воздуха.....	258
8.2	Топливные балансы и система обеспечения топливом Ново-Стерлитамакской ТЭЦ	258
8.2.1	Описание видов и количества используемого основного топлива Н-СтТЭЦ	258
8.2.2	Описание видов резервного и аварийного топлива Н-СтТЭЦ и	

возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями	260
8.2.3 Описание особенностей характеристик топлив Н-СтТЭЦ.....	261
8.2.4 Анализ поставки топлива на Н-СтТЭЦ в периоды расчётных температур наружного воздуха.....	261
8.3 Топливные балансы котельных города Стерлитамак	261
8.3.1 Топливные балансы и система обеспечения топливом котельной котельного цеха № 7 ООО «БашРТС» (КЦ-7).....	261
8.3.2 Топливные балансы и система обеспечения топливом малых котельных АО «СРТС»	263
8.3.3 Топливные балансы и система обеспечения топливом малой котельных ООО «ПСК»	264
9 Надежность теплоснабжения	266
9.1 Общие положения	266
9.2 Исходные данные	266
9.3 Анализ повреждений в тепловых сетях.....	267
9.4 Обработка данных о повреждаемости тепловых сетей	267
9.5 Восстановление (продолжительность ремонтов) тепловых сетей.....	270
9.6 Результаты расчетов.....	272
10 Техничко - экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	277
11 Тарифы в системе теплоснабжения	279
11.1 Утвержденные тарифы на тепловую энергию	279
11.2 Структура тарифов, установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.....	297
11.3 Плата за подключение к системе теплоснабжения	297
11.4 Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности	303
12 Описание существующих технических и технологических проблем	304
12.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения.....	304
12.2 Описание существующих проблем организации надёжного и безопасного теплоснабжения.....	304
12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.....	306
12.4 Описание существующих проблем надёжного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения.....	306

12.5	Описание существующих организационных проблем	307
13	Базовые целевые показатели систем теплоснабжения	308
13.1	Базовые целевые показатели функционирования источников с комбинированной выработкой тепла и электроэнергии ООО «БГК» города Стерлитамак	308
13.2	Базовые целевые показатели функционирования котельной котельного цеха №7 (КЦ-7) ООО «БашРТС»	309
13.3	Базовые целевые показатели функционирования систем транспорта тепла Стерлитамакского РТС	311
13.4	Базовые целевые показатели функционирования систем централизованного теплоснабжения малых котельных АО «СРТС»	312
13.5	Базовые целевые показатели функционирования системы централизованного теплоснабжения малой котельной ООО «ПСК»	315

ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 2.1 – Основные технические характеристики турбоагрегатов СтТЭЦ	37
Таблица 2.2 – Основные технические характеристики энергетических котлов СтТЭЦ...	37
Таблица 2.3 – Характеристики водогрейных котлов СтТЭЦ.....	38
Таблица 2.4 – Установленная и располагаемая на конец года электрическая мощность и установленная тепловая мощность СтТЭЦ в 2014-2017 годах	39
Таблица 2.5 – Потребление тепловой мощности на собственные нужды СтТЭЦ в 2013-2017 годах, Гкал/ч	39
Таблица 2.6 – Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто СтТЭЦ в 2013÷2017 годах.....	40
Таблица 2.7 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов СтТЭЦ на 01.01.2018.....	41
Таблица 2.8 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых турбин СтТЭЦ на 01.01.2018	41
Таблица 2.9 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса водогрейных котлов СтТЭЦ на 01.01.2018.....	42
Таблица 2.10 – Состав теплообменного оборудования ТФУ СтТЭЦ на 01.01.2018	44
Таблица 2.11 – Характеристики сетевых насосов теплофикационной установки СтТЭЦ	44
Таблица 2.12 – Приборы учета, установленные на выводах СтТЭЦ	54
Таблица 2.13 – Характеристики ВПУ Стерлитамакской ТЭЦ	60
Таблица 2.14 – Теплота сгорания природного газа СтТЭЦ в 2017 году.....	61
Таблица 2.15 – Характеристики резервного топлива СтТЭЦ	61
Таблица 2.16 – Расход основного и резервного топлива на СтТЭЦ за период 2014 ÷ 2017 годы	61
Таблица 2.17 – Основные технические характеристики турбоагрегатов Н-СтТЭЦ	63
Таблица 2.18 – Основные технические характеристики энергетических котлов Н-СтТЭЦ	64
Таблица 2.19 – Характеристики водогрейных котлов СтТЭЦ.....	64
Таблица 2.20 – Установленная и располагаемая на конец года электрическая мощность и установленная тепловая мощность Н-СтТЭЦ в 2014-2017 годах	65
Таблица 2.21 – Потребление тепловой мощности на собственные нужды Н-СтТЭЦ в 2013-2017 годах, Гкал/ч	65

Таблица 2.22 – Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто Н-СтТЭЦ в 2013÷2017 годах.....	66
Таблица 2.23 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов Н-СтТЭЦ на 01.01.2018.....	67
Таблица 2.24 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых турбин Н-СтТЭЦ на 01.01.2018.....	67
Таблица 2.25 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса водогрейных котлов Н-СтТЭЦ на 01.01.2018.....	68
Таблица 2.26 – Состав теплообменного оборудования ТФУ Н-СтТЭЦ на 01.01.2018 года	69
Таблица 2.27 – Характеристики сетевых насосов теплофикационной установки Н-СтТЭЦ	70
Таблица 2.28 – Приборы учета, установленные на выводах Н-СтТЭЦ.....	78
Таблица 2.29 – Информация о причинах аварийности и мероприятия по их устранению на Н-СтТЭЦ за период 2011 ÷ 2017 годы	81
Таблица 2.30 – Характеристики ВПУ Н-СтТЭЦ	83
Таблица 2.31 – Теплота сгорания природного газа СтТЭЦ в 2017 году.....	84
Таблица 2.32 – Расход основного и резервного топлива на СтТЭЦ за период 2014 ÷ 2017 годы	86
Таблица 2.33 – Основные технические характеристики паровых котлов КЦ-7	88
Таблица 2.34 – Основные технические характеристики водогрейных котлов КЦ-7.....	88
Таблица 2.35 – Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность КЦ-7 в горячей воде, на 01.01.2017	89
Таблица 2.36 – Сроки эксплуатации котлов КЦ-7.....	90
Таблица 2.37 – Характеристика теплообменного оборудования КЦ-7	92
Таблица 2.38 – Среднегодовое время работы основного оборудования КЦ-7	99
Таблица 2.39 – Расход топлива КЦ-7 за 2016 и 2017 годы по месяцам.....	101
Таблица 2.40 – Структура жидкого топлива КЦ-7.....	104
Таблица 2.41 – Структура, состав и технические характеристики основного оборудования малых котельных АО «СРТС» города Стерлитамак	106
Таблица 2.42 – Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность малых котельных АО «СРТС».....	107
Таблица 2.43 – Затраты тепловой энергии на собственные нужды малых котельных АО	

«СРТС»	108
Таблица 2.44 – Располагаемая тепловая мощность нетто малых котельных АО «СРТС»	109
Таблица 2.45 – Срок эксплуатации котлов малых котельных АО «СРТС»	110
Таблица 2.46 – Среднегодовое время работы основного оборудования малых котельных АО «СРТС» в 2017 году	115
Таблица 2.47 – Характеристика ВПУ малых котельных АО «СРТС»	117
Таблица 2.48 – Потребление топлива малыми котельными АО «СРТС» в 2017 году ...	118
Таблица 2.49 – Средняя калорийность природного газа по месяцам 2017 года.	118
Таблица 2.50 – Структура, состав и технические характеристики основного оборудования МК-6 ООО «ПСК»	122
Таблица 2.51 – Затраты тепловой энергии на собственные нужды МК-6	123
Таблица 2.52 – Располагаемая тепловая мощность нетто МК-6	124
Таблица 2.53 – Среднегодовое время работы основного оборудования МК-6 в 2017 году	126
Таблица 2.54 – Характеристика ВПУ МК-6	126
Таблица 2.55 – Структура, состав и технические характеристики основного оборудования промышленных котельных	128
Таблица 3.1 – Общая характеристика водяных тепловых сетей по теплосетевым организациям	129
Таблица 3.2 – Распределение протяженности, материальной характеристики и внутреннего объема трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС с разбивкой по условному диаметру	132
Таблица 3.3 – Распределение протяженности и материальной характеристики трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по способам прокладки	133
Таблица 3.4 – Распределение протяженности и материальной характеристики трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по годам прокладки	135
Таблица 3.5 – Распределение протяженности и материальной характеристики трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по типу тепловой изоляции	136
Таблица 3.6 – Повреждения на тепловых сетях ООО «БашРТС» города Стерлитамак за период с 2015 по 2017 годы	145
Таблица 3.7 – Капитальные ремонты на тепловых сетях Стерлитамакского РТС за 2016-2017 годы	153
Таблица 3.8 – Годовые затраты и потери теплоносителя и тепловой энергии	

Стерлитамакского РТС в 2017 году.....	153
Таблица 3.9 – Данные по бесхозным тепловым сетям.....	163
Таблица 3.10 – Характеристика трубопроводов тепловых сетей АО «СРТС»	166
Таблица 3.11 – Распределение протяженности, материальной характеристики и внутреннего объёма трубопроводов магистральных тепловых сетей АО «СРТС» с разбивкой по условному диаметру.....	167
Таблица 3.12 – Распределение протяженности и материальной характеристики трубопроводов магистральных тепловых сетей АО «СРТС» по способам прокладки... ..	169
Таблица 3.13 – Распределение протяженности и материальной характеристики трубопроводов магистральных тепловых сетей АО «СРТС» по годам прокладки	170
Таблица 3.14 – Распределение протяженности и материальной характеристики трубопроводов магистральных тепловых сетей АО «СРТС» по типу тепловой изоляции	171
Таблица 3.15 – Распределение протяженности, материальной характеристики и внутреннего объёма трубопроводов квартальных тепловых сетей АО «СРТС» с разбивкой по условному диаметру.....	172
Таблица 3.16 – Распределение протяженности и материальной характеристики трубопроводов квартальных тепловых сетей АО «СРТС» по способам прокладки.....	173
Таблица 3.17 – Распределение протяженности и материальной характеристики трубопроводов квартальных тепловых сетей АО «СРТС» по годам прокладки	175
Таблица 3.18 – Распределение протяженности и материальной характеристики трубопроводов квартальных тепловых сетей АО «СРТС» по типу тепловой изоляции	176
Таблица 3.19 – Данные об основном оборудовании и характеристиках тепловых пунктов АО «СРТС».....	178
Таблица 3.20 – Температурные графики регулирования отпуска тепла в системы отопления от ЦТП АО «СРТС»	187
Таблица 3.21 – Статистика повреждений на тепловых сетях АО «СРТС» в 2015 ÷ 2017 г.г.....	192
Таблица 3.22 – Капитальные ремонты на тепловых сетях АО «СРТС» за 2016 ÷ 2017 г.г.	193
Таблица 3.23 – Годовые затраты и потери теплоносителя и тепловой энергии АО «СРТС» в 2016 и 2017 годах	195
Таблица 3.24 – Приборы учета тепла, установленные на ЦТП АО «СРТС»	196
Таблица 3.25 – Средства измерения и автоматики на ЦТП АО «СРТС»	202

Таблица 3.26– Перечень бесхозяйных тепловых сетей, предоставленный АО «СРТС»	206
Таблица 3.27 – Распределение протяженности, материальной характеристики и внутреннего объема трубопроводов тепловых сетей ООО «ПСК» с разбивкой по условному диаметру	209
Таблица 3.28 – Распределение протяженности и материальной характеристики трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по способам прокладки.....	210
Таблица 3.29 – Годовые затраты и потери теплоносителя и тепловой энергии ООО «ПСК» в 2016 и 2017 годах.....	213
Таблица 4.1 – Перечень котельных АО «СРТС».....	218
Таблица 4.2 – Расчет эффективного и фактического радиусов теплоснабжения	220
Таблица 5.1 – Суммарные расчетные договорные тепловые нагрузки потребителей, подключенных к котельным АО «СРТС» в 2017 году, Гкал/ч.....	223
Таблица 5.2 – Фактическая тепловая нагрузка на коллекторах СтТЭЦ	227
Таблица 5.3 – Фактическая тепловая нагрузка на коллекторах Н-СтТЭЦ	229
Таблица 5.4– Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях на территории республики Башкортостан в отопительный период* (Гкал на 1 кв. м в месяц)	231
Таблица 5.5 – Нормативы потребления коммунальных услуг по горячему водоснабжению в жилых помещениях на территории Республики Башкортостан, куб. м в месяц/чел.....	233
Таблица 5.6 – Нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению на общедомовые нужды на территории Республики Башкортостан, м ³ в месяц/м ² общей площади.....	234
Таблица 6.1 – Тепловой баланс СтТЭЦ в 2017 году, Гкал/ч.....	236
Таблица 6.2 – Тепловой баланс Н-СтТЭЦ на 2017 год, Гкал/ч.....	238
Таблица 6.3 – Балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки КЦ-7 в 2017 году, Гкал/ч.....	240
Таблица 6.4 – Балансы установленной тепловой мощности и договорной присоединенной тепловой нагрузки потребителей малых котельных АО «СРТС», Гкал/ч	242
Таблица 6.5 – Балансы установленной тепловой мощности и договорной присоединенной тепловой нагрузки потребителей МК-6 ООО «ПСК», Гкал/ч	243
Таблица 7.1 – Годовой расход теплоносителя в зонах действия СтТЭЦ, Н-СтТЭЦ и	

котельной КЦ-7	245
Таблица 7.2 – Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей в зонах действия СтТЭЦ и Н-СтТЭЦ	245
Таблица 7.3 – Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей в зоне действия КЦ-7	246
Таблица 7.4 – Годовой расход теплоносителя в зонах действия котельных АО «СРТС»	246
Таблица 7.5 – Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей в зонах действия малых котельных АО «СРТС»	247
Таблица 7.6 – Годовой расход теплоносителя в зонах действия котельной ООО «ПСК»	248
Таблица 7.7 – Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей в зоне действия малой котельной ООО «ПСК»	249
Таблица 8.1 – Топливный баланс СтТЭЦ за 2014 ÷ 2017 годы	251
Таблица 8.2 – Утвержденные на 2016 и 2017 г. значения запасов мазута на СтТЭЦ, тыс. т н.т.	252
Таблица 8.3 – Топливный баланс Н-СтТЭЦ за 2014 ÷ 2017 годы	259
Таблица 8.4 – Утвержденные на 2016 и 2017 гг. значения запасов мазута на Н-СтТЭЦ, тыс. т н.т.	260
Таблица 8.5 – Потребление природного газа малыми котельными АО «СРТС» в 2017 году	263
Таблица 9.1 – Базовые показатели интенсивности отказов тепловых сетей	269
Таблица 9.2 – Базовые целевые показатели надежности объектов теплоснабжения городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан	276
Таблица 10.1 – Необходимая валовая выручка, рассчитанная по методу индексации установленных тарифов на тепловую энергию, производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, на коллекторах источника ООО «БГК», тыс. руб.	277
Таблица 10.2 – Необходимая валовая выручка, рассчитанная по методу индексации установленных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ООО «БашРТС» потребителям города Стерлитамак, тыс. руб.	277
Таблица 10.3 – Необходимая валовая выручка, рассчитанная по методу индексации установленных тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «СРТС» потребителям с коллекторов теплоисточников АО «СРТС», тыс. руб.	278

Таблица 10.4 – Необходимая валовая выручка, рассчитанная по методу индексации установленных тарифов на услуги по транспорту тепловой энергии оказываемые АО «СРТС», тыс. руб.....	278
Таблица 13.1 – Базовые целевые показатели эффективности производства и отпуска тепловой и электрической энергии СтТЭЦ	308
Таблица 13.2 – Базовые целевые показатели эффективности производства и отпуска тепловой и электрической энергии Н-СтТЭЦ.....	309
Таблица 13.3 – Базовые целевые показатели эффективности производства и отпуска тепловой энергии КЦ-7.....	310
Таблица 13.4 - Базовые целевые показатели эффективности передачи тепловой энергии в горячей воде в зоне ответственности Стерлитамакского РТС.....	311
Таблица 13.5 - Базовые целевые показатели эффективности отпуска и передачи тепловой энергии от малых котельных АО «СРТС»	312
Таблица 13.6 – Базовые целевые показатели эффективности передачи тепловой энергии в зонах действия малых котельных АО «СРТС»	315
Таблица 13.7 - Базовые целевые показатели эффективности отпуска и передачи тепловой энергии от малой котельной ООО «ПСК»	316
Таблица 13.8 – Базовые целевые показатели эффективности передачи тепловой энергии в зоне действия малой котельной ООО «ПСК»	316

ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 – Места расположения наиболее крупных источников тепла в городе Стерлитамак.....	28
Рисунок 1.2 – Схема ОДУ «БашРТС-Стерлитамак»	31
Рисунок 1.3 – Структура договорных отношений между теплоснабжающими, теплосетевыми организациями и конечными потребителями ЖКС г. Стерлитамак	34
Рисунок 2.1 – Принципиальная тепловая схема ТФУ СтТЭЦ.....	46
Рисунок 2.2 – Спецификация к принципиальной тепловой схеме ТФУ СтТЭЦ.....	47
Рисунок 2.3 – Утвержденный на 2018 год график температуры сетевой воды в подающем трубопроводе от СтТЭЦ без учета верхней срезки и нижнего спрямления на нужды нагрузки ГВС	49
Рисунок 2.4 – Утвержденный на 2018 год график температуры сетевой воды в подающем трубопроводе от СтТЭЦ с учетом верхней срезки и нижнего спрямления на нужды нагрузки ГВС	50
Рисунок 2.5 – Утвержденный на 2018 год график температуры сетевой воды в обратном трубопроводе возвращаемый от потребителя на СтТЭЦ.....	51
Рисунок 2.6 – Коэффициенты использования электрической и тепловой установленной мощности СтТЭЦ.....	52
Рисунок 2.7 – Принципиальная тепловая схема ТФУ Н-СтТЭЦ.....	71
Рисунок 2.8 – Утвержденный на 2018 год график температуры сетевой воды в подающем трубопроводе от Н-СтТЭЦ без учета верхней срезки и нижнего спрямления на нужды нагрузки ГВС	73
Рисунок 2.9 – Утвержденный на 2018 год график температуры сетевой воды в подающем трубопроводе от Н-СтТЭЦ с учетом верхней срезки и нижнего спрямления на нужды нагрузки ГВС	74
Рисунок 2.10 – Утвержденный на 2018 год график температуры сетевой воды в обратном трубопроводе возвращаемый от потребителя на Н-СтТЭЦ	75
Рисунок 2.11 – Коэффициенты использования электрической и тепловой установленной мощности Н-СтТЭЦ.....	76
Рисунок 2.12 – Характеристики топочного мазута Н-СтТЭЦ.....	85
Рисунок 2.13 – Характеристики резервуаров запаса мазута Н-СтТЭЦ	86
Рисунок 2.14 – Ввод тепловой мощности котельной КЦ-7	89
Рисунок 2.15 – Распределение установленных мощностей котлоагрегатов КЦ-7	90

Рисунок 2.16 – Тепловая схема КЦ-7	93
Рисунок 2.17 – Тепловая схема КЦ-7 (продолжение)	94
Рисунок 2.18 – Спецификация к тепловой схеме КЦ-7	95
Рисунок 2.19 – График температуры в подающем трубопроводе сетевой воды города Стерлитамак.....	97
Рисунок 2.20 – Температуры сетевой воды для температурных графиков отпуска тепла 150/70 °С.....	98
Рисунок 2.21 – Паспорт качества газа для КЦ-7 за октябрь 2017 года	102
Рисунок 2.22 – Паспорт качества газа для КЦ-7 за октябрь 2017 года (продолжение) ..	103
Рисунок 2.23 – Ввод тепловых мощностей малых котельных АО «СРТС».....	110
Рисунок 2.24 – Распределение установленной мощности котлов малых котельных АО «СРТС» по сроку эксплуатации	111
Рисунок 2.25 – Температурный график регулирования отпуска тепла для источников теплоснабжения г. Стерлитамак.....	113
Рисунок 2.26 – Температура сетевой воды в подающем и обратном трубопроводе МК-1	114
Рисунок 2.27 – Температура сетевой воды в подающем и обратном трубопроводе МК-2, 3, 7, 10 и 14.....	115
Рисунок 2.28 – Паспорт качества газа для малых котельных АО «СРТС»	119
Рисунок 2.29 – Паспорт качества газа для малых котельных АО «СРТС» (продолжение)	120
Рисунок 2.30 – Температурный график регулирования отпуска тепла для источников теплоснабжения г. Стерлитамак.....	125
Рисунок 3.1 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по диаметрам.....	133
Рисунок 3.2 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС надземной и подземной прокладки.....	134
Рисунок 3.3 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по типам надземной и подземной прокладки.....	134
Рисунок 3.4 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по годам прокладки	135
Рисунок 3.5 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по типу тепловой изоляции	136
Рисунок 3.6 – Утвержденный на 2018 год график температуры сетевой воды в	

подающем трубопроводе тепловых сетей Стерлитамакского РТС с учетом верхней срезки и нижнего спрямления на нужды нагрузки ГВС.....	139
Рисунок 3.7 – Утвержденный на 2018 год график температуры сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей Стерлитамакского РТС.....	140
Рисунок 3.8 – Температурный график СтТЭЦ по выводу ТМ-1 (город).....	141
Рисунок 3.9 – Температурный график СтТЭЦ по выводу ТМ-3 (город).....	142
Рисунок 3.10 – Температурный график СтТЭЦ по выводу ТМ-13 (Строймаш).....	142
Рисунок 3.11 – Температурный график Н-СтТЭЦ по выводу ТМ-8 (город).....	143
Рисунок 3.12 – Температурный график Н-СтТЭЦ по выводу ТМ-9 (Каустик).....	143
Рисунок 3.13 – Температурный график КЦ-7 по выводу ТМ-11 (город).....	144
Рисунок 3.14 – Схема ОДУ «БашРТС-Стерлитамак».....	155
Рисунок 3.15 – Соотношение протяженности трубопроводов магистральных и квартальных тепловых сетей АО «СРТС».....	167
Рисунок 3.16 – Распределение протяженности трубопроводов магистральных тепловых сетей АО «СРТС» по диаметрам.....	168
Рисунок 3.17 – Соотношение протяженности трубопроводов магистральных тепловых сетей АО «СРТС» надземной и подземной прокладки.....	169
Рисунок 3.18 – Распределение протяженности трубопроводов магистральных тепловых сетей АО «СРТС» по типам надземной и подземной прокладки.....	170
Рисунок 3.19 – Распределение протяженности трубопроводов магистральных тепловых сетей АО «СРТС» по годам прокладки.....	171
Рисунок 3.20 – Распределение протяженности трубопроводов квартальных тепловых сетей АО «СРТС» по диаметрам.....	173
Рисунок 3.21 – Соотношение протяженности трубопроводов квартальных тепловых сетей АО «СРТС» надземной и подземной прокладки.....	174
Рисунок 3.22 – Распределение протяженности трубопроводов квартальных тепловых сетей АО «СРТС» по типам надземной и подземной прокладки.....	174
Рисунок 3.23 – Распределение протяженности трубопроводов квартальных тепловых сетей АО «СРТС» по годам прокладки.....	175
Рисунок 3.24 – Распределение протяженности трубопроводов квартальных тепловых сетей АО «СРТС» по типам изоляции.....	176
Рисунок 3.25 – Температурный график регулирования отпуска тепла для источников теплоснабжения г. Стерлитамак.....	189
Рисунок 3.26 – Температура сетевой воды в подающем и обратном трубопроводе МК-1	

.....	190
Рисунок 3.27 – Температура сетевой воды в подающем и обратном трубопроводе МК-2, 3, 7, 10 и 14	191
Рисунок 3.28 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей ООО «ПСК» по диаметрам	210
Рисунок 3.29 – Соотношение протяженности трубопроводов тепловых сетей ООО «ПСК» надземной и подземной прокладки	211
Рисунок 4.1 – Зоны действия источников тепловой энергии на территории городского округа город Стерлитамак	217
Рисунок 5.1 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2017 году по выводу ТМ-1 «Город»	226
Рисунок 5.2 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2017 году по выводу ТМ-3 «Город»	226
Рисунок 5.3 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2017 году по выводу ТМ-13 «Строймаш»	227
Рисунок 5.4 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2017 году по выводу ТМ-8 «Город»	228
Рисунок 5.5 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2017 году по выводу ТМ-9 «Каустик»	229
Рисунок 5.6 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2017 году по выводу ТМ-11 «Город»	230
Рисунок 8.1 – Паспорт качества газа, сжигаемого на СтТЭЦ за январь 2017 года	254
Рисунок 8.2 – Паспорт качества газа, сжигаемого на СтТЭЦ за январь 2017 года (продолжение)	255
Рисунок 8.1 – Паспорт качества газа, сжигаемого на СтТЭЦ за декабрь 2017 года	256
Рисунок 8.4 – Паспорт качества газа, сжигаемого на СтТЭЦ за декабрь 2017 года (продолжение)	257
Рисунок 9.1 – Анализ продолжительности ремонтов (восстановлений) теплоснабжения	271
Рисунок 9.2 – Сравнительная оценка значений вероятности безотказной работы наиболее удаленных от источников потребителей тепловой энергии городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан	273
Рисунок 11.1 – Тарифы на тепловую энергию (мощность) на коллекторах СтТЭЦ и Н-СтТЭЦ на 2015 год	279

Рисунок 11.2 – Тарифы на тепловую энергию (мощность) на коллекторах СтТЭЦ и Н-СтТЭЦ за период 2016 - 2018 годов.....	280
Рисунок 11.3 – Тарифы на теплоноситель от СтТЭЦ и Н-СтТЭЦ на 2015 год	281
Рисунок 11.4 – Тарифы на теплоноситель от СтТЭЦ и Н-СтТЭЦ на период 2016 - 2018 годов.....	282
Рисунок 11.5 – Динамика значений среднегодовых тарифов на тепловую энергию в горячей воде на коллекторах СтТЭЦ и Н-СтТЭЦ за период с 2014 по 2018 годы	283
Рисунок 11.6 – Тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую ООО «БашРТС» потребителям города Стерлитамак за период 2016 - 2018 годов	284
Рисунок 11.7 – Тарифы на теплоноситель, поставляемый ООО «БашРТС» за период 2016 - 2018 годов	285
Рисунок 11.8 – Тарифы на горячую воду, поставляемую ООО «БашРТС» потребителям города Стерлитамак за период 2017 - 2018 годов.....	286
Рисунок 11.9 – Тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую ООО «БашРТС» теплоснабжающим, теплосетевым организациям, приобретающим тепловую энергию с целью компенсации потерь тепловой энергии в г. Стерлитамак за период 2016 ÷ 2018 годы.....	287
Рисунок 11.10 – Динамика среднегодовых значений тарифов на тепловую энергию в горячей воде, поставляемую ООО «БашРТС» потребителям города Стерлитамак за период с 2016 по 2018 годы	288
Рисунок 11.11 – Тарифы на тепловую энергию (мощность), на коллекторах источников АО «СРТС», поставляемую потребителям города Стерлитамак за период 2017 ÷ 2018 годы	289
Рисунок 11.12 – Тарифы на теплоноситель, поставляемый АО «СРТС» потребителям города Стерлитамак за период 2017 ÷ 2018 годы	290
Рисунок 11.13 – Тарифы на горячую воду, поставляемую ООО «СТС» потребителям города Стерлитамак за период 2016 ÷ 2018 годы	291
Рисунок 11.14 – Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии, оказываемые АО «СРТС» потребителям города Стерлитамак за период 2016 ÷ 2018 годов.....	292
Рисунок 11.15 – Динамика среднегодовых значений тарифов на тепловую энергию (мощность), поставляемую с коллекторов теплоисточников АО «СРТС» потребителям города Стерлитамак за период с 2016 по 2018 годы	294
Рисунок 11.16 – Тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую ООО «СТС» потребителям поселка Шах-Тау городского округа города Стерлитамак за период 2016 -	

2018 годов	295
Рисунок 11.17 – Тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую ООО «ПСК» потребителям поселка Шах-Тау городского округа города Стерлитамак на 2018 год ...	296
Рисунок 11.17 – Динамика тарифов на тепловую энергию (мощность), поставляемую ООО «ПСК» потребителям поселка Шах-Тау городского округа города Стерлитамак за период 2016 - 2018 годов.....	297
Рисунок 11.19 – Тариф на подключение к системе теплоснабжения ООО «БашРТС» потребителей города Стерлитамак с заявленной нагрузкой более 0,1 Гкал/ч и не превышающей 1,5 Гкал/ч.....	298
Рисунок 11.20 – Тариф на подключение к системе теплоснабжения АО «СРТС» от теплоисточников ООО «БГК» потребителей города Стерлитамак с заявленной нагрузкой более 0,1 Гкал/ч и не превышающей 1,5 Гкал/ч	300
Рисунок 11.21 – Тариф на подключение к системе теплоснабжения АО «СРТС» от теплоисточников ООО «БГК» потребителей города Стерлитамак с заявленной нагрузкой более 1,5 Гкал/ч.....	301
Рисунок 11.22 – Тариф на подключение к системе теплоснабжения АО «СРТС» от теплоисточников АО «СРТС» потребителей города Стерлитамак с заявленной нагрузкой более 0,1 Гкал/ч и не превышающей 1,5 Гкал/ч	302

1 ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ОРГАНИЗАЦИИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1.1 Описание эксплуатационных зон действия теплоснабжающих и теплосетевых организаций

Городской округ город Стерлитамак – муниципальное образование в Республике Башкортостан Российской Федерации. В городской округ город Стерлитамак входит единственный населенный пункт – город Стерлитамак (далее по тексту - город Стерлитамак).

Общая площадь города составляет 108,52 км². Численность населения городского округа на 2017 год составила 280,2 тысячи человек.

Город условно разделён на две части – западную и восточную (граница проходит по железной дороге), которые включают в себя следующие микрорайоны

- Западная часть: Коммунистический, Комсомольский, Курчатовский, Ленинский, Нахимовский, Первомайский, Солнечный, Уральский;
- Восточная часть: Ашкардарский, Железнодорожный, Краснознаменский, Михайловский, Северный, Советский, Шахтау, Южный.

В административном центре г. Стерлитамак преобладает централизованное теплоснабжение.

Согласно форме федерального статистического наблюдения № 1 – жилфонд «Сведения о жилищном фонде» по состоянию на 01.01.2018 общая площадь жилых помещений жилищного фонда городского округа г. Стерлитамак составила 6 078,2 тыс. м².

К системам централизованного теплоснабжения по отоплению подключено 6 014,4 тыс. м², что составляет 99 % от всего жилого фонда города.

К системам централизованного теплоснабжения по ГВС подключено 4 812,7 тыс. м², что составляет 79,2 % от всего жилого фонда города.

Общественно – деловая застройка также преимущественно подключена к системам централизованного теплоснабжения.

В централизованном теплоснабжении ЖКС г. Стерлитамак принимают участие следующие теплоснабжающие и теплосетевые организации:

- ООО «Башкирская Генерирующая Компания» (далее по тексту - ООО «БГК»), является теплоснабжающей организацией, на балансе которой в городе Стерлитамак находятся два теплоисточника с комбинированной выработкой тепла и электроэнергии, в том числе:
 - Стерлитамакская ТЭЦ с установленной электрической мощностью 320 МВт и тепловой 1 539 Гкал/ч, основным топливом для ТЭЦ является природный газ, резервным – мазут;
 - Ново-Стерлитамакская ТЭЦ с установленной электрической мощностью 255 МВт и тепловой 1 511,2 Гкал/ч, основным топливом для ТЭЦ является природный газ, резервным – мазут.
- БашРТС-Стерлитамак филиал ООО «БашРТС» (далее по тексту - БашРТС-Стерлитамак), является теплоснабжающей и теплосетевой организацией, в городе Стерлитамаке эксплуатирует котельную котельного цеха №7 (далее КЦ-7) ООО «БашРТС» с установленной тепловой мощностью 387,6 Гкал/ч, основным топливом для КЦ-7 является природный газ, резервным – мазут;
- АО «Стерлитамакские распределительные тепловые сети» (далее по тексту - АО «СРТС»¹), является теплоснабжающей и теплосетевой организацией, на балансе которой в городе Стерлитамак находятся 9 (до 01.01.2018) малых котельных с суммарной установленной тепловой мощностью 35,5 Гкал/ч, основным видом топлива для котельных является природный газ, резервным (только для МК-1) – дизельное топливо, на остальных котельных резервное топливо не предусмотрено; к котельным АО «СРТС» относятся:
 - малая котельная МК-1, г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 151, установленная тепловая мощность 5,16 Гкал/ч;
 - малая котельная МК-2, г. Стерлитамак, ул. Комсомольская, 84, установленная тепловая мощность 10 Гкал/ч;
 - малая котельная МК-3, г. Стерлитамак, ул. Бородина, 3а, установленная тепловая мощность 1,29 Гкал/ч;

¹ АО "СРТС" действует с 22 сентября 2017 года, является правопреемником ООО «Стерлитамакские тепловые сети»

- малая котельная МК-4, г. Стерлитамак, ул. Нагуманова, 56, установленная тепловая мощность 0,65 Гкал/ч
 - малая котельная МК-6², пос. Шах-Тау, г. Стерлитамак, ул. Ученическая, 27а, установленная тепловая мощность 13 Гкал/ч;
 - малая котельная МК-7, г. Стерлитамак, ул. К. Маркса, 54, установленная тепловая мощность 1,17 Гкал/ч;
 - малая котельная МК-8, г. Стерлитамак, ул. Коммунистическая, 97, установленная тепловая мощность 1,3 Гкал/ч;
 - малая котельная МК-10, г. Стерлитамак, ул. Фучика, 1, установленная тепловая мощность 1,17 Гкал/ч
 - малая котельная МК-14, г. Стерлитамак, ул. Полевая, 138, установленная тепловая мощность 1,76 Гкал/ч.
- ООО «Первая сетевая компания», с 1 января 2018 года арендует МК-6 и обеспечивает теплоснабжение пос. Шах-Тау, г. Стерлитамак (данные по котельной приведены выше).

Потребителями тепла от Стерлитамакской ТЭЦ являются:

- жилищно-коммунальный сектор северной и центральной частей города;
- посёлок «Строймаш»;
- ОАО «Строймаш».

Потребителями тепла от Ново-Стерлитамакской ТЭЦ являются:

- АО «Башкирская содовая компания»;
- ОАО «Синтез-Каучук» (ранее ОАО «Каучук»);
- часть жилищно-коммунального сектора юго-западного и юго-восточного районов города;
- посёлок «Первомайский».

Потребителями тепла от КЦ-7 являются жилищно-коммунальный сектор микрорайонов Прибрежный, Южный и части Юго-Восточного района города.

Потребителями малых котельных ООО «СРТС» являются потребители ЖКС города, расположенные в основном в индивидуальных зонах теплоснабжения данных котельных.

² С 01.01.2018 года МК-6 находится в аренде у ООО «ПСК»

Транспорт тепла от источников централизованного теплоснабжения до потребителей ЖКС городу осуществляют «БашРТС-Стерлитамак» и АО «СРТС»³ по развитой системе магистральных и распределительных сетей. Магистральные водяные тепловые сети выполнены в двухтрубном исполнении, обеспечивают подачу тепла в горячей воде на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение. Сети отопления (ЦО) и ГВС от тепловых пунктов в основном двухтрубные, также имеет место трех- и четырехтрубная прокладка трубопроводов ГВС.

Большинство потребителей подключено через централизованные и индивидуальные тепловые пункты (ЦТП). В городе действует одна перекачивающая насосная станция (ПНС). Все ЦТП и ПНС находятся на балансе АО «СРТС» (в том числе 56 ЦТП с суммарной установленной мощностью 710 Гкал/ч).

Система централизованного теплоснабжения города закрытая, без разбора теплоносителя из тепловых сетей на нужды ГВС.

Тепловые сети от СтТЭЦ, НСтТЭЦ, КЦ-7 закольцованы и разделены секционирующими задвижками.

Места расположения СтТЭЦ, Н-СтТЭЦ и КЦ-7 на территории города представлены на рисунке 1.1.

³ До потребителей ЖКС пос. Шах-Тай с 01.01.2018 года ООО «ПСК»

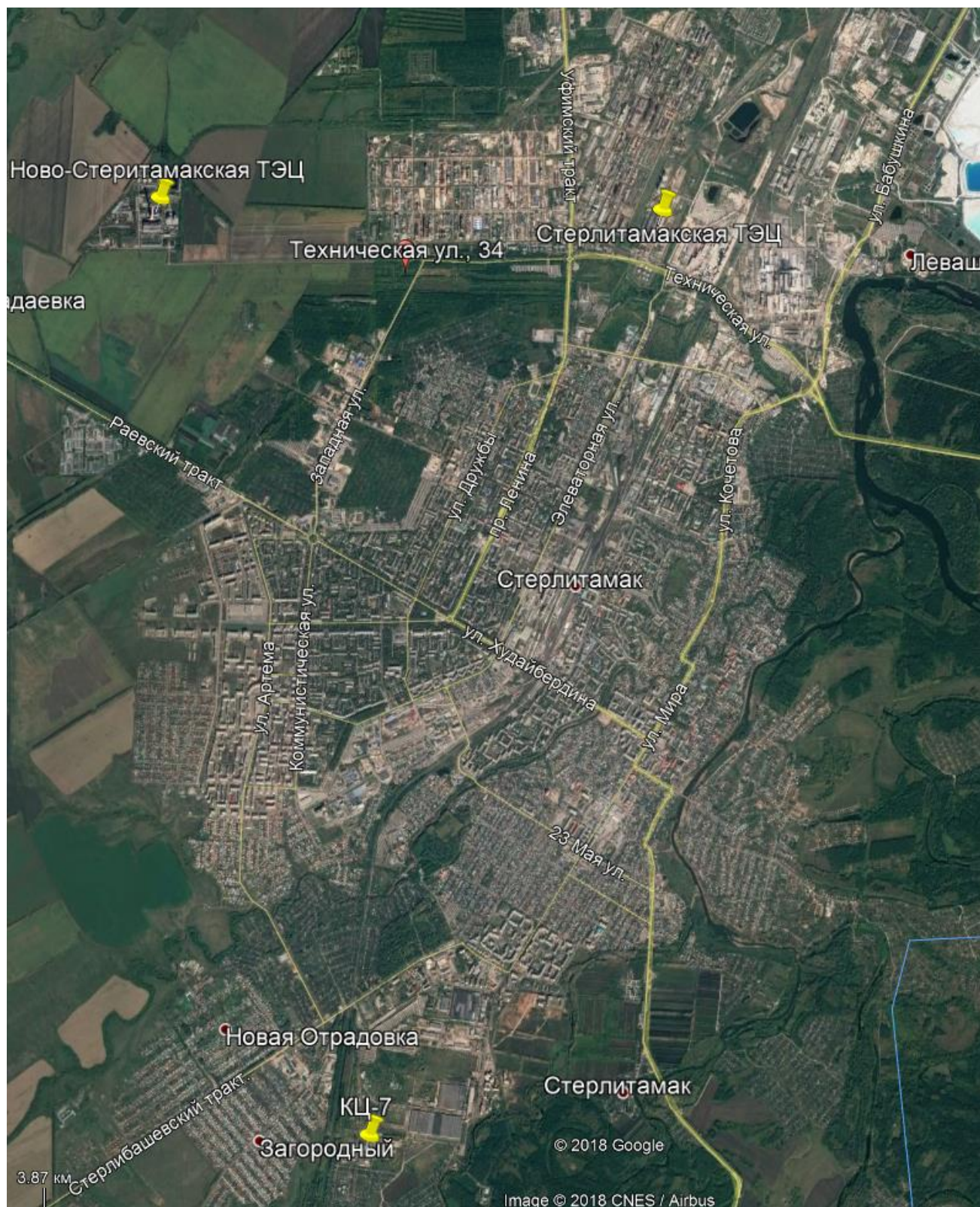


Рисунок 1.1 – Места расположения наиболее крупных источников тепла в городе Стерлитамак

1.2 Описание технологических, оперативных и диспетчерских связей

Как было отмечено выше в городе Стерлитамак действуют четыре генерирующих и теплосетевых организации, в т.ч:

- ООО «БГК»;
- ООО «БашРТС»;
- ООО «СРТС»;
- ООО «ПСК».

Каждая из данных организаций имеет собственную диспетчерскую службу, отвечающую за ведение безопасного, надёжного и экономичного режима работы оборудования и тепловых сетей. Диспетчерские службы организаций взаимодействуют между собой, с диспетчерскими службами управляющих компаний и единой диспетчерской-дежурной службой (ЕДДС) города.

Ведение безопасного, надёжного и экономичного режима работы оборудования «БашРТС-Стерлитамак» в г. Стерлитамак обеспечивает оперативно-диспетчерская служба (ОДС) «БашРТС-Стерлитамак» ООО «БашРТС». «Оперативно-диспетчерское управление (ОДУ) ООО «БашРТС» организовано в соответствии с Инструкцией ИН-201-03-И «Об организации оперативно-диспетчерского управления в ООО «БашРТС». ОДУ отвечает за диспетчеризацию поставок теплоносителя по теплосети, мониторинг поставки теплоносителя, оперативное руководство подключением и отключением потребителей, диспетчеризацию аварийно-восстановительного ремонта, регистрацию заявок на устранение неисправностей системы.

Кроме того, на территории города функционирует совмещенная «ЕДДС» («Совещённая Единая дежурная диспетчерская служба городского округа г. Стерлитамак и Стерлитамакского района»). ЕДДС подчиняются все диспетчерские службы города и Стерлитамакского района, ЕДДС обеспечивает больше возможностей для оперативного реагирования на различные чрезвычайные ситуации.

ЕДДС в пределах своих полномочий взаимодействует со всеми дежурно-диспетчерскими службами (далее по тексту – ДДС) экстренных и оперативных служб и организаций (объектов) города по вопросам сбора, обработки и обмена информацией о чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера (далее ЧС) (происше-

ствиях) и совместных действий при угрозе возникновения или возникновении ЧС (происшествий).

ЕДДС осуществляет прием и передачу сигналов оповещения ГО от вышестоящих органов управления, сигналов на изменение режимов функционирования муниципальных звеньев территориальной подсистемы единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (далее по тексту – РСЧС), прием сообщений о ЧС (происшествиях) от населения и организаций, оперативное доведение данной информации до соответствующих ДДС экстренных и оперативных служб и организаций (объектов), координацию совместных действий ДДС, оперативное управление силами и средствами соответствующего звена территориальной подсистемы РСЧС, оповещение руководящего состава муниципального звена и населения об угрозе возникновения или возникновении ЧС (происшествий).

Подробно анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций представлен в п. 3.2.12 настоящего отчета.

Структура ОДУ «БашРТС-Стерлитамак» представлена на рисунке 1.2.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

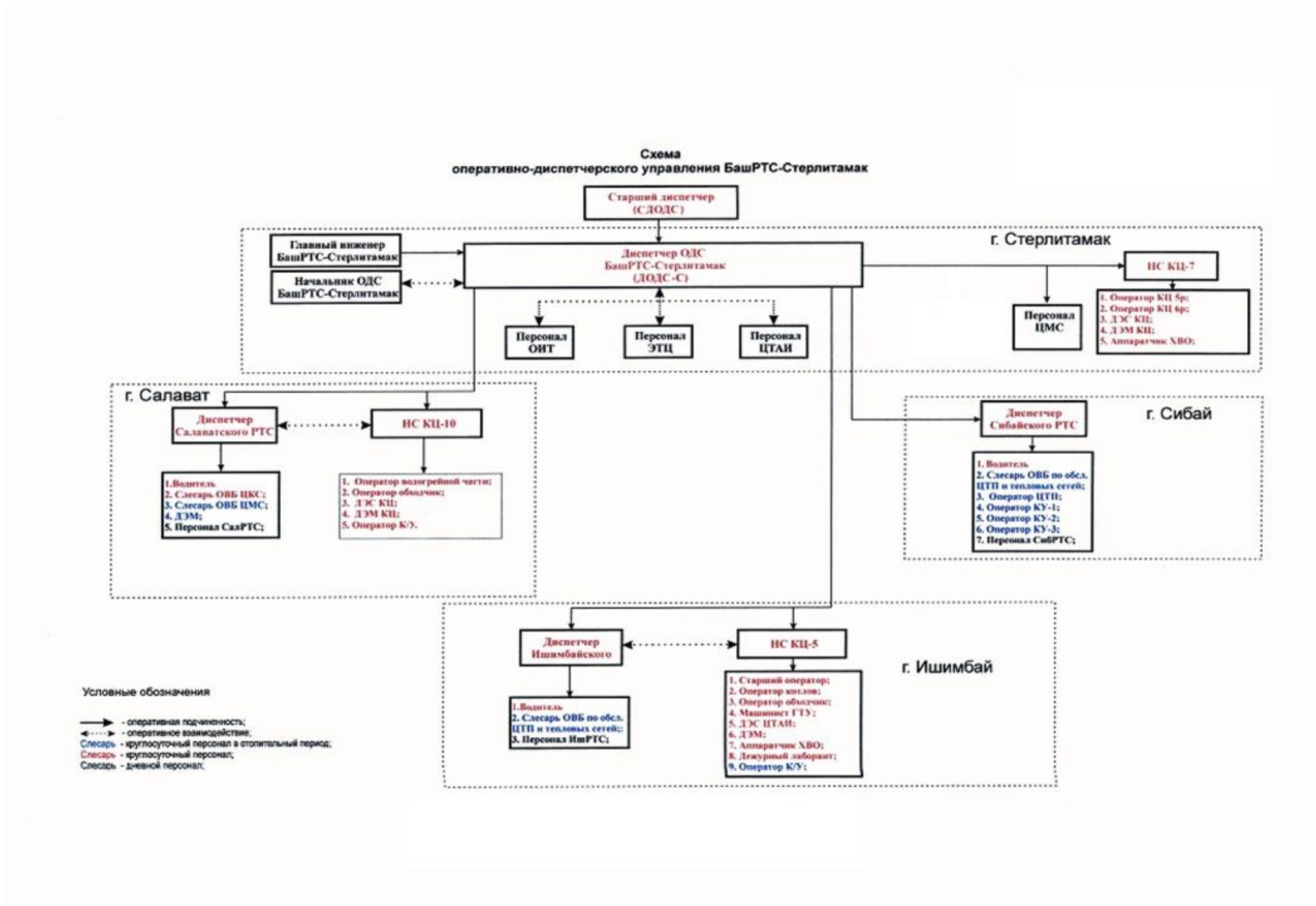


Рисунок 1.2 – Схема ОДУ «БашРТС-Стерлитамак»

1.3 Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими (теплосетевыми) организациями

ООО «БашРТС» имеет договор на покупку тепла от ТЭЦ ООО «БГК», по которому ООО «БГК» обязуется подавать АО «БашРТС» через присоединенную сеть тепловую энергию в горячей воде и теплоноситель для дальнейшей поставки тепла и теплоносителя потребителю.

АО «СРТС» заключает договор с ООО «БашРТС», по которым обязуется осуществлять передачу тепловой энергии и теплоносителя от точки приема теплоносителя до точки передачи теплоносителя (от ТЭЦ ООО «БГК» и котельной ООО «БашРТС»).

ООО «БашРТС» имеет договоры с потребителями тепла, по которым обязуется обеспечивать надежное и качественное теплоснабжение тепловой энергией от источников ООО «БГК», части малых котельных АО «СРТС» и собственной котельной (котельный цех №7).

АО «СРТС» имеет договоры с потребителями тепла, по которым обязуется обеспечивать надежное и качественное теплоснабжение тепловой энергией от собственных источников тепла (малые котельные).

ООО «ПСК» имеет договоры с потребителями тепла, по которым обязуется обеспечивать надежное и качественное теплоснабжение тепловой энергией от арендованной малой котельной (потребители пос. Шах-Тай).

Согласно условий договоров с потребителями, ООО «БашРТС», АО «СРТС» и ООО «ПСК» обязуются осуществлять продажу тепловой энергии в горячей воде и горячую воду абонентам УК (ТСЖ) в соответствии с действующими стандартами, а абоненты обязуются оплачивать принятую горячую воду, принятую тепловую энергию, а также соблюдать предусмотренный договором режим ее потребления, обеспечивать безопасность эксплуатации находящихся в их ведении энергетических сетей и исправность используемых им приборов и оборудования, связанных с потреблением энергии.

Фактическое количество тепловой энергии, горячей воды, отпущенное УК (ТСЖ), определяется по приборам учета на узле управления УК (ТСЖ) либо на границе раздела ответственности, допущенным к работе в установленном порядке и находящимся на балансе УК (ТСЖ). Учет производится в соответствии с Правилами учета тепловой

энергии и теплоносителя. Результаты измерений представляются УК (ТСЖ) в теплоснабжающие организации до 25 числа текущего расчетного месяца.

При отсутствии у УК (ТСЖ) приборов учета, количество тепловой энергии, горячей воды, отпущенное УК (ТСЖ), определяется в соответствии с нормативами потребления, установленными уполномоченными органами.

Организациями, обеспечивающими поставку коммунальных услуг населению, является УК (ТСЖ).

Структура договорных отношений между теплоснабжающими, теплосетевыми организациями и конечными потребителями, по состоянию после 01.01.2018, представлена на рисунке 1.1.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

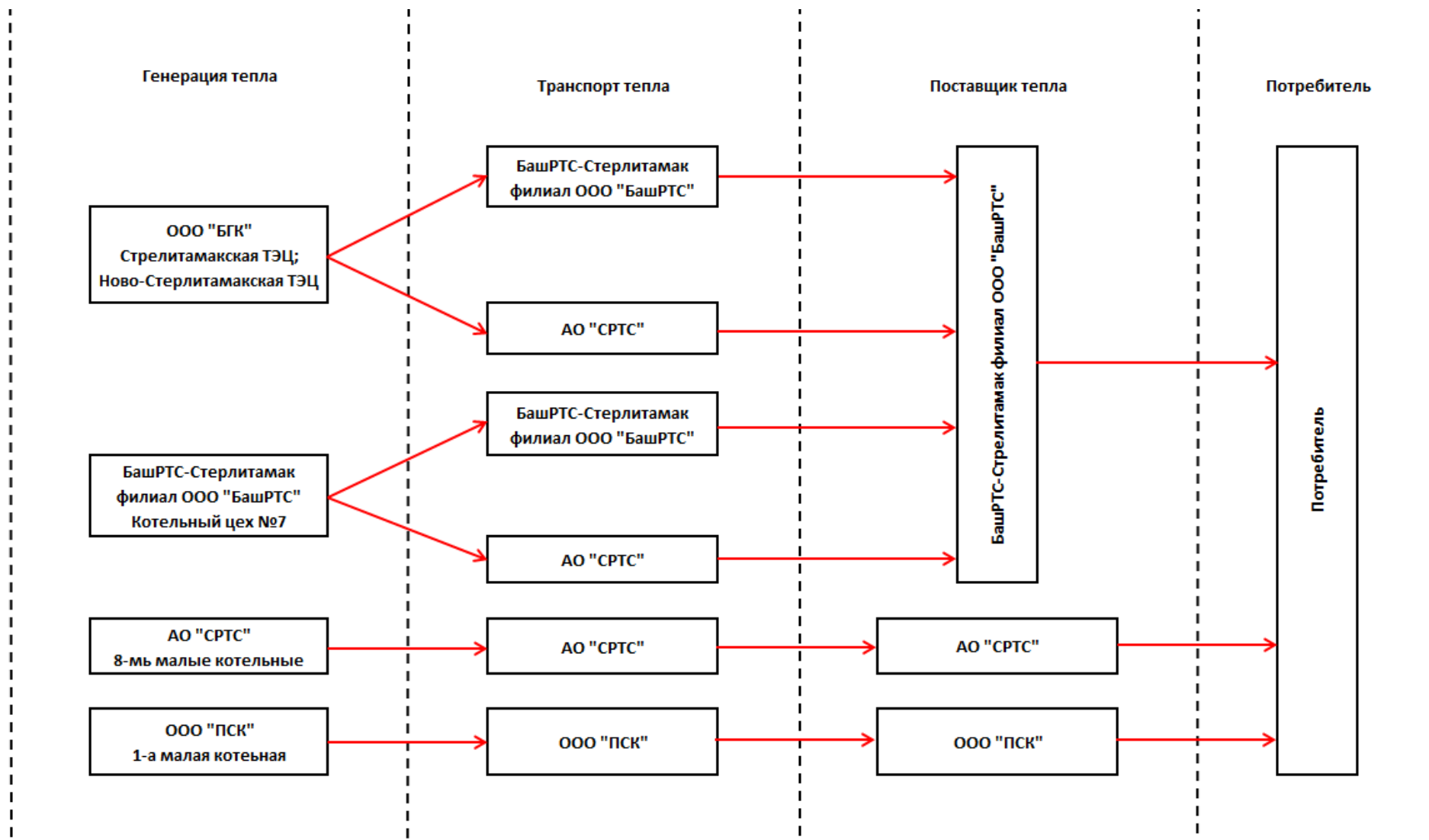


Рисунок 1.3 – Структура договорных отношений между теплоснабжающими, теплосетевыми организациями и конечными потребителями ЖКС г. Стерлитамак

1.4 Описание зон действия промышленных и ведомственных источников тепловой энергии

В городе Стерлитамак на ряде промышленных предприятий имеются собственные источники тепла (работающие только на собственные нужды данных предприятий) и не осуществляющие регулируемой деятельности в сфере теплоснабжения. Около двенадцати предприятий с суммарной установленной тепловой мощностью собственных котельных порядка 434 Гкал/ч.

1.5 Описание зон действия индивидуального теплоснабжения

Зоны действия индивидуального теплоснабжения в г. Стерлитамак сформированы в исторически сложившихся районах с малоэтажной застройкой.

Площадь жилых помещений в г. Стерлитамак, которые не подключены к централизованному теплоснабжению, по данным статистической отчетности по состоянию на 01.01.2018 года составляет 63,7 тыс. м², или 1 % от общей площади жилых помещений всего жилищного фонда.

Индивидуальным отоплением оборудованы 15,8 тыс. м² жилых помещений, или 0,3 % от общей площади жилых помещений всего жилищного фонда.

Площадь жилых помещений жилищного фонда, обеспеченных индивидуальным горячим водоснабжением, составляет 687,8 тыс. м² или 11,3 % от общей площади жилых помещений всего жилищного фонда.

Оценочно тепловая нагрузка на индивидуальное отопление жилищного фонда города составляет 2 Гкал/ч, на индивидуальное горячее водоснабжение – 8 Гкал/ч.

В городе имеются три многоквартирных жилых дома с поквартирным отоплением от индивидуальных газовых котлов (ул. Республиканская, 18, ул. Карла Маркса, 152, ул. Нагуманова, 8) и один многоквартирный жилой дом с крышной котельной (ул. 7 Ноября, 103).

2 ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ

2.1 Источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии города Стерлитамак

По состоянию на 01.01.2018 на территории города функционируют два источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в том числе Стерлитамакская ТЭЦ (СтТЭЦ) и Ново-Стерлитамакская ТЭЦ (Н-СтТЭЦ)⁴, структурные подразделения ООО «БГК», с суммарной установленной электрической мощностью 575 МВт и тепловой – 3 050,2 Гкал/ч,

2.1.1 Стерлитамакская ТЭЦ

Стерлитамакская ТЭЦ – тепловая электростанция (теплоэлектроцентраль), расположенная в городе Стерлитамак республики Башкортостан Российской Федерации, по адресу: г. Стерлитамак, ул. Техническая, 10. СтТЭЦ входит в состав ООО «БГК».

Сооружение теплоэлектроцентрали в южном промышленном районе Башкортостана связано с интенсивным развитием нефтепереработки и нефтехимии. Сегодня предприятие остается стратегически важным звеном в энергетическом комплексе республики, обеспечивая энергоресурсами, в основном, крупные предприятия южного промышленного узла республики – такие как Башкирская содовая компания, «Синтез-Каучук», «Авангард».

Стерлитамакская ТЭЦ поставляет электрическую энергию и мощность на оптовый рынок электрической энергии и мощности. Является основным источником тепловой энергии для системы централизованного теплоснабжения города Стерлитамак. Установленная на 01.01.2018 электрическая мощность станции составляет 320 МВт, тепловая – 1 539 Гкал/час, в том числе по турбоагрегатам – 814 Гкал/ч.

Пуск первого турбоагрегата Стерлитамакской ТЭЦ состоялся в сентябре 1957 года.

⁴ С 1 июля 2014 года Ново-Стерлитамакская ТЭЦ - производственная площадка Стерлитамакской ТЭЦ

2.1.1.1. Состав и технические характеристики основного оборудования (структура основного оборудования) СтТЭЦ

Тепловая схема ТЭЦ не блочная, с поперечными связями на давление острого пара 9,0 и 13,0 МПа. На 01.01.2018 в составе основного оборудования станции остались только энергетические котлы и турбогенераторы на давление острого пара 13 МПа, в том числе: 6 энергетических котлов и 4 турбоагрегата. На станции функционируют 2 пиковых водогрейных котла.

В качестве основного топлива на станции используется магистральный природный газ, в качестве резервного – топочный мазут.

Состав и технические характеристики турбоагрегатов СтТЭЦ по состоянию на 01.01.2018 представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Основные технические характеристики турбоагрегатов СтТЭЦ

Турбоагрегат	Ст. №	Завод изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	УЭМ, МВт	УТМ, Гкал/ч			Давление острого пара, кгс/см ²	Температура острого пара, град. °С
					УТМ всего, Гкал/час	отопительных отборов	промышленных отборов		
ПТ-60-130/13	4	ЛМЗ	1963	60	139	54	85	130	555
ПТ-60-130/13	5	ЛМЗ	1963	60	139	54	85	130	555
Р-50-130/13	6	ЛМЗ	1964	50	188		188	130	555
Т-100-130	9	ТМЗ	1967	100	160	160		130	555
Р-50-130/13	10	ЛМЗ	1969	50	188		188	130	555
Итого:				320	814	268	546		

Установленная электрическая мощность турбоагрегатов составляет 320 МВт, установленная тепловая мощность теплофикационных отборов турбоагрегатов составляет 814 Гкал/ч.

Состав и технические характеристики энергетических котлов СтТЭЦ по состоянию на 01.01.2018 представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Основные технические характеристики энергетических котлов СтТЭЦ

Марка котла	Ст. №	Завод изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	УТМ, Гкал/ч	Производительность, т/ч	Параметры острого пара		Вид сжигаемого топлива	
						давление, кгс/см ²	температура, °С	основное	резервное
ТГМ-84*	4	Красный котельщик г. Таганрог	1962	250	420	130	560	газ	мазут

Марка котла	Ст. №	Завод изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	УТМ, Гкал/ч	Производительность, т/ч	Параметры острого пара		Вид сжигаемого топлива	
						давление, кгс/см ²	температура, °С	основное	резервное
ТГМ-84	5	Красный котельщик г. Таганрог	1963	250	420	130	560	газ	мазут
ТГМ-84	6	Красный котельщик г. Таганрог	1964	250	420	130	560	газ	мазут
ТГМ-84	8	Красный котельщик г. Таганрог	1966	250	420	130	560	газ	мазут
ТГМ-84А	9	Красный котельщик г. Таганрог	1967	250	420	130	555	газ	мазут
ТГМ-84А	10	Красный котельщик г. Таганрог	1970	250	420	130	555	газ	мазут
ИТОГО				1 500	2 520	-	-	-	-

*Е-420/140ГМ

На 01.01.2018 в составе основного оборудования СтТЭЦ находятся два водогрейных котла ПТВМ-100, характеристики водогрейных котлов представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Характеристики водогрейных котлов СтТЭЦ

Ст. №	Тип (марка) котла, завод-изготовитель	Год ввода	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Параметры воды		Вид топлива	
					Р, кгс/ см ²	t, °С	основное	резервное
2В	ПТВМ-100	1964	100	100	15	150	газ	мазут
3В	ПТВМ-100	1966	100	100	15	150	газ	мазут
ИТОГО			200	200				

2.1.1.2. Установленная тепловая мощность теплофикационного оборудования и теплофикационной установки. Установленная электрическая мощность СтТЭЦ

Установленная электрическая мощность СтТЭЦ на конец 2017 года составляла 320 МВт, тепловая мощность – 1 539 Гкал/ч, в том числе теплофикационных отборов – 814 Гкал/ч (данные формы федерального статистического наблюдения 6-ТП).

Данные об установленной, располагаемой и установленной электрической мощности, установленной тепловой мощности в 2014 ÷ 2017 годах представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Установленная и располагаемая на конец года электрическая мощность и установленная тепловая мощность СтТЭЦ в 2014-2017 годах

Год	Электрическая мощность, МВт		Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	
	установленная	располагаемая на конец года	общая	теплофикационных отборов турбин
2014	345	322,5	1 621	896,0
2015	320	286,79	1 539,0	814,0
2016	320	295	1 539,0	814,0
2017	320	295	1 539,0	814,0

Изменение установленной мощности станции в 2015 году обусловлено выводом из эксплуатации паротурбинной установки ПТ-25-90/10 первой очереди станции.

2.1.1.3. Наличие ограничений тепловой мощности и значения располагаемой тепловой мощности. Величина потребления тепловой мощности на собственные нужды и значение тепловой мощности нетто СтТЭЦ

Ограничения тепловой мощности станции отсутствуют, располагаемая тепловая мощность равна установленной.

Фактические значения потребления тепловой мощности на собственные нужды станции при прохождении зимнего максимума тепловых нагрузок за 2013 ÷ 2017 годы приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Потребление тепловой мощности на собственные нужды СтТЭЦ в 2013-2017 годах, Гкал/ч

Собственные нужды	2013	2014	2015	2017
Всего, в т. ч.:	29,3	17,5	15,5	35,2
в горячей воде	21,8	13,0	11,5	26,2
в паре	7,5	4,5	4,0	9,0

Для определения тепловой мощности СтТЭЦ нетто в качестве потребления тепловой мощности на собственные нужды были приняты фактические данные по часовому расходу тепловой энергии на собственные нужды в час максимальной тепловой нагрузки на коллекторах станции. Выбор данных значений обоснован тем, что указанные фактические часовые затраты тепла на собственные нужды наблюдались при температурах наружного воздуха, близких к расчетным, а баланс располагаемой тепловой мощности и присоединенной фактической тепловой нагрузки составляет для расчетной температуры наружного воздуха.

Располагаемая мощность станции в горячей воде ограничена производительностью теплофикационной установкой станции, которая составляет 480 Гкал/ч (в максимально-зимнем режиме с расходом теплоносителя 7000 т/ч), в том числе:

- располагаемая мощность водогрейных котлов 200 Гкал/ч;
- располагаемая мощность бойлерной установки №1 – 40 Гкал/ч;
- располагаемая мощность бойлерной установки №2 – 40 Гкал/ч;
- располагаемая мощность бойлерной установки №3 – 40 Гкал/ч;
- располагаемая мощность бойлерной установки ТГ-9 составляет 160 Гкал/ч.

Данные об установленной тепловой мощности, ограничениях тепловой мощности, располагаемой тепловой мощности, величине потребления тепловой мощности на собственные нужды и тепловой мощности нетто за 2013 ÷ 2017 годы представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто СтТЭЦ в 2013÷2017 годах

Год	Установленная мощность, Гкал/ч			Ограничения установленной тепловой мощности, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч			Расчетное потребление тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность НЕТТО, Гкал
	турбоагрегатов	прочее	всего		всего	в горячей воде	в паре		
2013	896	725	1 621	0	1 621	480	1 141	29,3	1 591,7
2014	814	725	1 539	0	1 539	480	1 059	17,5	1 521,5
2015	814	725	1 539	0	1 539	480	1 059	15,5	1 523,5
2017	814	725	1 539	0	1 539	480	1 059	35,2	1 503,8

2.1.1.4. Год ввода в эксплуатацию, наработка с начала эксплуатации, остаточный ресурс (с учетом мероприятий по его продлению) и год достижения паркового (индивидуального) ресурса основного оборудования СтТЭЦ

В таблице 2.7 представлены год ввода в эксплуатацию, наработка с начала эксплуатации и год достижения паркового (индивидуального) ресурса энергетических котлов СтТЭЦ.

Таблица 2.7 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов СтТЭЦ на 01.01.2018

Ст. №	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы, год.	Возраст 01.01.18, час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
4	ТГМ-84	1962	61	55	2024			
5	ТГМ-84	1963	60	54	2024			
6	ТГМ-84	1964	59	53	2024			
8	ТГМ-84	1966	57	51	2024			
9	ТГМ-84А	1967	56	50	2024			
10	ТГМ-84А	1970	53	47	2024			

Все энергетические котлы станции достигнут назначенного ресурса эксплуатации в 2024 году.

В таблице 2.8 представлены год ввода в эксплуатацию, наработка с начала эксплуатации и год достижения паркового (индивидуального) ресурса паровых турбин СтТЭЦ.

Таблица 2.8 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых турбин СтТЭЦ на 01.01.2018

Ст. №	Тип турбины	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на 01.01.16, час.	Год достижения паркового ресурса	Нормативное количество пусков	Кол-во пусков	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
4	ПТ-60-130/13	1963	220 000	419 858	2017	600	178	40 500	1	2022
5	ПТ-60-130/13	1963	220 000	399 799	2021	600	213		-	-
6	Р-50-130/13	1964	220 000	329 367	2034	600	135		-	-
9	Т-100-130	1967	220 000	357 973	1994	600	175	7 000	2	2019
10	Р-50-130/13	1969	220 000	286 524	1995	600	120	64 000	2	2025

Три турбины станции работают с продленным парковым ресурсом, в том числе:

- на турбине ст. № 4 в 2017 году парковый ресурс был продлен на основании заключения ОАО «ИЦЭУ» филиал «УралВТИ» №14833 от 19.05.2017 до 2022 года;
- на турбине ст. № 9 в 2018 году был продлен на год парковый ресурс турбины на основании заключения ОАО «ИЦЭУ» филиал «УралВТИ» №8-57 /1-

25-7397 от 03.11.2017;

- на турбине ст. № 10 в 2014 году проведен контроль металла для продления срока службы турбины, отремонтирована проточная часть цилиндра высокого давления с заменой уплотнений, а также ротор; на основании заключения ОАО «ИЦЭУ» филиал «УралВТИ» № 14231 от 27.06.2014 продлен парковый ресурс турбины ориентировочно до 2025 года.

Из таблицы 2.8 следует, что ближайшая выработка ресурса работы турбин наступит не ранее конца 2018 года.

В таблице 2.9 представлены год ввода в эксплуатацию, срок службы с начала эксплуатации и год достижения паркового (индивидуального) ресурса пиковых водогрейных котлов СтТЭЦ.

Таблица 2.9 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса водогрейных котлов СтТЭЦ на 01.01.2018

Ст. №	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы, год.	Год достижения паркового ресурса
4	ПТВМ-100	1964	61	2026
5	ПТВМ-100	1964	56	2022

2.1.1.5. Типы и станционные номера теплофикационных агрегатов, не прошедших конкурентный отбор мощности СтТЭЦ

Все турбоагрегаты станции прошли конкурсный отбор мощности до 2021 года.

2.1.1.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок СтТЭЦ

Установленная мощность теплофикационных отборов паровых турбин станции составляет 814 Гкал/ч, тепловая мощность РОУ и БРОУ - 525 Гкал/ч, установленная тепловая мощность пиковых водогрейных котлов – 200 Гкал/ч.

Располагаемая мощность станции в горячей воде ограничена производительностью теплофикационной установкой станции, которая составляет 480 Гкал/ч (в максимально-зимнем режиме с расходом теплоносителя 7000 т/ч), в том числе:

- располагаемая мощность водогрейных котлов 200 Гкал/ч;
- располагаемая мощность бойлерной установки №1 – 40 Гкал/ч;
- располагаемая мощность бойлерной установки №2 – 40 Гкал/ч;
- располагаемая мощность бойлерной установки №3 – 40 Гкал/ч;
- располагаемая мощность бойлерной установки ТГ-9 составляет 160 Гкал/ч.

Тепловая мощность теплофикационных оборотов паровых турбин и редуцирующих установок обеспечивается номинальной паропроизводительностью котлов с избытком. Мощности бойлеров теплофикационных установок также достаточно для выдачи установленной тепловой мощности.

Пар промышленных параметров подается потребителям из общестанционных паропроводов 10, 16 и 30 ата, источником для которого являются производственные отборы паровых турбин ст. №№ 4, 5, 6, 10 и БРОУ-140/10, БРОУ-140/30 и РОУ-140/16. Потребители пара от СтТЭЦ: ОАО «Синтез-Каучук»; ОАО «СНХЗ».

Отпуск тепла от ТЭЦ в горячей воде производится от трех бойлерных установок и от двух подогревателей сетевой воды горизонтальных ПСГ-2300-2-8-1 и 2 паровой турбины Т-100-130, ст. №9, и двух пиковых водогрейных котлов.

Бойлерная установка 1 (БУ-1) состоит из двух подогревателей сетевой воды вертикальных ПСВ-315-3-23, источником пара для которых является общестанционный паропровод 1,2÷2,5 ата отопительных отборов паровых турбин ст. № 4 и РОУ.

Бойлерная установка 2 (БУ-2) состоит из двух бойлеров БО-350 М, источником пара для которых является общестанционный паропровод 1,2÷2,5 ата отопительных отборов паровых турбин ст. № 4 и РОУ.

Бойлерная установка 3 (БУ-3) состоит из двух бойлеров БО-350 М, источником пара для которых являются отопительные отборы паровой турбины ст. № 5.

Для подогрева сетевой воды до пиковых температур на станции установлены два пиковых водогрейных котла ПТВМ-100 и два пиковый бойлера БП-300-3, источником пара для которых является общестанционный паропровод 10 ата.

Для восполнения утечек в сеть добавляется вода от водоподготовительной установки сетевой воды. При этом исходная вода проходит подогрев в подогревателях сырой воды (три БО-200 и два ПСВ-200-7-15).

Отпуск тепла от станции в горячей воде осуществляется по 3 магистралям, в том

числе:

- вывод 1 – диаметр головного участка Ду-700;
- вывод 2 – диаметр головного участка Ду-800;
- магистраль СтройМаш.

Состав и состояние теплообменного оборудования теплофикационных установок станции представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Состав теплообменного оборудования ТФУ СтТЭЦ на 01.01.2018

Станционный номер	Тип	Маркировка	Место подключения по пару	Номинальная тепловая производительность, Гкал/ч
9 турбина	подогреватель сетевой горизонтальный	ПСГ-2300-2-8-1	теплофикационный отбор турбины	110
	подогреватель сетевой горизонтальный	ПСГ-2300-3-8-2	теплофикационный отбор турбины	110
БУ-1	подогреватель сетевой вертикальный	ПСВ-315-3-23	паропровод 1,2-2,5 ата	20
	подогреватель сетевой вертикальный	ПСВ-315-3-23	паропровод 1,2-2,5 ата	20
БУ-2	бойлер вертикальный	БО-350 М	паропровод 1,2-2,5 ата	20
	бойлер вертикальный	БО-350 М	паропровод 1,2-2,5 ата	20
БУ-3	бойлер вертикальный	БО-350 М	теплофикационный отбор турбины №5	20
	бойлер вертикальный	БО-350 М	теплофикационный отбор турбины №5	20
БП-1	пиковый бойлер	БП - 300 - 2	паропровод 10 ата	22
БП-2	пиковый бойлер	БП - 300 - 2	паропровод 10 ата	22
ПСВ-1	подогреватель сырой воды	БО-200	паропровод 1,2 ата	20
ПСВ-2	подогреватель сырой воды	БО-200	паропровод 1,2 ата	20
ПСВ-3	подогреватель сырой воды	БО-200	паропровод 1,2 ата	20
ПСВ-4	подогреватель сырой воды	ПСВ-200-7-15	паропровод 1,2 ата	32
ПСВ-5	подогреватель сырой воды	ПСВ-200-7-15	паропровод 1,2 ата	32

Характеристики сетевых насосов Стерлитамакской ТЭЦ представлены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Характеристики сетевых насосов теплофикационной установки СтТЭЦ

Станционный номер	Маркировка, тип	Номинальная подача, т/ч	Номинальный напор, м.в.ст
1	14Д-6М	1250	125
2	РСМ2-1250-140	1250	140
3	8НДВ	720	104
4	14Д-6М	1250	125
5	8НДВ	720	89
6	14Д-6М	1250	125

Станционный номер	Маркировка, тип	Номинальная подача, т/ч	Номинальный напор, м.в.ст
7	14Д-6М	1250	125
1П №1	18НДС	1980	34
1П №2	18НДС	1980	34
1П №3	18НДС	1980	34
2П №1	PCM2-1250-140	1250	140
2П №2	14СД	1260	125
2П №3	14СД	1260	125
2П №4	14СД	1260	125

Схема выдачи теплофикационной установки Стерлитамакской ТЭЦ представлена на рисунках 2.1 - 2.2.

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

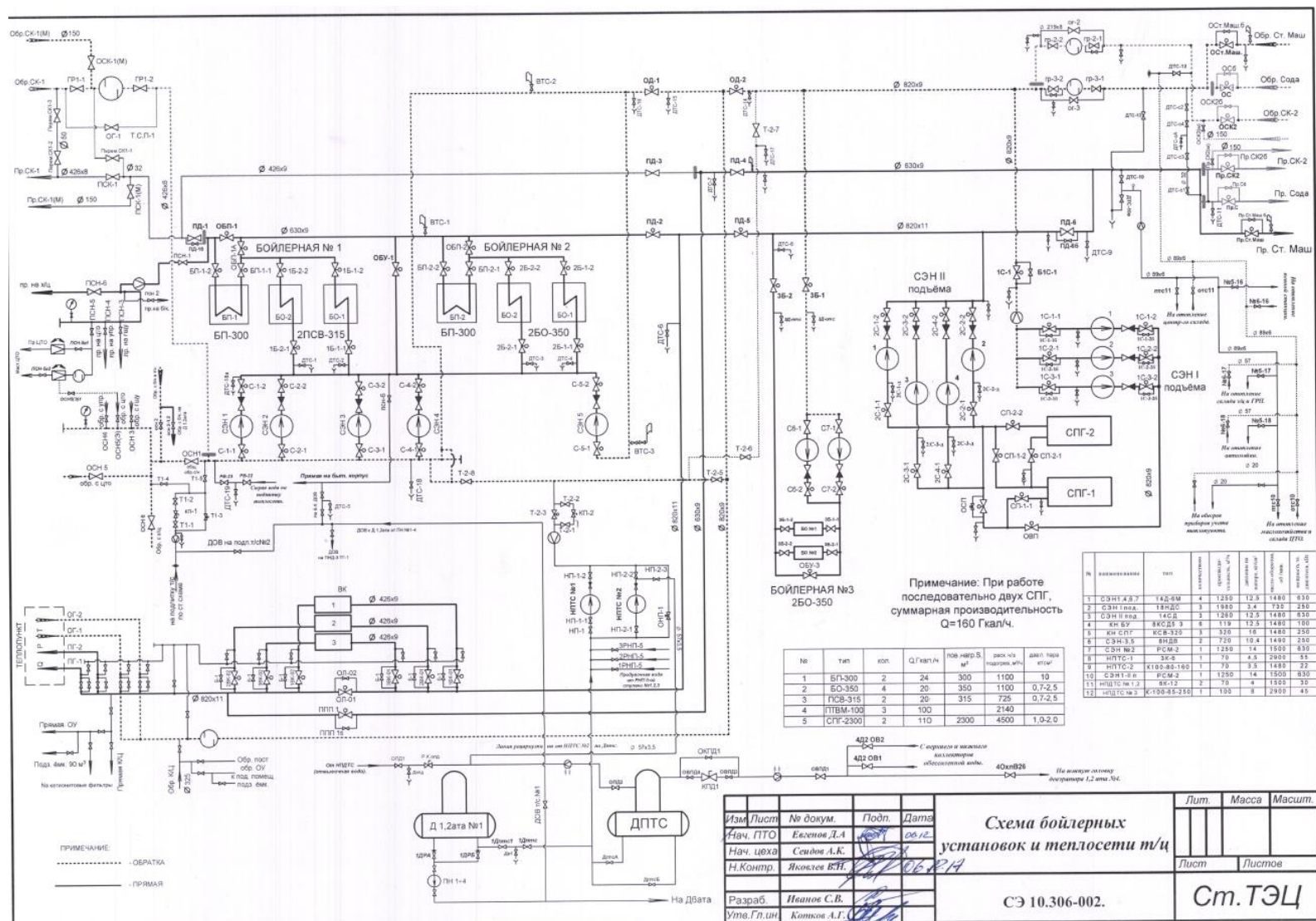
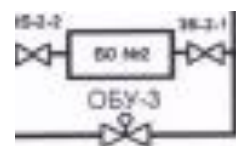


Рисунок 2.1 – Принципиальная тепловая схема ТФУ СтТЭЦ

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ



ЭЙЛЕРНАЯ №3
2Б0-350

Примечание: При работе
последовательно двух СПГ,
суммарная производительность
 $Q=160$ Гкал/ч.

№	тип	кол.	Q , Гкал/ч	пов. нагр. в. m^2	расх. н/з подогрев, m^3/h	диап. пара- метр
1	БП-300	2	24	300	1100	10
2	Б0-350	4	20	350	1100	0,7-2,5
3	ПСВ-315	2	20	315	725	0,7-2,5
4	ПТВМ-100	3	100		2140	
5	СПГ-2300	2	110	2300	4500	1,0-2,0

№	наименование	тип	количество	производи- тельность, m^3/h	расход на подогрев, m^3/h	расход на подогрев, m^3/h	расход на подогрев, m^3/h
1	СЭН 1,4,5,7	14Д-6М	4	1250	12,5	1480	630
2	СЭН 1 под.	18НДС	3	1980	3,4	730	250
3	СЭН II под.	14СД	2	1280	12,5	1480	630
4	КН БУ	8КСД5-3	8	119	12,5	1480	100
5	КН СПГ	КСВ-320	3	320	10	1480	250
6	СЭН-3,5	6НДС	2	720	10,4	1480	250
7	СЭН №2	РСМ-2	1	1250	14	1500	630
8	НПДТС-1	ЗК-5	1	70	4,5	2900	55
9	НПДТС-2	К100-80-160	1	70	3,5	1480	22
10	СЭН 1-Э в	РСМ-2	1	1250	14	1500	630
11	НПДТС № 1,2	ЗК-12	2	70	4	1500	30
12	НПДТС № 3	К-100-85-250	1	100	8	2900	45

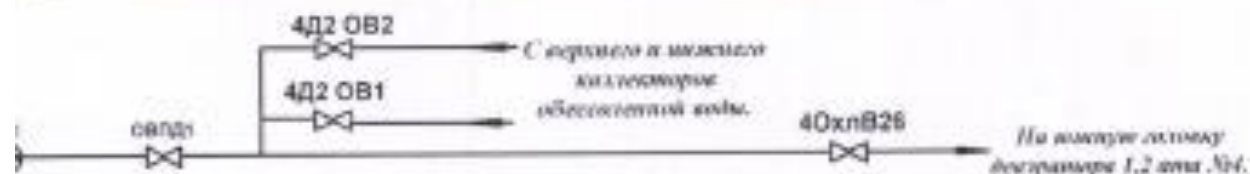


Рисунок 2.2 – Спецификация к принципиальной тепловой схеме ТФУ СтТЭЦ

2.1.1.7. Регулирование отпуска тепловой энергии от СтТЭЦ

Основной задачей регулирования отпуска теплоты в системах теплоснабжения является поддержание заданной температуры воздуха в отапливаемых помещениях при изменяющихся в течение отопительного периода внешних климатических условиях и заданной температуре горячей воды, поступающей в системы горячего водоснабжения, при изменяющемся в течение суток расходе этой воды.

Система теплоснабжения от СтТЭЦ закрытая, проектировалась на центральное качественное регулирование отпуска тепловой энергии. Подключение потребителей тепла к тепловым сетям ТЭЦ в основном по зависимой схеме.

Регулирование отпуска тепла от СтТЭЦ осуществляется централизованно на источнике тепла по отопительной нагрузке с температурным графиком 150/70 °С.

Проектный температурный график в зоне теплоснабжения Стерлитамакской ТЭЦ 150/70 °С был выбран во время развития систем централизованного теплоснабжения города в 50-х годах прошлого века и действует до настоящего времени с верхней срезкой на 130 °С при температуре ниже минус 26 °С и нижним спрямлением на 70 °С, для обеспечения нагрузки ГВС.

Утвержденный график температуры сетевой воды на 2018 год в подающем трубопроводе на выходе со станции представлен на рисунке 2.3, без учета необходимой минимальной температуры для обеспечения нагрузки ГВС и верхней срезки температуры сетевой воды. Минимальная температура сетевой воды для обеспечения нагрузки ГВС и верхняя срезка температуры сетевой воды в подающем трубопроводе задаются в соответствии с утвержденной режимной картой работы тепловых сетей от станции.

Утвержденный график температуры сетевой воды на 2018 год в подающем трубопроводе на выходе со станции с учетом необходимой минимальной температуры для обеспечения нагрузки ГВС и верхней срезки температуры сетевой воды представлен на рисунке 2.4.

На рисунке 2.5 представлены температуры сетевой воды в обратном трубопроводе для графика регулирования отпуска тепла 150/70 °С.

для включения в договор с ООО "БГК"
на поставку тепловой энергии,
теплоносителя и тепловой мощности

Приложение № 1.1
к Указанию "БашРТС-Стерлитамак"
от 27.12.2017 № 91

**График температур сетевой воды в подающем трубопроводе
на выходе Ново-Стерлитамакской ТЭЦ, производственной площадки
Стерлитамакской ТЭЦ, Салаватской ТЭЦ**

Среднесуточная температура наружного воздуха, прогнозируемая за 72 часа (Т _{нв}), °С	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе в точке поставки (Т ₁), °С
+8 (и выше)	53,2
+7	55,7
+6	58,1
+5	60,5
+4	62,9
+3	65,3
+2	67,7
+1	70,0
0	72,4
-1	74,7
-2	77,0
-3	79,3
-4	81,6
-5	83,9
-6	86,2
-7	88,5
-8	90,8
-9	93,0
-10	95,3
-11	97,6
-12	99,8
-13	102,0
-14	104,3
-15	106,5
-16	108,7
-17	110,9
-18	113,1
-19	115,3
-20	117,5
-21	119,7
-22	121,9
-23	124,1
-24	126,3
-25	128,5
-26	130,6
-27	132,8
-28	135,0
-29	137,1
-30	139,3
-31	141,4
-32	143,6
-33	145,7
-34	147,9
-35 (и ниже)	150,0

Примечание:

Значения Т₁ приведены без учета необходимой минимальной температуры для обеспечения нагрузки горячего водоснабжения и среза температуры прямой сетевой воды.

Минимальная температура для обеспечения нагрузки горячего водоснабжения и срез температуры прямой сетевой воды задаются в соответствии с утвержденной режимной картой работы тепловых сетей от теплоисточника.

Рисунок 2.3 – Утвержденный на 2018 год график температуры сетевой воды в подающем трубопроводе от СтТЭЦ без учета верхней срезки и нижнего спрямления на нужды нагрузки ГВС

для включения в договора
теплоснабжения

Приложение № 2.1
к Указанию "БашРТС-Стерлитамак"
от 27.12.2017 № 91

График температур сетевой воды в подающем трубопроводе
на выходе источников регулирования
по температурным графикам 150-70 °С, 130-70 °С, 120-70 °С, 105-70 °С, 95-70 °С
г. Стерлитамак

Среднесуточная температура наружного воздуха, прогнозируемая за 72 часа (Т _{нв}), °С	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей на выходе источника регулирования (Т ₁), °С				
	теплоточистотник	ЦТП по независимой схеме			
		150	130	120	105
+8 (и выше)	70,0	48,9	46,7	43,4	41,2
+7	70,0	50,9	48,6	45,0	42,7
+6	70,0	53,0	50,5	46,6	44,1
+5	70,0	55,1	52,3	48,2	45,5
+4	70,0	57,1	54,2	49,8	46,9
+3	70,0	59,1	56,0	51,4	48,3
+2	70,0	61,1	57,8	52,9	49,7
+1	70,0	63,1	59,7	54,5	51,0
0	72,4	65,1	61,5	56,0	52,4
-1	74,7	67,1	63,2	57,5	53,7
-2	77,0	69,0	65,0	59,0	55,0
-3	79,3	71,0	66,8	60,5	56,3
-4	81,6	72,9	68,6	62,0	57,6
-5	83,9	74,9	70,3	63,5	58,9
-6	86,2	76,8	72,0	65,0	60,2
-7	88,5	78,7	73,8	66,4	61,5
-8	90,8	80,6	75,5	67,9	62,8
-9	93,0	82,5	77,2	69,3	64,0
-10	95,3	84,4	78,9	70,8	65,3
-11	97,6	86,3	80,6	72,2	66,6
-12	99,8	88,2	82,3	73,6	67,8
-13	102,0	90,0	84,0	75,0	69,0
-14	104,3	91,9	85,7	76,4	70,3
-15	106,5	93,8	87,4	77,9	71,5
-16	108,7	95,6	89,1	79,3	72,7
-17	110,9	97,5	90,7	80,7	73,9
-18	113,1	99,3	92,4	82,0	75,1
-19	115,3	101,2	94,1	83,4	76,3
-20	117,5	103,0	95,7	84,8	77,5
-21	119,7	104,8	97,4	86,2	78,7
-22	121,9	106,6	99,0	87,6	79,9
-23	124,1	108,5	100,6	88,9	81,1
-24	126,3	110,3	102,3	90,3	82,3
-25	128,5	112,2	104,1	91,9	83,8
-26	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-27	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-28	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-29	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-30	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-31	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-32	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-33	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-34	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-35 (и ниже)	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3

Рисунок 2.4 – Утвержденный на 2018 год график температуры сетевой воды в подающем трубопроводе от СтТЭЦ с учетом верхней срезки и нижнего спрямления на нужды нагрузки ГВС

для включения в договора
теплоснабжения

Приложение № 3.1.1
к Указанию "БашРТС-Стерлитамак"
от 27.12.2017 № 91

График температур сетевой воды в обратном трубопроводе,
возвращаемой от потребителя тепловой энергии,
по температурному графику 150-70 °С
г. Стерлитамак

Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T1), °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T2), °С	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T1), °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T2), °С
53	35,7	102	54,0
54	36,1	103	54,4
55	36,5	104	54,7
56	36,9	105	55,1
57	37,3	106	55,4
58	37,7	107	55,8
59	38,1	108	56,1
60	38,5	109	56,4
61	38,9	110	56,8
62	39,3	111	57,1
63	39,7	112	57,5
64	40,1	113	57,8
65	40,5	114	58,2
66	40,8	115	58,5
67	41,2	116	58,8
68	41,6	117	59,2
69	42,0	118	59,5
70	42,4	119	59,8
71	42,8	120	60,2
72	43,1	121	60,5
73	43,5	122	60,9
74	43,9	123	61,2
75	44,3	124	61,5
76	44,6	125	61,9
77	45,0	126	62,2
78	45,4	127	62,5
79	45,8	128	62,9
80	46,1	129	63,2
81	46,5	130	63,5
82	46,9	131	63,8
83	47,2	132	64,2
84	47,6	133	64,5
85	48,0	134	64,8
86	48,3	135	65,2
87	48,7	136	65,5
88	49,1	137	65,8
89	49,4	138	66,1
90	49,8	139	66,5
91	50,1	140	66,8
92	50,5	141	67,1
93	50,8	142	67,4
94	51,2	143	67,8
95	51,6	144	68,1
96	51,9	145	68,4
97	52,3	146	68,7
98	52,6	147	69,0
99	53,0	148	69,4
100	53,3	149	69,7
101	53,7	150	70,0

Рисунок 2.5 – Утвержденный на 2018 год график температуры сетевой воды в обратном трубопроводе возвращаемый от потребителя на СтТЭЦ

2.1.1.8. Среднегодовая загрузка оборудования СтТЭЦ

На рисунке 2.6 представлены значения коэффициентов использования установленной электрической, тепловой и теплофикационной мощностей СтТЭЦ за период с 2014 по 2017 годы.

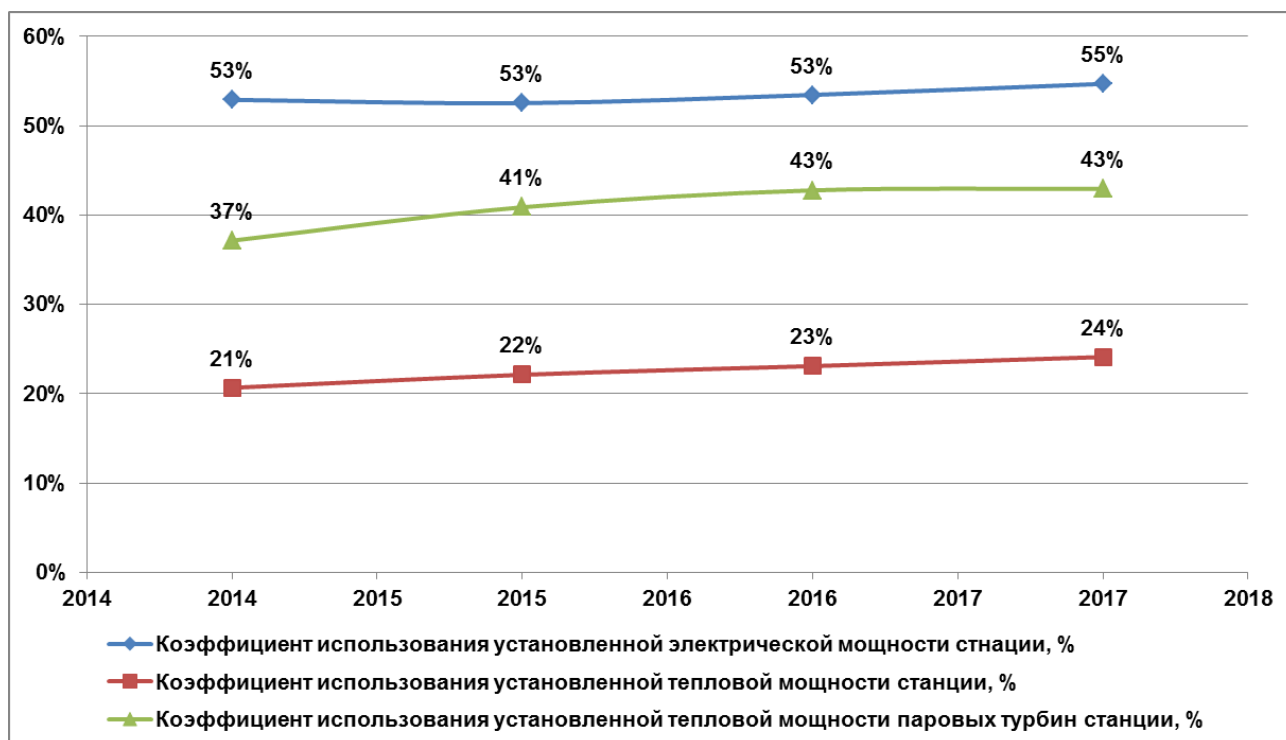


Рисунок 2.6 – Коэффициенты использования электрической и тепловой установленной мощности СтТЭЦ

Величина КИУМ по электрической мощности находится на уровне 53 – 55 %, по тепловой мощности – на уровне 21 – 24 %, по теплофикационной мощности – на уровне 37 – 43 % и связана с нагрузкой электростанции в соответствии с диспетчерским графиком электрических нагрузок и фактическим потреблением тепловой энергии потребителями.

2.1.1.9. Способы учета тепла, отпущенного в паровые и водяные тепловые сети от СтТЭЦ

Учет отпуска тепла на станции осуществляется по всем тепломагистралям в горячей воде и в паре промышленных параметров. Также осуществляется учет тепла в возвратном конденсатом и отпуск тепла с подпиткой водяных тепловых сетей.

Места установки приборов учета по выводам СтТЭЦ с наименованием средства измерения, метода измерения, характеристик, дат поверки приборов и их характеристики представлены в таблице 2.12.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Таблица 2.12 – Приборы учета, установленные на выводах СтТЭЦ

№ п/п	Тип прибора	Заводской номер	Дата акта периодической проверки узлов учета на источнике теплоты	Место установки и наличие пломбы	Шкала прибора	Способ учета тепла
Трубопровод подпитки т/с						
1	СПТ961.1.	15228	22.06.2017г. (до 01.10.2018г.)	Турбинный цех, ряд А-Б, отм. 8м, щит сборок задвижек, опломбирован	0÷288 м³/ч	Исходные данные со счетчика, расчет тепла в расчетном комплексе «АСТЭП»
2	УРЖ 2КМ	3482		Трубопровод подпитки т/с, ТЦ, ряд А-Б, отм.3м, опломбирован	0,28÷288 м³/ч	
3	МЕТРАН-100-ДИ	458323		Трубопровод подпитки т/с, ТЦ, ряд А-Б, отм.3м, опломбирован	0÷6 кгс/см²	
4	ТПТ-1	2263		Трубопровод подпитки т/с, ТЦ, ряд А-Б, отм.3м, опломбирован	-200÷300°C	
5	ТПТ-1	2244		Коллектор исходной воды, опломбирован	-200÷300°C	
Тепломагистраль Город №1						
6	СПТ961.1.	14238	22.06.2017г. (до 01.10.2018г.)	ПСВ Г-1, ОСВ Г-1; ПСВ Г-2, ОСВ Г-2;теплопункт «Город», опломбирован	0÷3204/ 0÷2016 м³/ч	Исходные данные со счетчика, расчет тепла в расчетном комплексе «АСТЭП»
7	УРЖ 2КМ	3481		ПСВ Г-1, ОСВ Г-1, эстакада теплосети с восточной стороны I очереди котельного цеха, опломбирован	386÷3204 м³/ч	
8	МЕТРАН-100-ДИ	458322		ПСВ Г-1, эстакада теплосети с восточной стороны I очереди котельного цеха, опломбирован	0÷16 кгс/см²	
9	МЕТРАН-100-ДИ	479634		ОСВ Г-1, эстакада теплосети с восточной стороны I очереди котельного цеха, опломбирован	0÷4 кгс/см²	
10	КТПТР-01	16297/ 16297А		ПСВ Г-1, ОСВ Г-1, эстакада теплосети с восточной стороны I очереди котельного цеха, опломбирован	0÷180°C	
Тепломагистраль Город №2						
11	УРЖ 2КМ	3480	22.06.2017г. (до 01.10.2018г.)	ПСВ Г-2, ОСВ Г-2, эстакада теплосети с восточной стороны I очереди котельного цеха, опломбирован	294÷2016 м³/час	Исходные данные со счетчика, расчет тепла в расчетном комплексе «АСТЭП»
12	МЕТРАН-100-ДИ	458325		ПСВ Г-2, эстакада теплосети с восточной стороны I очереди котельного цеха, опломбирован	0÷16 кгс/см²	

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

№ п/п	Тип прибора	Заводской номер	Дата акта периодической проверки узлов учета на источнике теплоты	Место установки и наличие пломбы	Шкала прибора	Способ учета тепла
13	МЕТРАН-100-ДИ	479635		ОСВ Г-2, эстакада теплосети с восточной стороны I очереди котельного цеха, опломбирован	0÷4 кгс/см ²	
14	КТПТР-01	5557А /5557		ПСВ Г-2, ОСВ Г-2, эстакада теплосети с восточной стороны I очереди котельного цеха, опломбирован	0÷180°С	
Тепломагистраль “Строймаш”						
15	СПТ961	13729	22.06.2017г. (до 01.10.2018г.)	ПСВ и ОСВ, тепловыпуск СК-2, опломбирован	0÷500 м ³ /ч	Исходные данные со счетчика, расчет тепла в расчетном комплексе «АСТЭП»
16	УРЖ2КМ	2753		ПСВ, ОСВ, северная эстакада, опломбирован	53,25-7987 м ³ /ч	
17	Метран -100-ДИ	385391		ПСВ, северная эстакада, опломбирован	0÷16 кгс/см ²	
18	Метран -100- ДИ	383659		ОСВ, северная эстакада, опломбирован	0÷2,5 кгс/см ²	
19	КТПТР-01	973/973А		ПСВ,ОСВ, северная эстакада, опломбирован	0÷180°С	
Пар 10 ата нитка «А» СК-1						
20	СПТ961.2	20970	01.09.2017г. (до 01.09.2018г.)	Щит коммерческих приборов СК-1, опломбирован	24,1-102,5 м ³ /ч	Исходные данные со счетчика, расчет тепла в расчетном комплексе «АСТЭП»
21	ТПТ 1-3	15161		Южная эстакада, опломбирован	-196÷500 °С	
22	МЕТРАН-150	1093595		Тепловыпуск СК-1, опломбирован	0-16 кгс/см2	
23	МЕТРАН-150	1093601		Тепловыпуск СК-1, опломбирован	0-0,16 кгс/см2	
Пар 10 ата нитка «Б» СК-1						
24	СПТ961.2	20970	01.09.2017г. (до 01.09.2018г.)	Щит коммерческих приборов СК-1, опломбирован	10,5-160,5 м ³ /ч	Исходные данные со счетчика, расчет тепла в расчетном комплексе «АСТЭП»
25	ТПТ 1-3	15162		Южная эстакада, опломбирован	-196÷500 °С	
26	МЕТРАН-150	1093592		Тепловыпуск СК-1, опломбирован	0-16 кгс/см2	
27	МЕТРАН-150	1093602		Тепловыпуск СК-1, опломбирован	0-0,4 кгс/см2	
28	МЕТРАН-150	1093606		Тепловыпуск СК-1, опломбирован	0-0,04 кгс/см2	
Пар 16 ата СК-1						
29	СПТ961.2	20970	01.09.2017г. (до 01.09.2018г.)	Щит коммерческих приборов СК-1, опломбирован	8-39,3 м ³ /ч	Исходные данные со счетчика, расчет тепла в расчетном комплексе
30	ТПТ 1-3	15158		Южная эстакада, опломбирован	-196÷500 °С	

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

№ п/п	Тип прибора	Заводской номер	Дата акта периодической проверки узлов учета на источнике теплоты	Место установки и наличие пломбы	Шкала прибора	Способ учета тепла
31	МЕТРАН-150	1093598		Теплопункт СК-1, опломбирован	0-25 кгс/см2	«АСТЭП»
32	МЕТРАН-150	1093605		Теплопункт СК-1, опломбирован	0-0,63 кгс/см2	
Пар 30 ата СНХЗ						
33	СПТ961.2	20912	01.09.2017г. (до 01.09.2018г.)	Щит коммерческих приборов СК-1, опломбирован	13,2-64,74 м³/ч	Исходные данные со счетчика, расчет тепла в расчетном комплексе «АСТЭП»
34	ТПТ 1-3	15157		Южная эстакада, опломбирован	-196÷500 °С	
35	МЕТРАН-150	1093599		Теплопункт СК-1, опломбирован	0-40 кгс/см2	
36	МЕТРАН-150	1093613		Теплопункт СК-1, опломбирован	0-2,5 кгс/см2	
Конденсат СК-1						
37	СПТ961.2	20970	01.09.2017г. (до 01.09.2018г.)	Щит коммерческих приборов СК-1, опломбирован	2-50 м3/ч	Исходные данные со счетчика, расчет тепла в расчетном комплексе «АСТЭП»
38	УРЖКМ	5394		Южная эстакада, опломбирован	2-50 м³/ч	
39	ТПТ 1-3	15153		Южная эстакада, опломбирован	-196÷500 °С	
40	МЕТРАН-150	1093588		Теплопункт СК-1, опломбирован	0-2,5 кгс/см2	
Пар 10 ата нитка «В» СК-2						
41	СПТ961.2	20906	01.09.2017г. (до 01.09.2018г.)	Щит коммерческих приборов СК-2, опломбирован	28,2-321,9 м³/ч	Исходные данные со счетчика, расчет тепла в расчетном комплексе «АСТЭП»
42	ТПТ 1-3	15160		Северная эстакада, опломбирован	-196÷500 °С	
43	МЕТРАН-150	1093591		Теплопункт СК-2, опломбирован	0-16 кгс/см2	
44	МЕТРАН-150	1093611		Теплопункт СК-2, опломбирован	0-1,0 кгс/см2	
45	МЕТРАН-150	1093600		Теплопункт СК-2, опломбирован	0-0,1 кгс/см2	
Пар 10 ата нитка «Г» СК-2						
46	СПТ961.2	20906	01.09.2017г. (до 01.09.2018г.)	Щит коммерческих приборов СК-2, опломбирован	16,6-258,6 м³/ч	Исходные данные со счетчика, расчет тепла в расчетном комплексе «АСТЭП»
47	ТПТ 1-3	15164		Северная эстакада, опломбирован	-196÷500 °С	
48	МЕТРАН-150	1093593		Теплопункт СК-2, опломбирован	0-16 кгс/см2	
49	МЕТРАН-150	1093604		Теплопункт СК-2, опломбирован	0-0,63 кгс/см2	
50	МЕТРАН-150	1093609		Теплопункт СК-2, опломбирован	0-0,063 кгс/см2	

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

№ п/п	Тип прибора	Заводской номер	Дата акта периодической проверки узлов учета на источнике теплоты	Место установки и наличие пломбы	Шкала прибора	Способ учета тепла
Пар 16 ата нитка «Б» СК-2						
51	СПТ961.2	20945	01.09.2017г. (до 01.09.2018г.)	Щит коммерческих приборов СК-2, опломбирован	52,3-+250 м³/ч	Исходные данные со счетчика, расчет тепла в расчетном комплексе «АСТЭП»
52	ТПТ 1-3	15159		Северная эстакада, опломбирован	-196+500 °С	
53	МЕТРАН-150	1093597		Теплопункт СК-2, опломбирован	0-25 кгс/см2	
54	МЕТРАН-150	1093612		Теплопункт СК-2, опломбирован	0-1,6 кгс/см2	
Пар 16 ата нитка «В» СК-2						
55	СПТ961.2	20945	01.09.2017г. (до 01.09.2018г.)	Щит коммерческих приборов СК-2, опломбирован	20,4-313,3 м³/ч	Исходные данные со счетчика, расчет тепла в расчетном комплексе «АСТЭП»
56	ТПТ 1-3	15163		Северная эстакада, опломбирован	-196+500 °С	
57	МЕТРАН-150	1093596		Теплопункт СК-2, опломбирован	0-25 кгс/см2	
58	МЕТРАН-150	1093603		Теплопункт СК-2, опломбирован	0-0,63 кгс/см2	
59	МЕТРАН-150	1093608		Теплопункт СК-2, опломбирован	0-0,063 кгс/см2	
Конденсат СК-2						
60	СПТ961.2	20906	01.09.2017г. (до 01.09.2018г.)	Щит коммерческих приборов СК-2, опломбирован	12,5-160 м³/ч	Исходные данные со счетчика, расчет тепла в расчетном комплексе «АСТЭП»
61	ТПТ-1	15156		Северная эстакада, опломбирован	-196+500 °С	
62	МЕТРАН-150	1093587		Теплопункт СК-2, опломбирован	0-2,5 кгс/см2	
63	УРЖ2КМ-1-250	5393		Северная эстакада, опломбирован	12,5-160 м3/ч	
Конденсат СК-3						
64	СПТ961.2	20945	01.09.2017г. (до 01.09.2018г.)	Щит коммерческих приборов СК-2, опломбирован	12,5-160 м3/ч	Исходные данные со счетчика, расчет тепла в расчетном комплексе «АСТЭП»
65	ТПТ-1	15155		Северная эстакада, опломбирован	-196+500 °С	
66	МЕТРАН-150	1093586		Теплопункт СК-2, опломбирован	0-2,5 кгс/см2	
67	УРЖ2КМ-1-250	5392		Северная эстакада, опломбирован	12,5-160 м3/ч	
Конденсат КАУСТИК						
68	СПТ961.2	21920	01.09.2017г. (до 01.09.2018г.)	Щит КО, опломбирован	30-160 м³/ч	Исходные данные со счетчика, расчет тепла в
69	УРЖ2КМ-1-200	5391		Эстакада возвращаемых конденсатов с произ-	30-160 м³/ч	

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Тип прибора	Заводской номер	Дата акта периодической проверки узлов учета на источнике теплоты	Место установки и наличие пломбы	Шкала прибора	Способ учета тепла
				водства, опломбирован		расчетном комплексе «АСТЭП»
70	ТПТ 1-3	15154		Эстакада возвращаемых конденсатов с производства, опломбирован	-196÷500 °С	
71	МЕТРАН-150	1093589		Эстакада возвращаемых конденсатов с производства, опломбирован	0-2,5 кгс/см ²	

Все средства измерения, задействованные в приборном учете отпуска тепловой энергии, внесены в Государственный реестр средств измерений и проходят регулярную поверку. Все коммерческие узлы учета ежегодно допускаются в эксплуатацию Ростехнадзором.

2.1.1.10. Статистика отказов и восстановлений основного оборудования СтТЭЦ

За период 2016 ÷ 2017 г.г. отказов и восстановлений основного оборудования Стерлитамакской ТЭЦ с нарушением теплоснабжения потребителей допущено не было. За период 2011 ÷ 2015 годов было четырнадцать аварийных отключений энергетических котлов и семь аварийных отключений турбоагрегатов, нарушений в теплоснабжении потребителей также допущено не было.

2.1.1.11. Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств СтТЭЦ

Источником водоснабжения Ново-Стерлитамакской ТЭЦ является река Белая. Речная вода до поступления на ТЭЦ проходит частичную очистку от взвешенных частиц: в паводковый период коагуляцией сернокислым алюминием с флокулятором, а в остальное время года просто отстаиванием в железобетонных ячейках.

По имеющимся анализам вода содержит большое количество аммиака, до 27 мг/кг, которое колеблется несколько раз в сутки, и большое содержание солей. (626 мг/кг). Для разбавления с целью снижения пиковых концентраций аммиака на станции используются грунтовые воды.

Для подпитки тепловой сети на Стерлитамакской ТЭЦ функционирует водоподготовительная установка подпиточной воды. Для подготовки подпиточной воды на станции используется одноступенчатое Na-катионирование с дальнейшим удалением растворенного в воде кислорода в деаэраторе. Производительность водоподготовительной установки подпитки тепловой сети СтТЭЦ составляет 200 м³/ч (умягченная вода), в аварийных случаях производительность ВПУ необработанной водой – 600 т/ч (из технического водопровода).

Характеристики водоподготовительной установки подпитки теплосети представле-

ны в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Характеристики ВПУ Стерлитамакской ТЭЦ

№ п/п	Параметр	Ед.изм	Значение	Примечание
1	Установленная производительность ВПУ	т/ч		
	Обессоливающая установка	т/ч	1250	
	Конденсатоочистка	т/ч	1000	
	Установка умягчения	т/ч	200	
2	Располагаемая производительность ВПУ	т/ч		
	Обессоливающая установка	т/ч	600	
	Конденсатоочистка	т/ч	600	
	Установка умягчения	т/ч	200	
3	Срок службы	лет		
4	количество баков аккумуляторов подпитки теплосети	шт.	1	Деаэратор подпитки тепловой сети
5	емкость баков аккумуляторов подпитки теплосети	м ³	100	
6	максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	35	
7	максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч	100	

2.1.1.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования источников тепловой и электрической энергии СтТЭЦ

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии СтТЭЦ по состоянию за период 2015-2017 годов не выдавались.

2.1.1.13. Проектный и установленный топливный режим СтТЭЦ

Проектным основным топливом для СтТЭЦ является природный газ, резервным и аварийным – топочный мазут.

В настоящее время в качестве основного топлива используются природный газ, подаваемый в общем потоке по газопроводу Ишимбай-Уфа. В качестве резервного и аварийного топлива используется топочный мазут.

Средняя теплота сгорания природного газа на СтТЭЦ за 2017 год составила 8 131,5 ккал/м³, теплота сгорания природного газа по месяцам 2017 года представлена в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Теплота сгорания природного газа СтТЭЦ в 2017 году

Месяц	Средняя теплота сгорания, ккал/м ³	Месяц	Средняя теплота сгорания, ккал/м ³
Январь	8 133	Июль	8 152
Февраль	8 133	Август	8 099
Март	8 152	Сентябрь	8 092
Апрель	8 192	Октябрь	8 094
Май	8 183	Ноябрь	8 092
Июнь	8 149	Декабрь	8 126

Характеристики и сжигаемого резервного и аварийного топлива представлены в таблице 2.15.

Таблица 2.15 – Характеристики резервного топлива СтТЭЦ

№ п/п	Определяемый показатель, единицы измерений	Результаты измерений	НД на методику изме- рений	Норма показателя качества по СТО-79636008-001 - 2012
1.	Плотность при 20°С, г/см ³ не более	0,959 (±0,0011)	ГОСТ 3900-85 п.1	1,003
2.	Массовая доля воды, %, не более	9,0 (±0,64)	ГОСТ 2477-65	10,0
3.	Зольность, % не более	0,073 (±0,17)	ГОСТ 1461-75	0,15
4.	Содержание механических примесей, %, не более	0,221 (±0,007)	ГОСТ 6370-83	0,5
5.	Теплота сгорания низшая, ккал/кг, не менее	9850 (±75) (41271,5)	ГОСТ 21261-91	35000
6.	Вязкость условная при 100°С, не более	6,39 (±0,60)	ГОСТ 6258-85	15
7.	Массовая доля серы, % не более	2,488 (±0,23)	ГОСТ 1437-75	3,0

Величина расходов основного и резервного топлива по СтТЭЦ за период с 2014 по 2017 годы представлены в таблице 2.16.

Таблица 2.16 – Расход основного и резервного топлива на СтТЭЦ за период 2014 ÷ 2017 годы

Годы	Расход природного газа		Теплота сгорания, ккал/м ³	Расход мазута		Теплота сгорания, ккал/кг
	тыс.м ³	т.у.т		т.	т.у.т	
2014	734 274	853 869	8 140			
2015	686 631	803 067	8 187	2 443	3 559	10 198
2016	692 152	807 739	8 169	17 090	23 110	9 466
2017	734 096	852 760	8 132	2 640	3 321	8 806

Топочный мазут на станцию подвозится железнодорожными составами.

Мазутное хозяйство Стерлитамакской ТЭЦ включает в себя следующие объекты:

- приемно-сливное устройство (ПСУ), состоящее из 2-х путной эстакады. Каждый путь рассчитан на 14-ть 4-х осных или 8-мь 8-ми осных железнодорожных цистерн;
- мазутные резервуары, 7-мь штук;
- мазутонасосная (МН);
- эстакада трубопроводов пара, конденсата, мазута;
- установка пено-пожаротушения мазутных резервуаров.

Суммарная фактическая емкость резервуаров мазутного хранилища составляет 31000 м³. Геометрический объем каждого резервуара № 6, 7, 8, 9, 12 равен 5000 м³, №10, 11 - 3000 м³. Все резервуары металлические, цилиндрической формы.

2.1.2 Ново-Стерлитамакская ТЭЦ

Ново-Стерлитамакская ТЭЦ (далее Н-СтТЭЦ), расположена в пригороде Стерлитамака Республики Башкортостан Российской Федерации, по адресу г. Стерлитамак, ул. Техническая, 32. Н-СтТЭЦ входит в состав ООО «БГК» и Стерлитамакской ТЭЦ (полное название Стерлитамакская ТЭЦ производственная площадка Ново-Стерлитамакской ТЭЦ⁵).

Ново-Стерлитамакская ТЭЦ поставляет электрическую энергию и мощность на оптовый рынок электрической энергии и мощности. Ново-Стерлитамакская и Стерлитамакская ТЭЦ являются двумя основными источниками тепловой энергии для системы централизованного теплоснабжения города Стерлитамак. Установленная электрическая мощность станции составляет 255 МВт, тепловая – 1 511,2 Гкал/час.

Строительство станции началось в 1973 году. Первый энергоблок был введен в эксплуатацию в 1977 году. Строительство первой очереди ТЭЦ завершено в 1981 году, станция достигла проектной мощности 355 МВт с вводом в эксплуатацию четвертого турбоагрегата Р-100-130/15.

⁵ С 1 июля 2014 года Ново-Стерлитамакская ТЭЦ - производственная площадка Стерлитамакской ТЭЦ

2.1.2.1. Состав и технические характеристики основного оборудования (структура основного оборудования) Н-СтТЭЦ

Н-СтТЭЦ – станция с критическими параметрами острого пара перед турбинами давления 13 МПа и 555 °С. Тепловая схема ТЭЦ блочная, с поперечными связями по острому пару, питательной воде и паропроводам пара промышленных параметров. Проектная установленная электрическая мощность станции – 355 МВт, в составе двух турбин ПТ-60, одной турбины ПТ-135 и одной противодавленческой турбины Р-100. Блоки с турбинами ПТ-60 скомпонованы с одним энергетическим котлом БКЗ-420-140, блоки с турбинами ПТ-60 и Р-100 скомпонованы с двумя энергетическими котлами БКЗ-420-140. На водогрейной котельной было установлено три пиковых водогрейных котла ПТВМ-100 и один КВ-ГМ-100.

На 01.01.2018 в составе основного оборудования станции осталось три паротурбинных агрегата (две турбины марки ПТ-60-130/15 и одна турбина ПТ-135-130/13), пять однотипных энергетических котла БКЗ-420-140 НГМ и три водогрейных котла ПТВМ-100.

В качестве основного топлива на станции используется магистральный природный газ, в качестве резервного – топочный мазут.

Состав и технические характеристики турбоагрегатов Н-СтТЭЦ по состоянию на 01.01.2018 представлены в таблице 2.17.

Таблица 2.17 – Основные технические характеристики турбоагрегатов Н-СтТЭЦ

Турбоагрегат	Ст. №	Завод изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	УЭМ, МВт	УТМ, Гкал/ч			Давление острого пара, кгс/см ²	Температура острого пара, град. °С
					УТМ всего, Гкал/час	отопительных отборов	промышленных отборов		
ПТ-60-130/13	1	ЛМЗ	1977	60	139	54	85	130	555
ПТ-60-130/13	2	ЛМЗ	1977	60	139	54	85	130	555
ПТ-135/165-130/15	3	ТМЗ	1979	135	309	115	194	130	555
Итого:				225	587	223	364		

Установленная электрическая мощность турбоагрегатов составляет 255 МВт, установленная тепловая мощность теплофикационных отборов турбоагрегатов составляет 587 Гкал/ч.

Состав и технические характеристики энергетических котлов Н-СтТЭЦ по состоянию на 01.01.2018 представлены в таблице 2.18.

Таблица 2.18 – Основные технические характеристики энергетических котлов Н-СтТЭЦ

Марка котла	Ст. №	Завод изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	УТМ, Гкал/ч	Производительность, т/ч	Параметры острого пара		Вид сжигаемого топлива	
						давление, кгс/см ²	температура, °С	основное	резервное
БКЗ-420-140 НГМ	1	Бийский котельный завод г. Бийск	1977	250	420	140	560	газ	мазут
БКЗ-420-140 НГМ	2	Бийский котельный завод г. Бийск	1977	250	420	140	560	газ	мазут
БКЗ-420-140 НГМ	3	Бийский котельный завод г. Бийск	1979	250	420	140	560	газ	мазут
БКЗ-420-140 НГМ	4	Бийский котельный завод г. Бийск	1980	250	420	140	560	газ	мазут
БКЗ-420-140 НГМ	6	Бийский котельный завод г. Бийск	1981	250	420	140	555	газ	мазут
ИТОГО				1 500	2 520	-	-	-	-

На 01.01.2018 в составе основного оборудования Н-СтТЭЦ находятся три водогрейных котла ПТВМ-100, характеристики водогрейных котлов представлены в таблице 2.19.

Таблица 2.19 – Характеристики водогрейных котлов СтТЭЦ

Ст. №	Тип (марка) котла, завод-изготовитель	Год ввода	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Параметры воды		Вид топлива	
					Р, кгс/ см2	t, °С	основное	резервное
1	ПТВМ-100	1976	100	100	25	150	газ	мазут
2	ПТВМ-100	1976	100	100	25	150	газ	мазут
3	ПТВМ-100	1978	100	100	25	150	газ	мазут
ИТОГО			300	300				

2.1.2.2. Установленная тепловая мощность теплофикационного оборудования и теплофикационной установки. Установленная электрическая мощность Н-СтТЭЦ

Установленная электрическая мощность Н-СтТЭЦ на конец 2017 года составляла 255 МВт, тепловая мощность – 1 511,2 Гкал/ч, в том числе теплофикационных отборов – 587 Гкал/ч (данные формы федерального статистического наблюдения 6-ТП).

Данные об установленной, располагаемой и установленной электрической мощности, установленной тепловой мощности в 2014 ÷ 2017 годах представлены в таблице 2.20.

Таблица 2.20 – Установленная и располагаемая на конец года электрическая мощность и установленная тепловая мощность Н-СтТЭЦ в 2014-2017 годах

Год	Электрическая мощность, МВт		Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	
	установленная	располагаемая на конец года	общая	теплофикационных отборов турбин
2014	255	239,79	1 511,2	587
2015	255	255,22	1 511,2	587
2016	255	255	1 511,2	587
2017	255	255	1 511,2	587

Ограничения установленной электрической мощности станции обусловлены недостатком тепловой нагрузки, ограничения в мае - августе приблизительно составляет 20 МВт, в сентябре – 15 МВт.

2.1.2.3. Наличие ограничений тепловой мощности и значения располагаемой тепловой мощности. Величина потребления тепловой мощности на собственные нужды и значение тепловой мощности нетто Н-СтТЭЦ

Ограничения тепловой мощности станции отсутствуют, располагаемая тепловая мощность равна установленной.

Фактические значения потребления тепловой мощности на собственные нужды станции при прохождении зимнего максимума тепловых нагрузок за 2013 ÷ 2016 годы приведены в таблице 2.21.

Таблица 2.21 – Потребление тепловой мощности на собственные нужды Н-СтТЭЦ в 2013-2017 годах, Гкал/ч

Собственные нужды	2013	2014	2015	2017
Всего, в т. ч.:	17,1	20,2	20,1	17,1
в горячей воде	3,8	4,5	4,5	3,8
в паре	13,3	15,7	15,6	13,3

Для определения тепловой мощности Н-СтТЭЦ нетто в качестве потребления тепловой мощности на собственные нужды были приняты фактические данные по часовому расходу тепловой энергии на собственные нужды в час максимальной тепловой нагрузки на коллекторах станции. Выбор данных значений обоснован тем, что указанные фактические часовые затраты тепла на собственные нужды наблюдались при температурах наружного воздуха, близких к расчетным, а баланс располагаемой тепловой мощности и присоединенной фактической тепловой нагрузки составляет для

расчетной температуры наружного воздуха.

Располагаемая мощность станции в горячей воде ограничена производительностью теплофикационной установкой станции, которая составляет 575 Гкал/ч (в максимально-зимнем режиме с расходом теплоносителя 8500 т/ч), в том числе:

- располагаемая мощность водогрейных котлов 300 Гкал/ч;
- располагаемая мощность бойлерной установки ТГ-1 составляет 55 Гкал/ч;
- располагаемая мощность бойлерной установки ТГ-2 составляет 55 Гкал/ч;
- располагаемая мощность бойлерной установки ТГ-3 составляет 110 Гкал/ч;
- располагаемая мощность обще-станционных бойлеров ПСВ-500 составляет 55 Гкал/ч.

Данные об установленной тепловой мощности, ограничениях тепловой мощности, располагаемой тепловой мощности, величине потребления тепловой мощности на собственные нужды и значении тепловой мощности нетто за 2013 ÷ 2017 годы представлены в таблице 2.22.

Таблица 2.22 – Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто Н-СтТЭЦ в 2013÷2017 годах

Год	Установленная мощность, Гкал/ч			Ограничения установленной тепловой мощности, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Расчетное потребление тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал
	турбо-агрегатов	прочее	всего				
2013	587	924,2	1 511,2	0	1 511,2	17,1	1 494,1
2014	587	924,2	1 511,2	0	1 511,2	20,2	1 491,0
2015	587	924,2	1 511,2	0	1 511,2	20,1	1 491,1
2017	587	924,2	1 511,2	0	1 511,2	17,1	1 494,1

2.1.2.4. Год ввода в эксплуатацию, наработка с начала эксплуатации, остаточный ресурс (с учетом мероприятий по его продлению) и год достижения паркового (индивидуального) ресурса основного оборудования Н-СтТЭЦ

В таблице 2.23 представлены год ввода в эксплуатацию, наработка с начала эксплуатации и год достижения паркового (индивидуального) ресурса энергетических котлов Н-СтТЭЦ.

Таблица 2.23 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов Н-СтТЭЦ на 01.01.2018

Ст. №	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы, год.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	БКЗ-420-140 НГМ	1977	47	2024			
2	БКЗ-420-140 НГМ	1977	47	2024			
3	БКЗ-420-140 НГМ	1979	45	2024			
4	БКЗ-420-140 НГМ	1980	44	2024			
6	БКЗ-420-140 НГМ	1981	41	2024			

Все энергетические котлы станции достигнут назначенного ресурса эксплуатации в 2024 году.

В таблице 2.24 представлены год ввода в эксплуатацию, наработка с начала эксплуатации и год достижения паркового (индивидуального) ресурса паровых турбин Н-СтТЭЦ.

Таблица 2.24 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых турбин Н-СтТЭЦ на 01.01.2018

Ст. №	Тип турбины	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на 01.01.16, час.	Год достижения паркового ресурса	Нормативное количество пусков	Кол-во пусков	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ПТ-60-130/13	1977	220 000	273 339	2007	600	249	67 226	1	2019
2	ПТ-60-130/13	1977	220 000	277 880	2008	600	193	76 700	1	2020
3	ПТ-135/165-130/15	1979	220 000	269 057	2011	600	136	85 317	1	2022

Три турбины станции работают с продленным парковым ресурсом, в том числе:

- на турбине ст. № 1 в 2007 году парковый ресурс был продлен на 67,2 тыс. часов;
- на турбине ст. № 2 в 2008 году парковый ресурс был продлен на 76,7 тыс. часов;
- на турбине ст. № 3 в 2011 году парковый ресурс был продлен на 85,3 тыс. часов.

Из таблицы 2.24 следует, что ближайшая выработка ресурса работы турбин наступит не ранее конца 2019 года.

В таблице 2.25 представлены год ввода в эксплуатацию, срок службы с начала эксплуатации и год достижения паркового (индивидуального) ресурса пиковых водогрейных котлов Н-СтТЭЦ.

Таблица 2.25 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса водогрейных котлов Н-СтТЭЦ на 01.01.2018

Ст. №	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы, год.	Год достижения паркового ресурса
1	ПТВМ-100	1964	44	2019
2	ПТВМ-100	1964	44	2019
3	ПТВМ-100		45	2023

2.1.2.5. Типы и станционные номера теплофикационных агрегатов, не прошедших конкурентный отбор мощности Н-СтТЭЦ

Все турбоагрегаты станции прошли конкурсный отбор мощности до 2021 года.

2.1.2.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок Н-СтТЭЦ

Установленная мощность теплофикационных отборов паровых турбин станции составляет 587 Гкал/ч, тепловая мощность РОУ и БРОУ – 624,2 Гкал/ч, установленная тепловая мощность пиковых водогрейных котлов – 300 Гкал/ч. Тепловая мощность теплофикационных отборов паровых турбин и редуцирующих установок обеспечивается номинальной паропроизводительностью котлов с избытком. Мощности бойлеров теплофикационных установок также достаточно для выдачи установленной тепловой мощности. Располагаемая мощность станции в горячей воде ограничена производительностью теплофикационной установкой станции, которая составляет 575 Гкал/ч (в максимально-зимнем режиме с расходом теплоносителя 8500 т/ч), в том числе:

- располагаемая мощность водогрейных котлов 300 Гкал/ч;
- располагаемая мощность бойлерной установки ТГ-1 составляет 55 Гкал/ч;
- располагаемая мощность бойлерной установки ТГ-2 составляет 55 Гкал/ч;

- располагаемая мощность бойлерной установки ТГ-3 составляет 110 Гкал/ч;
- располагаемая мощность обще-станционного пикового бойлера ПСВ-500 составляет 55 Гкал/ч.

Отпуск пара промышленных параметров осуществляется потребителям по четырем общим паропроводам 16 ата от промышленных отборов турбин ст. №№ 1, 2 и 3 и резервируется четырьмя БРОУ-140/16 с максимальной суммарной производительностью 910 т/ч.

Отпуск тепла в горячей воде осуществляется от трех бойлерных установок и обще-станционных бойлеров, в том числе:

- установка ТГ-1: два подогревателя сетевых вертикальных марки ПСВ-500-3-23 греющий пар на ПСВ поступает от теплофикационных отборов ТГ-1;
- установка ТГ-2: два подогревателя сетевых вертикальных марки ПСВ-500-3-23 греющий пар на ПСВ поступает от теплофикационных отборов ТГ-2;
- установка ТГ-3: два подогревателя сетевых горизонтальных марки ПСГ-1300-3-8 греющий пар на ПСГ поступает от теплофикационных отборов ТГ-3.

Для подогрева сетевой воды до пиковых температур на станции установлены три пиковых водогрейных котла ПТВМ-100 и пиковый бойлер ПСВ-500-14-23, источником пара для которого является общестанционный паропровод 15 ата.

Отпуск тепла от станции в горячей воде на город осуществляется по 2 магистралям с диаметром головных участков трубопроводов тепловых сетей 1000 мм.

Состав и состояние теплообменного оборудования теплофикационных установок станции представлены в таблице 2.26.

Таблица 2.26 – Состав теплообменного оборудования ТФУ Н-СтТЭЦ на 01.01.2018 года

Станционный номер	Тип	Маркировка	Место подключения по пару
1А, 1Б	подогреватель сетевой вертикальный	ПСВ-500-3-23	теплофикационный отбор турбины ст.№1
	подогреватель сетевой вертикальный	ПСВ-500-3-23	теплофикационный отбор турбины ст.№1
2А, 2Б	подогреватель сетевой вертикальный	ПСВ-500-3-23	теплофикационный отбор турбины ст.№2
	подогреватель сетевой вертикальный	ПСВ-500-3-23	теплофикационный отбор турбины ст.№2
1, 2	подогреватель сетевой горизонтальный	ПСГ-1300-3-8	теплофикационный отбор турбины ст.№3
	подогреватель сетевой горизонтальный	ПСГ-1300-3-8	теплофикационный отбор турбины ст.№3

Станционный номер	Тип	Маркировка	Место подключения по пару
ПБ	пиковый бойлер	ПСВ-500-14-23	паропровод 15 ата

Характеристики сетевых насосов Ново-Стерлитамакской ТЭЦ представлены в таблице 2.27.

Таблица 2.27 – Характеристики сетевых насосов теплофикационной установки Н-СтТЭЦ

Станционный номер	Маркировка, тип	Номинальная подача, т/ч	Номинальный напор, м в. ст.
СН1п-1	300Д900	1260	5,4
СН1п-2	Д-3200*75	3200	75
СН1п-3	Д-3200*75	3200	75
СН1п-4	Д-3200*75	3200	75
СН1п-5	Д-3200*75	3200	75
СН1п-6	Д-3200*75	3200	75
СН2п-1	СЭ-2500-180	2500	180
СН2п-2	СЭ-2500-180	2500	180
СН2п-3	СЭ-1250-140	1250	140
СН2п-4	СЭ-1250-140	1250	140
СН2п-5	СЭ-1250-140	1250	140
СН2п-6	СЭ-1250-140	1250	140
СН2п-7	СЭ-2500-180	2500	180

Схема выдачи тепловой мощности от Н-СтТЭЦ представлена на рисунке 2.7.

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

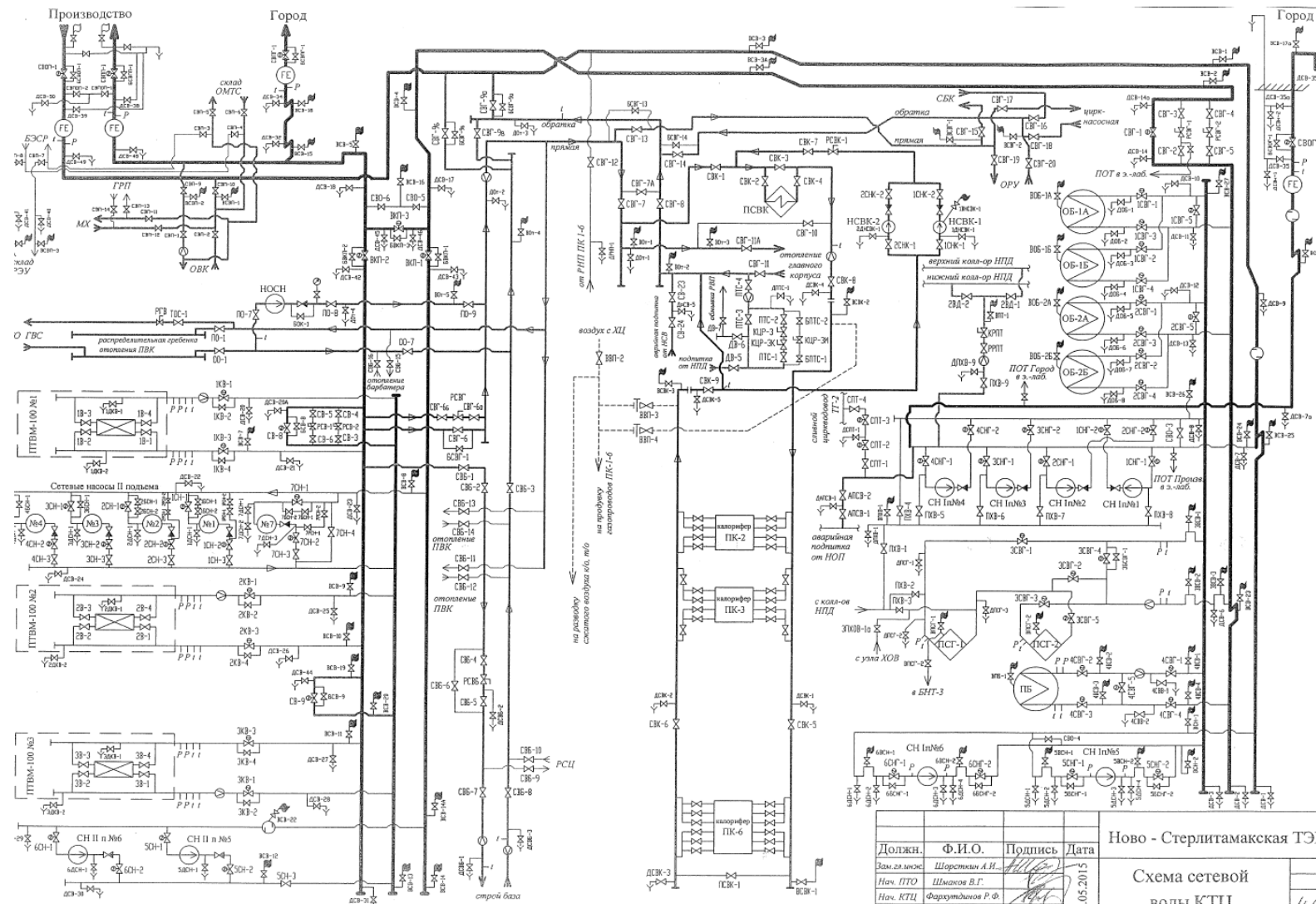


Рисунок 2.7 – Принципиальная тепловая схема ТПУ Н-СтТЭЦ

2.1.2.7. Регулирование отпуска тепловой энергии от Н-СтТЭЦ

Основной задачей регулирования отпуска теплоты в системах теплоснабжения является поддержание заданной температуры воздуха в отапливаемых помещениях при изменяющихся в течение отопительного периода внешних климатических условиях и заданной температуре горячей воды, поступающей в системы горячего водоснабжения, при изменяющемся в течение суток расходе этой воды.

Система теплоснабжения от Н-СтТЭЦ закрытая, проектировалась на центральное качественное регулирование отпуска тепловой энергии. Подключение потребителей тепла к тепловым сетям ТЭЦ в основном по зависимой схеме.

Регулирование отпуска тепла от Н-СтТЭЦ осуществляется централизованно на источнике тепла по отопительной нагрузке с температурным графиком 150/70 °С.

Проектный температурный график в зоне теплоснабжения Ново-Стерлитамакской ТЭЦ 150/70 °С был выбран во время развития систем централизованного теплоснабжения города в 50-х годах прошлого века и действует до настоящего времени с верхней срезкой на 130 °С при температуре ниже минус 26 °С и нижним спрямлением на 70 °С, для обеспечения нагрузки ГВС.

Утвержденный график температуры сетевой воды на 2018 год в подающем трубопроводе на выходе со станции представлен на рисунке 2.8, без учета необходимой минимальной температуры для обеспечения нагрузки ГВС и верхней срезки температуры сетевой воды. Минимальная температура сетевой воды для обеспечения нагрузки ГВС и верхняя срезка температуры сетевой воды в подающем трубопроводе задаются в соответствии с утвержденной режимной картой работы тепловых сетей от станции.

Утвержденный график температуры сетевой воды на 2018 год в подающем трубопроводе на выходе со станции с учетом необходимой минимальной температуры для обеспечения нагрузки ГВС и верхней срезки температуры сетевой воды представлен на рисунке 2.9.

На рисунке 2.10 представлены температуры сетевой воды в обратном трубопроводе для графика регулирования отпуска тепла 150/70 °С.

для включения в договор с ООО "БГК"
на поставку тепловой энергии,
теплоносителя и тепловой мощности

Приложение № 1.1
к Указанию "БашРТС-Стерлитамак"
от 27.12.2017 № 91

**График температур сетевой воды в подающем трубопроводе
на выходе Ново-Стерлитамакской ТЭЦ, производственной площадки
Стерлитамакской ТЭЦ, Салаватской ТЭЦ**

Среднесуточная температура наружного воздуха, прогнозируемая за 72 часа (Т _{нв}), °С	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе в точке поставки (Т ₁), °С
+8 (и выше)	53,2
+7	55,7
+6	58,1
+5	60,5
+4	62,9
+3	65,3
+2	67,7
+1	70,0
0	72,4
-1	74,7
-2	77,0
-3	79,3
-4	81,6
-5	83,9
-6	86,2
-7	88,5
-8	90,8
-9	93,0
-10	95,3
-11	97,6
-12	99,8
-13	102,0
-14	104,3
-15	106,5
-16	108,7
-17	110,9
-18	113,1
-19	115,3
-20	117,5
-21	119,7
-22	121,9
-23	124,1
-24	126,3
-25	128,5
-26	130,6
-27	132,8
-28	135,0
-29	137,1
-30	139,3
-31	141,4
-32	143,6
-33	145,7
-34	147,9
-35 (и ниже)	150,0

Примечание:

Значения Т₁ приведены без учета необходимой минимальной температуры для обеспечения нагрузки горячего водоснабжения и среза температуры прямой сетевой воды.

Минимальная температура для обеспечения нагрузки горячего водоснабжения и срез температуры прямой сетевой воды задаются в соответствии с утвержденной режимной картой работы тепловых сетей от теплоисточника.

Рисунок 2.8 – Утвержденный на 2018 год график температуры сетевой воды в подающем трубопроводе от Н-СтТЭЦ без учета верхней срезки и нижнего спрямления на нужды нагрузки ГВС

для включения в договора
теплоснабжения

Приложение № 2.1
к Указанию "БашРТС-Стерлитамак"
от 27.12.2017 № 91

График температур сетевой воды в подающем трубопроводе
на выходе источников регулирования
по температурным графикам 150-70 °С, 130-70 °С, 120-70 °С, 105-70 °С, 95-70 °С
г. Стерлитамак

Среднесуточная температура наружного воздуха, прогнозируемая за 72 часа (Т _{нв}), °С	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей на выходе источника регулирования (Т ₁), °С				
	теплоточистоты	ЦТП по независимой схеме			
		150	130	120	105
+8 (и выше)	70,0	48,9	46,7	43,4	41,2
+7	70,0	50,9	48,6	45,0	42,7
+6	70,0	53,0	50,5	46,6	44,1
+5	70,0	55,1	52,3	48,2	45,5
+4	70,0	57,1	54,2	49,8	46,9
+3	70,0	59,1	56,0	51,4	48,3
+2	70,0	61,1	57,8	52,9	49,7
+1	70,0	63,1	59,7	54,5	51,0
0	72,4	65,1	61,5	56,0	52,4
-1	74,7	67,1	63,2	57,5	53,7
-2	77,0	69,0	65,0	59,0	55,0
-3	79,3	71,0	66,8	60,5	56,3
-4	81,6	72,9	68,6	62,0	57,6
-5	83,9	74,9	70,3	63,5	58,9
-6	86,2	76,8	72,0	65,0	60,2
-7	88,5	78,7	73,8	66,4	61,5
-8	90,8	80,6	75,5	67,9	62,8
-9	93,0	82,5	77,2	69,3	64,0
-10	95,3	84,4	78,9	70,8	65,3
-11	97,6	86,3	80,6	72,2	66,6
-12	99,8	88,2	82,3	73,6	67,8
-13	102,0	90,0	84,0	75,0	69,0
-14	104,3	91,9	85,7	76,4	70,3
-15	106,5	93,8	87,4	77,9	71,5
-16	108,7	95,6	89,1	79,3	72,7
-17	110,9	97,5	90,7	80,7	73,9
-18	113,1	99,3	92,4	82,0	75,1
-19	115,3	101,2	94,1	83,4	76,3
-20	117,5	103,0	95,7	84,8	77,5
-21	119,7	104,8	97,4	86,2	78,7
-22	121,9	106,6	99,0	87,6	79,9
-23	124,1	108,5	100,6	88,9	81,1
-24	126,3	110,3	102,3	90,3	82,3
-25	128,5	112,2	104,1	91,9	83,8
-26	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-27	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-28	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-29	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-30	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-31	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-32	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-33	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-34	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-35 (и ниже)	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3

Рисунок 2.9 – Утвержденный на 2018 год график температуры сетевой воды в подающем трубопроводе от Н-СТТЭЦ с учетом верхней срезки и нижнего спрямления на нужды нагрузки ГВС

для включения в договора
теплоснабжения

Приложение № 3.1.1
к Указанию "БашРТС-Стерлитамак"
от 27.12.2017 № 91

График температур сетевой воды в обратном трубопроводе,
возвращаемой от потребителя тепловой энергии,
по температурному графику 150-70 °С
г. Стерлитамак

Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T1), °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T2), °С	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T1), °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T2), °С
53	35,7	102	54,0
54	36,1	103	54,4
55	36,5	104	54,7
56	36,9	105	55,1
57	37,3	106	55,4
58	37,7	107	55,8
59	38,1	108	56,1
60	38,5	109	56,4
61	38,9	110	56,8
62	39,3	111	57,1
63	39,7	112	57,5
64	40,1	113	57,8
65	40,5	114	58,2
66	40,8	115	58,5
67	41,2	116	58,8
68	41,6	117	59,2
69	42,0	118	59,5
70	42,4	119	59,8
71	42,8	120	60,2
72	43,1	121	60,5
73	43,5	122	60,9
74	43,9	123	61,2
75	44,3	124	61,5
76	44,6	125	61,9
77	45,0	126	62,2
78	45,4	127	62,5
79	45,8	128	62,9
80	46,1	129	63,2
81	46,5	130	63,5
82	46,9	131	63,8
83	47,2	132	64,2
84	47,6	133	64,5
85	48,0	134	64,8
86	48,3	135	65,2
87	48,7	136	65,5
88	49,1	137	65,8
89	49,4	138	66,1
90	49,8	139	66,5
91	50,1	140	66,8
92	50,5	141	67,1
93	50,8	142	67,4
94	51,2	143	67,8
95	51,6	144	68,1
96	51,9	145	68,4
97	52,3	146	68,7
98	52,6	147	69,0
99	53,0	148	69,4
100	53,3	149	69,7
101	53,7	150	70,0

Рисунок 2.10 – Утвержденный на 2018 год график температуры сетевой воды в обратном трубопроводе возвращаемый от потребителя на Н-СтТЭЦ

2.1.2.8. Среднегодовая загрузка оборудования Н-СтТЭЦ

На рисунке 2.11 представлены значения коэффициентов использования установленной электрической, тепловой и теплофикационной мощностей Н-СтТЭЦ за период с 2014 по 2017 годы.

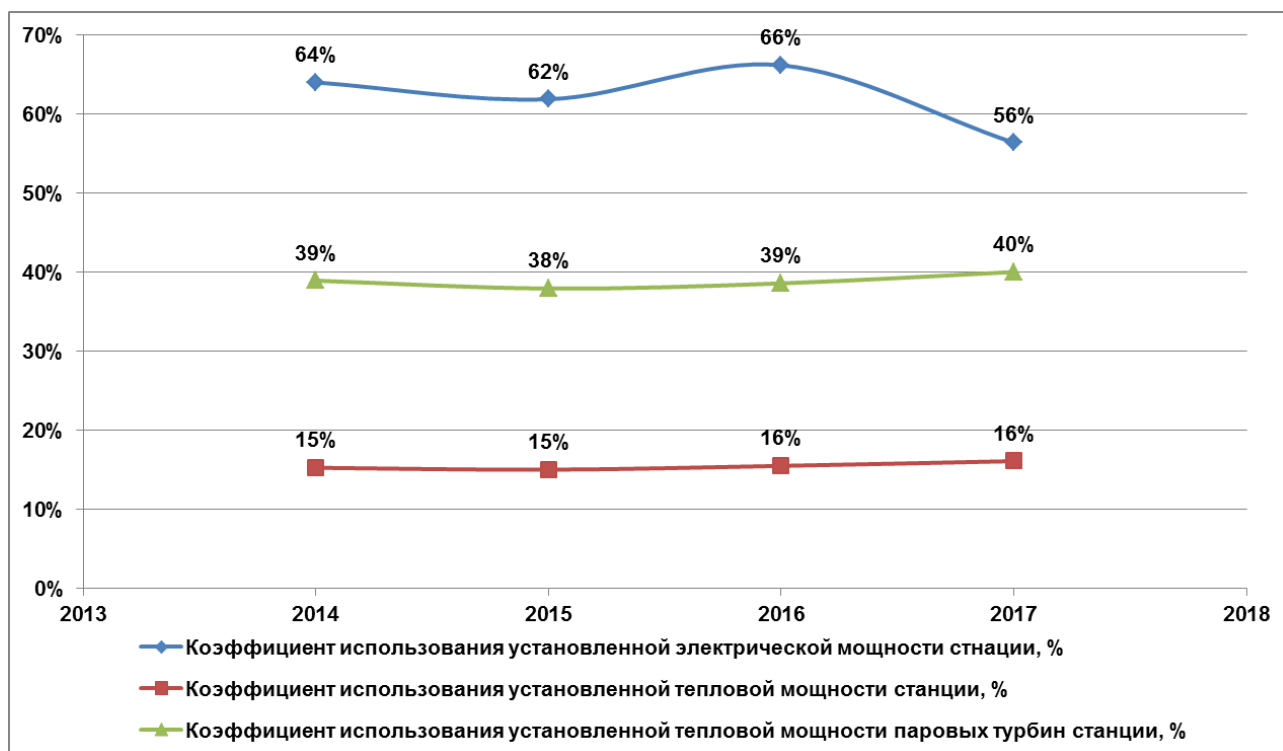


Рисунок 2.11 – Коэффициенты использования электрической и тепловой установленной мощности Н-СтТЭЦ

Величина КИУМ по электрической мощности находится на уровне 66 – 56 %, по тепловой мощности – на уровне 15 – 16 %, по теплофикационной мощности – на уровне 39 – 40 % и связана с загрузкой электростанции в соответствии с диспетчерским графиком электрических нагрузок и фактическим потреблением тепловой энергии потребителями.

2.1.2.9. Способы учета тепла, отпущенного в паровые и водяные тепловые сети от Н-СтТЭЦ

Учет отпуска тепла на станции осуществляется по всем тепломагистралям в горячей воде и в паре промышленных параметров. Также осуществляется учет тепла с подпиткой водяных тепловых сетей.

Места установки приборов учета по выводам Н-СтТЭЦ с наименованием средства измерения, метода измерения, характеристик, дат поверки приборов и их характеристики представлены в таблице 2.28.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Таблица 2.28 – Приборы учета, установленные на выводах Н-СтТЭЦ

№ п/п	Тип прибора	Заводской номер	Дата акта периодической проверки узлов учета на источнике теплоты	Место установки и наличие пломбы	Шкала прибора	Примечание
Трубопровод подпитки т/с (турбинное отделение)						
1	ДМЭР-МИ КСУ-2	2302501 0056761	24.07.2017г.	Главный корпус, турбинное отделение, трубопровод подпитки т/с с ТО, опломбирован	0-200 т/ч	
2	ДМЭР-МИ КСУ-2	7301881 0020736		Главный корпус, турбинное отделение, трубопровод подпитки т/с с ТО, опломбирован	0-63 т/ч	
Трубопровод подпитки т/с (котельное отделение)						
3	ДМ КСД-2	3789 5041651	24.07.2017г.	Главный корпус, котельное отделение, трубопровод подпитки т/с с КО, опломбирован	0-200 т/ч	
4	ДМ КСД-2	16687 5031003		Главный корпус, котельное отделение, трубопровод подпитки т/с с КО, опломбирован	0-63 т/ч	
Трубопровод подпитки т/с (расширитель непрерывной продувки)						
5	ДМЭР-МИ КСУ-2	7300352 0015591	24.07.2017г.	Главный корпус, котельное отделение, трубопровод подпитки т/с с РНП, опломбирован	0-25 т/ч	
	Тепломагистраль «Город»					
6	СПТ961	4252	24.07.2017г.	Главный корпус, ГРЩУ-1 шкаф ТВ-1, опломбирован	-	
7	УРСВ «Взлет МР»	800554		Теплопункт №4, трубопровод ПСВ «Город», опломбирован	99,05÷11320 м³/ч	
8	УРСВ «Взлет МР»	707621		Теплопункт №1, трубопровод ОСВ «Город», опломбирован	99,05÷11320 м³/ч	
9	МЕТРАН-100-ДИ	813492		Теплопункт №4, трубопровод ПСВ «Город», опломбирован	0÷16 кгс/см²	
10	МЕТРАН-100-ДИ	813493		Теплопункт №1, трубопровод ОСВ «Город», опломбирован	0÷10 кгс/см²	
11	КТСП Метран-206	667244Г		Теплопункт №4, трубопровод ПСВ «Город», опломбирован	0÷180°С	
12	КТСП Метран-206	667244Х		Теплопункт №1, трубопровод ОСВ «Город», опломбирован	0÷180°С	
	Тепломагистраль «Каустик»					
13	СПТ961.2.	23124	24.07.2017г.	Главный корпус, ГРЩУ-1 шкаф ТВ-1, опломбирован	-	
14	УРЖ 2КМ	3476		Теплопункт №2, трубопровод ПСВ,ОСВ «Каустик», опломбирован	200÷3500 м³/час	

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Тип прибора	Заводской номер	Дата акта периодической проверки узлов учета на источнике теплоты	Место установки и наличие пломбы	Шкала прибора	Примечание
15	МИДА-ДИ-13П	11316877		Теплопункт №2, трубопровод ПСВ «Каустик», опломбирован	0÷1,6 МПа	
16	МИДА-ДИ-13П	16103549		Теплопункт №2, трубопровод ОСВ «Каустик», опломбирован	0÷0,6 МПа	
17	КТПТР-01	830А /830		Трубопровод ПСВ,ОСВ «Каустик», опломбирован	0÷180°С	
	Паропровод «Каустик»					
18	СПТ961.2.	25625	15.09.2017г.	Главный корпус, ГРЩУ-1 шкаф ТВ-1, опломбирован	-	
19	Метран-150 CD2	1328843		Теплопункт №1, паропровод «Каустик» нитка 1, опломбирован	0÷63 кПа	
20	Метран-150 TG3	1329782		Теплопункт №1, паропровод «Каустик» нитка 1, опломбирован	0÷2,5 МПа	
21	ТС-1088Л	7088		Теплопункт №1, паропровод «Каустик» нитка 1, опломбирован	-100÷450 °С	
22	Метран-150 CD2	1328842		Теплопункт №1, паропровод «Каустик» нитка 2, опломбирован	0÷63 кПа	
23	Метран-150 TG3	1329783		Теплопункт №1, паропровод «Каустик» нитка 2, опломбирован	0÷2,5 МПа	
24	ТС-1088Л	7087		Теплопункт №1, паропровод «Каустик» нитка 2, опломбирован	-100÷450 °С	

Все средства измерения, задействованные в приборном учете отпуска тепловой энергии, внесены в Государственный реестр средств измерений и проходят регулярную поверку. Все коммерческие узлы учета ежегодно допускаются в эксплуатацию Ростехнадзором.

2.1.2.10. *Статистика отказов и восстановлений основного оборудования Н-СтТЭЦ*

В 2016 году произошло две аварийных ситуации на энергетических котлах станции, приведшие к останову соответствующих энергетических котлов. В 2017 году произошло три аварийных ситуации на энергетических котлах станции приведших к останову соответствующих энергетических котлов и одна аварийная ситуация электрооборудования станции, приведшая к отключения ВЭ-110 кВ. Аварийного отключения паротурбинных установок за 2016 и 2017 годы не было.

За период 2011 ÷ 2015 года на Н-СтТЭЦ было 26 аварийных отключений энергетических котлов и 4 аварийных отключения паротурбинных установок.

Ни одно аварийное отключение основного оборудования станции за период с 2011 по 2017 годы не привело к нарушению режима теплоснабжения абонентов.

В таблице 2.29 приведена информация по аварийности, причинам и мероприятия направленные на устранение возникших аварийных ситуаций.

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

Таблица 2.29 – Информация о причинах аварийности и мероприятия по их устранению на Н-СтТЭЦ за период 2011 ÷ 2017 годы

№ акта и дата аварии	Причины аварии	№ мероприятий в акте расследования. Содержание мероприятий.	Срок исполнения по акту расследования
Аварии 2016			
Акт № 1 от 02.07.2016 (код 3.3.15)	Останов ПК-3 (защитой по повышению уровня в барабане). Из-за дребезга магнитной системы реле в результате снижения частоты тока менее 50 Гц и понижения напряжения в сети 380 В образовался нагар на контактах 1-2 реле контроля напряжения РП (тип ПМЕ-071). Сборка 301Н обесточилась. В результате пропало питание регуляторов уровня в барабане ПК-3 и задвижек узла питания.	3.1.1. В ближайший плановый вывод в ремонт сборки 301 Н главного корпуса заменить реле контроля напряжения РП (тип ПМЕ-071) – выполнено.	30.10.2016 г.
Акт № 2 от 23.09.2016 (код 3.3.19)	ПК-6 отключен оперативным персоналом из-за повреждения змеевика 4-й ступени конвективного пароперегревателя.	3.1.1. До замены КПП ПК-6 работать с температурой перегретого пара и металла III, IV ступеней КПП согласно указанию НСтТЭЦ от 21.11.2012 г. №80 – срок не истек.	30.12.2019 г.
		3.2.1. Подготовить и направить в ООО «БГК» материалы для составления ремонтной программы по замене III, IV ступеней КПП ПК-6 – выполнено.	30.01.2017 г.
Аварии 2017			
Акт № 1 от 03.04.2017 (код 3.3.15)	Отключение ВЭ-110 кВ ОШВ-1 с запретом АПВ. Появление напряжения $3U_0=35 В$ в цепях напряжения комплекта РЗА ВЭ-110 кВ ОШВ-1, вызванное перекосом напряжений в фазах вследствие возникновения неисправности ключа 1ПР на панели 8 «Автоматика 13СВ, 1ТН, 2ТН» в РЩ ЗРУ-110кВ (увеличения сопротивления контактов ключа) при переводе из положения «Работа» в положение «Резерв», что привело к срабатыванию функции «контроль $3U_0$ » в комплекте РЗА ВЭ-110 кВ ОШВ-1.	3.1.1. Получить от проектно-наладочной организации ОАО «ВНИИР» и установить на Ново-Стерлитамакской ТЭЦ исправный микропроцессорный терминал (Сириус-3-ЛВ-03) комплекта РЗА ВЭ-110 кВ ОШВ-1 – выполнено.	30.07.2017 г.
		3.1.2. Заменить ключ 1ПР на панели 8 «Автоматика 13СВ, 1ТН, 2ТН» в РЩ ЗРУ-110кВ Ново-Стерлитамакской ТЭЦ – выполнено.	31.12.2017 г.
		3.1.3. Выполнить внеочередную проверку ключей типа ПКУ-3-12, используемых в цепях напряжения на Ново-Стерлитамакской ТЭЦ. При необходимости выполнить замену - выполнено.	31.12.2017 г.
		3.2.1. Написать претензионное письмо в проектно-наладочную организацию ОАО «ВНИИР» с целью незамедлительного устранения неисправности микропроцессорного терминала (Сириус-3-ЛВ-03) комплекта РЗА ВЭ-110 кВ ОШВ-1 Ново-Стерлитамакской ТЭЦ по гарантийным обязательствам – выполнено.	30.04.2017 г.
		3.2.2. Разработать и утвердить программу замены ключа 1ПР на панели 8 «Автоматика 13СВ, 1ТН, 2ТН» в РЩ ЗРУ-110кВ Ново-Стерлитамакской ТЭЦ – выполнено.	30.05.2017 г.
Акт №2 от 07.07.2017 (код 3.3.19)	Останов ПК-4 (защитой по погасанию факела). Нарушение электрослесаря Пронина В.Н. «Инструкции по эксплуатации и техническому обслуживанию САР ПК-4».	3.2.1. Электрослесарю ЦАСУТП Пронину В.Н. назначить внеочередную проверку знаний ПТЭ и инструкций – выполнено.	07.08.2017 г.

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

№ акта и дата аварии	Причины аварии	№ мероприятий в акте расследования. Содержание мероприятий.	Срок исполнения по акту расследования
		3.2.2. Провести противоаварийную тренировку электрослесарю Прохину В.Н. на тему «Неисправности в автоматизированных системах реализованных на базе микропроцессорных контроллеров» – выполнено.	07.08.2017 г.
		3.3.3. В дни специальной подготовки проработать с оперативным персоналом ЦАСУТП «Инструкцию по эксплуатации и техническому обслуживанию САР ПК-4» – выполнено.	07.08.2017 г.
Акт №3 от 27.08.2017 (код 3.3.1)	ПК-1 был аварийно остановлен оперативным персоналом (<i>небаланс 280 т/ч.</i>) из-за разрушения верхней трубы верхней панели задней стенки конвективной шахты котла.	3.2.1. Произвести 100% визуальный осмотр верхней панели задней стенки конвективной шахты ПК№1 со стороны конвективной шахты на предмет выявления неплотностей – выполнено.	30.05.2018 г.
		3.2.2. По результатам визуального осмотра принять решение о необходимости замены верхней трубы верхней панели задней стенки конвективной шахты и устранить выявленные неплотности – выполнено.	30.05.2018 г.
Акт №4 от 19.09.2017 (код 3.3.1)	При переводе ПК-2 на сжигание мазута произошло дополнительное затемнение отверстий, что привело к срабатыванию <i>защиты по погасанию факела</i> в топке.	3.2.1. Провести внеочередное техническое обслуживание технологических защит по погасанию факела в топке на паровых котлах №1-6 – выполнено.	10.10.2017 г.
		3.2.2. Провести внеплановый инструктаж оперативному и ремонтному персоналу ЦАСУТП о необходимости качественного обслуживания и ремонта средств, участвующих в технологических защитах – выполнено.	17.10.2017 г.
		3.2.3. Определить распорядительным документом необходимость и объем технического обслуживания технологических защит перед плановым переводом парового котла на сжигание мазута – выполнено.	17.10.2017 г.

2.1.2.11. Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств Н-СтТЭЦ

Источником водоснабжения Ново-Стерлитамакской ТЭЦ является река Белая. Речная вода до поступления на ТЭЦ проходит частичную очистку от взвешенных частиц: в паводковый период коагуляцией сернокислым алюминием с флокулятором, а в остальное время года просто отстаиванием в железобетонных ячейках.

По имеющимся анализам вода содержит большое количество аммиака, до 27 мг/кг, которое колеблется несколько раз в сутки, и большое содержание солей. (626 мг/кг). Частичное использование грунтовой воды для разбавления с целью снижения пиковых концентраций аммиака, как это практикуется на Стерлитамакской ТЭЦ, не представляется возможным в связи с балансом грунтовой воды.

Предварительная очистка воды осуществляется в осветлителях ВТИ-630/680 И – 3 шт., максимальная производительность каждого 680 т/ч, номинальная производительность 630 т/ч, минимальная – 200 т/ч.

Для подпитки тепловой сети на Ново-Стерлитамакской ТЭЦ функционирует водоподготовительная установка подпиточной воды. Для подготовки подпиточной воды на станции используется одно-ступенчатое Na-катионирование с дальнейшим удалением растворенного в воде кислорода в деаэраторе. Производительность водоподготовительной установки подпитки тепловой сети СтТЭЦ составляет 400 м³/ч.

Характеристики водоподготовительной установки подпитки теплосети представлены в таблице 2.30.

Таблица 2.30 – Характеристики ВПУ Н-СтТЭЦ

№ п/п	Параметр	Ед. изм	Значение	Примечание
1	Установленная производительность ВПУ	т/ч		
	Обессоливающая установка	т/ч	1250	
	Конденсатоочистка	т/ч	650	
	Установка умягчения	т/ч	400	
2	Располагаемая производительность ВПУ	т/ч		
	Обессоливающая установка	т/ч	800	
	Конденсатоочистка	т/ч	600	
	Установка умягчения	т/ч	400	
3	Срок службы	лет	40	
4	количество баков аккумуляторов подпитки теплосети	шт.	3	

№ п/п	Параметр	Ед. изм	Значение	Примечание
5	емкость баков аккумуляторов подпитки тепло-сети	м3	1000	
6	максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	35	
7	максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч	100	

2.1.2.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования источников тепловой и электрической энергии Н-СтТЭЦ

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии Н-СтТЭЦ по состоянию за период 2015-2017 годов не выдавались.

2.1.2.13. Проектный и установленный топливный режим Н-СтТЭЦ

Проектным основным топливом для СтТЭЦ является природный газ, резервным и аварийным – топочный мазут.

В настоящее время в качестве основного топлива используются природный газ, подаваемый в общем потоке по газопроводу Ишимбай-Уфа. В качестве резервного и аварийного топлива используется топочный мазут.

Средняя теплота сгорания природного газа на Н-СтТЭЦ за 2017 года составила 8 129,0 ккал/м³, теплота сгорания природного газа по месяцам 2017 года представлена в таблице 2.31.

Таблица 2.31 – Теплота сгорания природного газа СтТЭЦ в 2017 году


Месяц	Средняя теплота сгорания, ккал/м ³	Месяц	Средняя теплота сгорания, ккал/м ³
Январь	8 133	Июль	8 152
Февраль	8 133	Август	8 099
Март	8 152	Сентябрь	8 092
Апрель	8 192	Октябрь	8 094
Май	8 183	Ноябрь	8 092
Июнь	8 149	Декабрь	8 126

Характеристики и сжигаемого резервного и аварийного топлива представлены на рисунке 2.12 (паспорт на мазут топочный 100).

КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Общественного акционерного общества
«Нефтяная Компания «Башнефть»
«Башнефть-Новый»
450037, Российская Федерация,
Республика Башкортостан, г. Уфа-37
347 235-85-60, факс +7 347 235-83-10
ИНН 0274051582, ОКПО 67826761
www.bashneft.ru

Юридический адрес: 450077, Российская Федерация, Республика Башкортостан, г.Уфа, ул. Карла Маркса, д.30, к.1



БАШНЕФТЬ
Н О В О Й Е

Branch of Public Joint Stock Oil Company Bashneft
Bashneft-Novoye
Ufa-37,
Republic of Bashkortostan,
Russian Federation, 450037
phone +7 347 235-85-60, fax +7 347 235-83-10
TIN 0274051582, OKPO 67826761
www.bashneft.ru

ПАСПОРТ ПРОДУКЦИИ № 240
Мазут топочный 100, 3,00%, зольный, 25 °С
ГОСТ 10585-2013

ЕАС

Декларация о соответствии ТС № RU Д-РУ. АЯ36.В.02174. Срок действия с 16.12.2014г. по 15.12.2017г.
Код ОКП 02 5211

Партия: _____ Замер _____
Номер резервуара 115 резервуара 950 см Масса, предназначенная для отгрузки 9500 т
Масса отгруженного продукта _____ т

Дата изготовления 23.03.2016г. Дата отбора 25.03.2016г. Отбор произведен по ГОСТ 2517
Дата проведения испытаний 25.03.2016г. Дата выдачи паспорта 25.03.2016г.

№	Наименование показателя	Метод испытания	Норма по ТР ТС 013/2011	Норма по ГОСТ 10585-2013	Фактическое значение
1	Вязкость условная при 100 °С, градусы ВУ, не более	ГОСТ 6258		6,80	6,8
2	Зольность, %, не более, для мазута: зольного	ГОСТ 1461		0,14	0,072
3	Массовая доля механических примесей, %, не более	ГОСТ 6370		1,0	0,70
4	Массовая доля воды, %, не более	ГОСТ 2477		1,0	0,1
5	Содержание водорастворимых кислот и щелочей	ГОСТ 6307		Отсутствие	Отсутствие
6	Массовая доля серы, %, не более	ГОСТ Р 51947	3,5	3,00	2,84
7	Содержание сероводорода, ppm (мг/кг), не более	ГОСТ Р 53716	10	10	4,4
8	Температура вспышки, °С, не ниже: в открытом тигле	ГОСТ 4333	90	110	120
9	Температура застывания, °С, не выше	ГОСТ 20287 (метод Б)		25	14
10	Теплота сгорания (низшая) в пересчете на сухое топливо (небраковочная), кДж/кг, не менее, для мазута с содержанием серы, %: 3,00	ГОСТ 21261		39900	39420
11	Плотность при 15 °С, кг/м³	ГОСТ Р 51069		Не нормируется, определение обязательно	1010,2
12	Выход фракции, выкипающей до 350 °С, % об., не более	ASTM D 1160	17		17,0

Примечание: показатель по п.10 является браковочным по условиям договоров и контрактов на поставку мазута.
Продукт не содержит присадок.
Заключение: продукт соответствует требованиям технического регламента Таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» принятого Решением Комиссии Таможенного союза от 18 октября 2011 года №626, с учетом Решения Коллегии ЕЭК от 25 июня 2014 года №95 и изменений, внесенных Решением Совета ЕЭК от 23 июня 2014 года №43, Решением Совета ЕЭК от 28 апреля 2015 года №36, Решением Совета ЕЭК от 2 декабря 2015 года №84 и ГОСТ 10585-2013 с поправкой.
Изготовитель гарантирует соответствие качества продукта требованиям настоящего стандарта и технического регламента в течение 5 лет со дня изготовления при соблюдении потребителем условий транспортировки и хранения по ГОСТ 1510.

№№ 51053148,50159946,53859252,51141604,51694081,51368694,
51698553,53862215,53864138,53859161,51643419,51049609,50062280,
50982180,51660736,53862405,51659753,53973095,51178416,51797132,
51775211,50565258,50621044,51765188,51100816.

Начальник ОТК (доверенность №ДОВ/С/32/159/16/ОТК): подпись Белова Т.В.
Начальник лаборатории: подпись Сулова З.В.
Старший лаборант: _____ Тимофеева Л.С.

КОПИЯ ВЕРНА
ОПЕРАТОР ТОВАРНЫЙ
Ф.И.О.
25.03-2016С

Общественного акционерного общества «Нефтяная Компания «Башнефть» «Башнефть-Новый»

Для паспортов
продукции
ОТК-ЦЗЛ

ОТК-ЦЗЛ

Рисунок 2.12 – Характеристики топочного мазута Н-СтТЭЦ

Величина расходов основного и резервного топлива по Н-СтТЭЦ за период с 2014 по 2017 годы представлены в таблице 2.32.

Таблица 2.32 – Расход основного и резервного топлива на СтТЭЦ за период 2014 ÷ 2017 годы

Годы	Расход природного газа		Теплота сгорания, ккал/м ³	Расход мазута		Теплота сгорания, ккал/кг
	тыс.м ³	т.у.т		т	т у.т	
2014	570 752	663 397	8 136			
2015	549 540	642 331	8 182	1 240	1 680	9 484
2016	562 666	656 567	8 168	23 594	30 946	9 181
2017	529 805	615 273	8 129	894	1 187	9 294

Техническая характеристика резервуаров запаса мазута Н-СтТЭЦ представлена на рисунке 1.13.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ РЕЗЕРВУАРОВ Ново-Стерлитамакской ТЭЦ					
№ п/п	Наименование	Ед.изм.	Резервуар №1	Резервуар №2	Резервуар №3
1.	Расположение резервуара	Наземный/ подземный	Наземный, Вертикальный, Стальной.	Наземный, Вертикальный, Стальной.	Наземный, Вертикальный, Стальной.
2.	Год ввода в эксплуатацию.		1977	1980	1983
3	Номинальная (условная) емкость резервуара	М ³	10 000	10 000	10 000
4	Диаметр резервуара	м	34,2	34,2	28,5
5	Высота стенки	М	11,94	11,94	17,90
6	Кол-во поясов стенки	шт	8	8	12
7	Проектная толщина стенки по поясам	мм	13-11-10-8-...	13-11-10-8-...	12-11-10-9-8-7-6-6..
8	Дата следующего полного обследования		06.2021г	23.06.2022г	11.07.2017г
9	Род хранимого продукта		мазут	мазут	мазут
10	Верхний предельный уровень заполнения	М	10,5	10,5	16,5
11	Эксплуатационный объем (полный) резервуара	М ³	9 620	9 603	10 560
12	Не извлекаемый остаток	М ³	404	404	288
13	Рабочий объем	М ³	9216	9199	10272

Мастер КТЦ  Г.А.Ямщиков.

Рисунок 2.13 – Характеристики резервуаров запаса мазута Н-СтТЭЦ

2.2 Котельные города Стерлитамак

В теплоснабжении потребителей ЖКС города Стерлитамак на конец 2017 года принимают участие десять котельных с суммарной установленной мощностью 423,1 Гкал/ч, в том числе:

- котельная котельного цеха №7 БашРТС-Стерлитамак филиал ООО «БашРТС» с установленной тепловой мощностью 387,6 Гкал/ч;
- девять малых котельных АО «СРТС» с суммарной установленной мощностью 35,5 Гкал/ч.

С 01.01.2018 малая котельная МК-6 пос. Шах-Тау, г. Стерлитамак, ул. Ученическая, 27а, с установленной тепловой мощностью 13 Гкал/ч находится в аренде ООО «ПСК».

2.2.1 Котельные «БашРТС-Стерлитамак»

«БашРТС-Стерлитамак» осуществляет полный цикл производства, передачи и сбыта тепловой энергии потребителям от котельной котельного цеха №7 через присоединенные магистральные внутриквартальные тепловые сети, а также осуществляет транспортировку тепловой энергии от СтТЭЦ и Н-СтТЭЦ до потребителей.

2.2.1.1. Структура основного оборудования котельных КЦ-7

На 01.01.2018 в ведении БашРТС-Стерлитамак в городе Стерлитамак находилась одна котельная котельного цеха №7. Котельный цех №7 ведён в эксплуатацию в 1984 году и обеспечивает теплом и горячей водой промышленные и жилищно-коммунальные объекты города. Котельный цех №7 расположен в промышленной зоне южной части города Стерлитамака, по адресу: г. Стерлитамак, ул. Гоголя, 134. В состав котельного цеха №7 входит одна котельная (далее КЦ-7) с установленной тепловой мощностью 387,6 Гкал/ч.

В составе основного оборудования КЦ-7 находятся четыре паровых котла и три водогрейных котла. Структура, состав и технические характеристики основного оборудования КЦ-7 на 01.01.2018 представлены в таблице 2.33 и 2.34.

Таблица 2.33 – Основные технические характеристики паровых котлов КЦ-7

Ст. №	Тип (марка) котла	Год ввода	Установленная тепловая мощность		Располагаемая тепловая мощность		Параметры пара		Топливо (основное/резервное)
			Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч	Р _{абс} , кгс/см ²	t, °C	
1	ГМ-50/14	1985	28,0	50	28,0	50	14	194	газ/мазут
2	ГМ-50/14	1989	28,0	50	28,0	50	14	194	газ/мазут
3	ГМ-50/14	1989	28,0	50	28,0	50	14	194	газ/мазут
4	ДЕ-6,5/14	2012	3,64	6,5	3,6	6,5	14	194	газ/мазут
ИТОГО			87,64	156,5	87,64	156,5			

Как следует из таблицы 2.32, суммарная установленная мощность паровых котлов КЦ-7 на 01.01.2018 г. составила 87,6 Гкал/ч.

Таблица 2.34 – Основные технические характеристики водогрейных котлов КЦ-7

Ст. №	Тип (марка) котла	Год ввода	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Параметры воды после котла		Топливо (основное/резервное)
					Р, кгс/см ²	t, °C	
1	КВГМ-100	1988	100	100	25	150	газ/мазут
2	КВГМ-100	1990	100	100	25	150	газ/мазут
3	КВГМ-100	1997	100	100	25	150	газ/мазут
ИТОГО			300	300			

Как следует из таблицы 2.33, суммарная установленная мощность водогрейных котлов КЦ-7 на 01.01.2018 составила 300 Гкал/ч.

2.2.1.2. *Параметры установленной тепловой мощности. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности КЦ-7*

Установленная мощность КЦ-7 в горячей воде (водогрейные котлы и подогреватели сетевой воды паро-водяные) составляет 332,75 Гкал/ч, располагаемая мощность в горячей воде – 330,2 Гкал/ч.

Потребление тепловой мощности в горячей воде на собственные нужды КЦ-7 составляет 3,69 Гкал/ч.

В таблице 2.35 представлены значения установленной и располагаемой мощности КЦ-7 на начало 2018 года.

Таблица 2.35 – Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность КЦ-7 в горячей воде, на 01.01.2017

Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч		Располагаемая тепловая мощность в горячей воде, Гкал/ч	Затраты тепла на собственные нужды в горячей воде, Гкал/ч	Мощность НЕТТО в горячей воде, Гкал/ч
	всего	в горячей воде			
Котельная КЦ-7, г. Стерлитамак, ул. Гоголя, 134	387,64	332,75	330,20	3,69	326,51

Как видно из таблицы 2.35 мощность нетто КЦ-7 в горячей воде составляет 326,5 Гкал/ч.

2.2.1.3. Срок ввода в эксплуатацию и срок службы котлоагрегатов котельной КЦ-7

Сведения о годах ввода в эксплуатацию по каждому котлоагрегату котельной приведены в таблицах 2.33, 2.34. На рисунке 2.14 представлены объемы ввода установленной мощности КЦ-7 БашРТС-Стерлитамак.

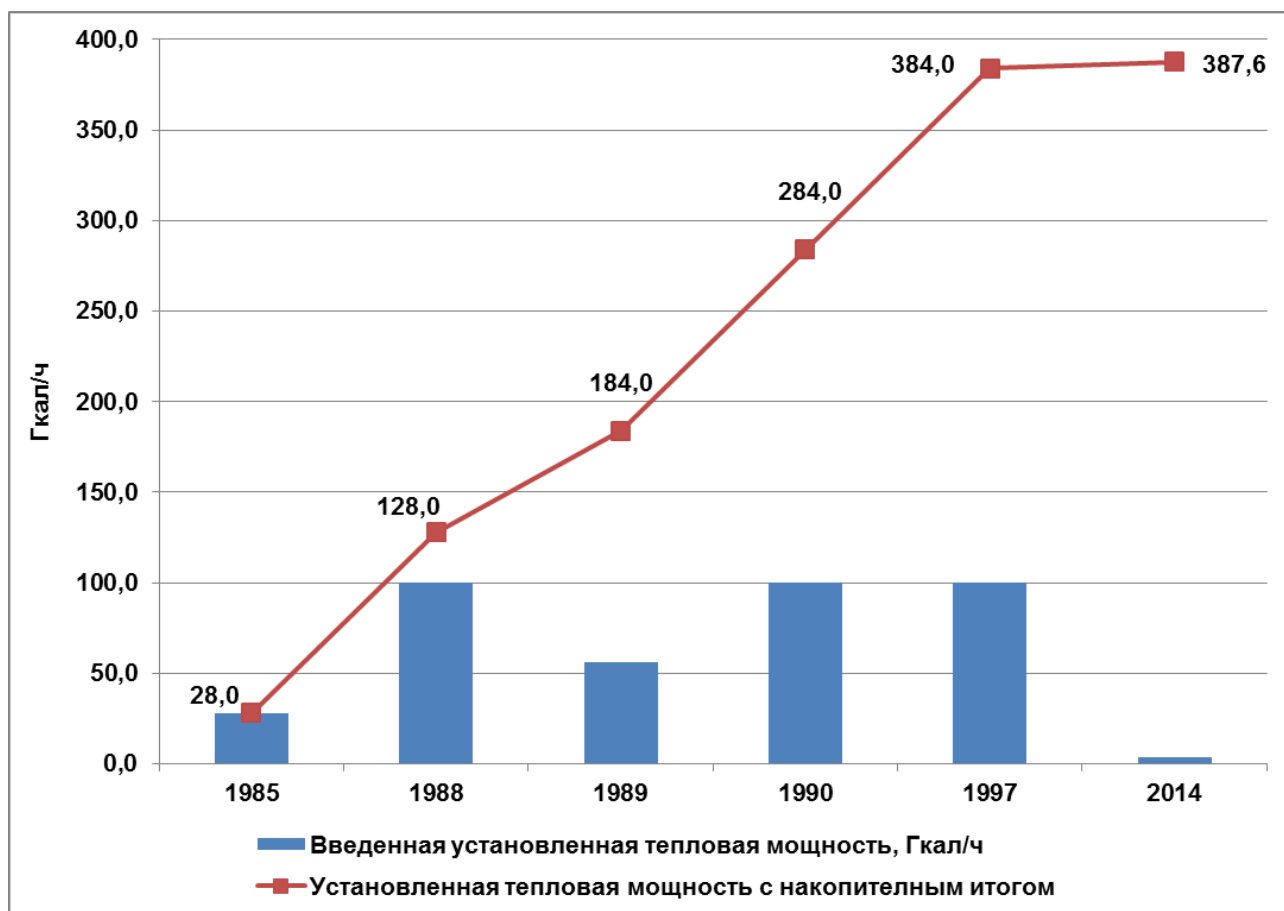


Рисунок 2.14 – Ввод тепловой мощности котельной КЦ-7

Как следует из приведенного выше рисунка, ввод основной тепловой мощности КЦ-7 приходится на период с 1985 по 1997 годы.

В таблице 2.26 и на рисунке 2.15 приведены сроки эксплуатации котлоагрегатов КЦ-7.

Таблица 2.36 – Сроки эксплуатации котлов КЦ-7

Срок эксплуатации котлов, лет	Число котлов, шт.	Суммарная установленная мощность по паспорту, Гкал/ч
до 20	1	3,6
Более 20	6	384,0
Итого:	7	387,6



Рисунок 2.15 – Распределение установленных мощностей котлоагрегатов КЦ-7

Из приведенной выше таблицы следует, что лишь 1 % установленной мощности КЦ-7 имеет срок службы менее 20 лет, что свидетельствует высокой степени износа теплогенерирующего оборудования котельной.

2.2.1.4. Схемы выдачи тепловой мощности структура бойлерных установок

Выдача тепловой мощности от КЦ-7 в горячей воде производится по одной тепломагистрали ТМ-11. Подогрев сетевой воды осуществляется водогрейными котлами и пятью бойлерными установками, греющей средой для которых является пар от паровых котлов котельной. Каждая бойлерная установка имеет по два бойлера, также на котельной установлены подогреватели исходной воды и подогреватели умягченной воды.

Выдача тепловой мощности от КЦ-7 в паре промышленных параметров производится по одному паропроводу на вагоноремонтный завод города (ЗАО «ВРЗ»), возврат конденсата с ВРЗ отсутствует.

Состав и характеристика теплообменного оборудования КЦ-7 представлены в таблице 2.37.

Тепловая схема КЦ-7 представлена на рисунках 2.16 ÷ 2.18.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Таблица 2.37 – Характеристика теплообменного оборудования КЦ-7

Наименование	Кол-во	Марка	Год изготовления		Емкость, л	Поверхность нагрева, м ²	Рабочее давление, кгс/см ²	Температура, °С	Завод-изготовитель
Сетевой бойлер №1,2, 3,5	4	ПП1-537-IV	1985	1985	1155	53,9	кор9.8 тр.15.89	кор200 тр.180	Учреждение ЮЕ-312/97 г. Макеевка
Сетевой бойлер №4	1	ПП1-537-IV	1986	1986	1155	53,9	кор20 тр.16	кор180 тр150	КМЗ
Подогреватель теплосети сетевой бойлерной установки № 1,2,3,5 (2-х секционный)	4	16-325-4000-Р	1985	1985	296	28,5 (1 секция)	кор10 тр.10	кор150 тр90	з-д Сантехоборудования «Моссантехпром»
Подогреватель теплосети сетевой бойлерной установки № 4 (2-х секционный)	1	16-325-4000-Р	1986	1986	296 (1 секция)	28,5 (1 секция)	кор10 тр.10	кор150 тр90	з-д Сантехоборудования «Моссантехпром»
Подогреватель исходной воды №1	1	ППВ-200	1985	1986	к195 т.203	31,2	к.6 т.6	к104 т.40	Красный котельщик
Подогреватель исходной воды №2.3	2	ППВ-200	1985	1985	к195 т.203	31,2	к6 т.6	к.104 т.40	Красный котельщик
Подогреватель исходной воды № 1,2	2	16-273-4000-Р	2009	2012	к119 т 67 (1 секция)	20,3 (1 секция)	кор10 тр.10	кор150 тр90	з-д Сантехоборудования «Моссантехпром»
Подогреватель исходной воды № 3 (2-х секционный)	1	16-325-2000-Р	1985	1985	148 (1 секция)	14,24 (1 секция)	кор10 тр.10	кор150 тр90	з-д Сантехоборудования «Моссантехпром»
Подогреватель паровой деаэрационной установки подпитки №1,2,3	3	ПП2-11-2-II	1986	1986	348	11,4	к.9.8 т.15.69	к.200 т.180	Учреждение ЮЕ-312/97 г. Макеевка
Подогреватель умягченной воды № 1(2-х секционный)	1	ПВВ-14	1985	1986	к119 т 67 (1 секция)	20,3 (1 секция)	к10 т.10	к.150 т.90	Сантехзавод «Волгосантехмонтаж»
Подогреватель умягченной воды № 2,3 (2-х секционный)	2	ПВВ-14	1985	1985	к119 т 67 (1 секция)	20,3 (1 секция)	к10 т.10	к.150 т.90	Сантехзавод «Волгосантехмонтаж»
Водоводяной подогреватель ГВС	1	16-273-4000-Р	2008	2008	к119 т 67	20,3	к.10т.10	к.150 т.90	Сантехзавод «Волгосантехмонтаж»
Водоводяной подогреватель ГВС в ХВО	1	16-273-4000-Р	1985	1985	к119 т 67	20,3	к.10т.10	к.150 т.90	Сантехзавод «Волгосантехмонтаж»

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

ОБЩАЯ ТЕПЛОВАЯ СХЕ

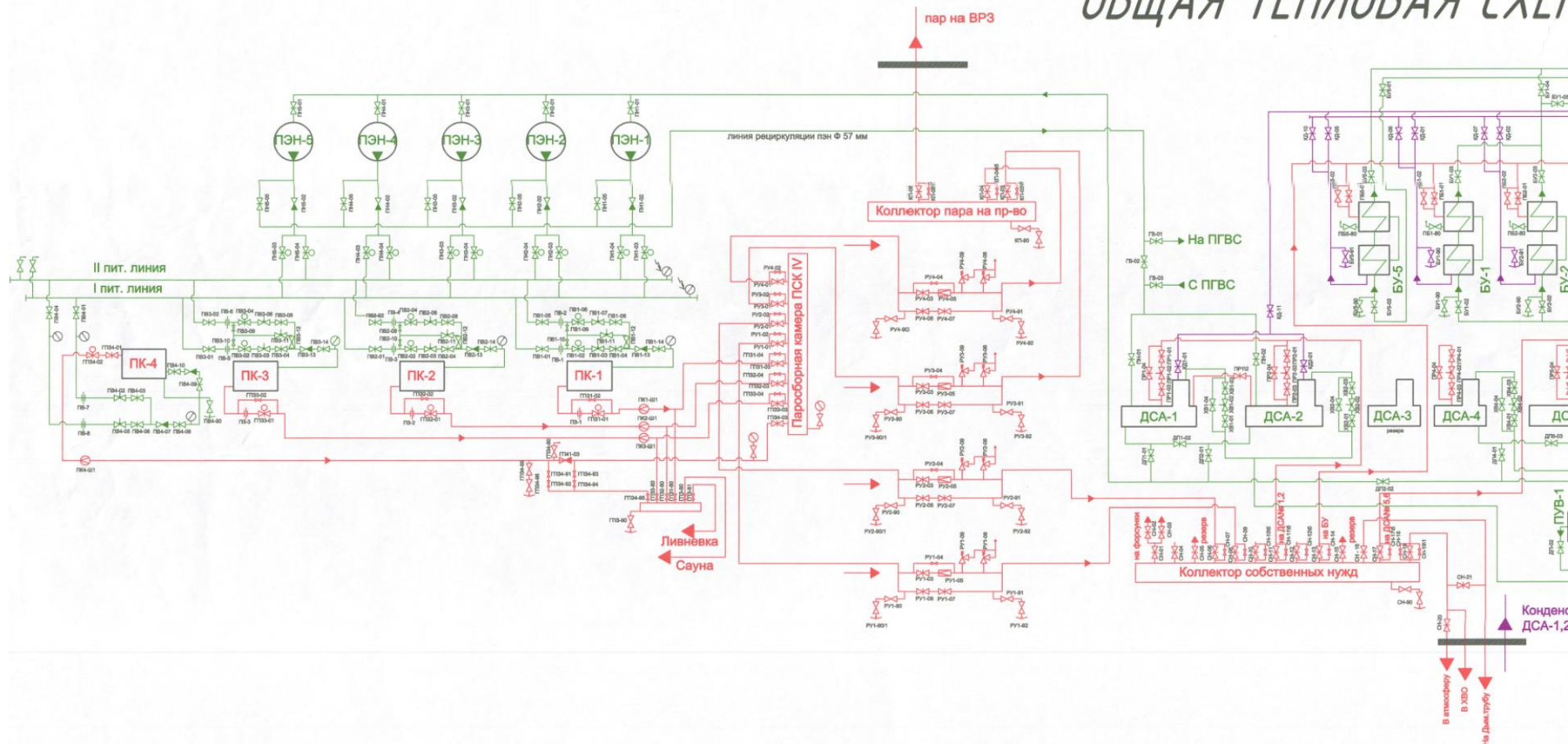


Рисунок 2.16 – Тепловая схема КЦ-7

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

СХЕМА КОТЕЛЬНОГО ЦЕХА №7

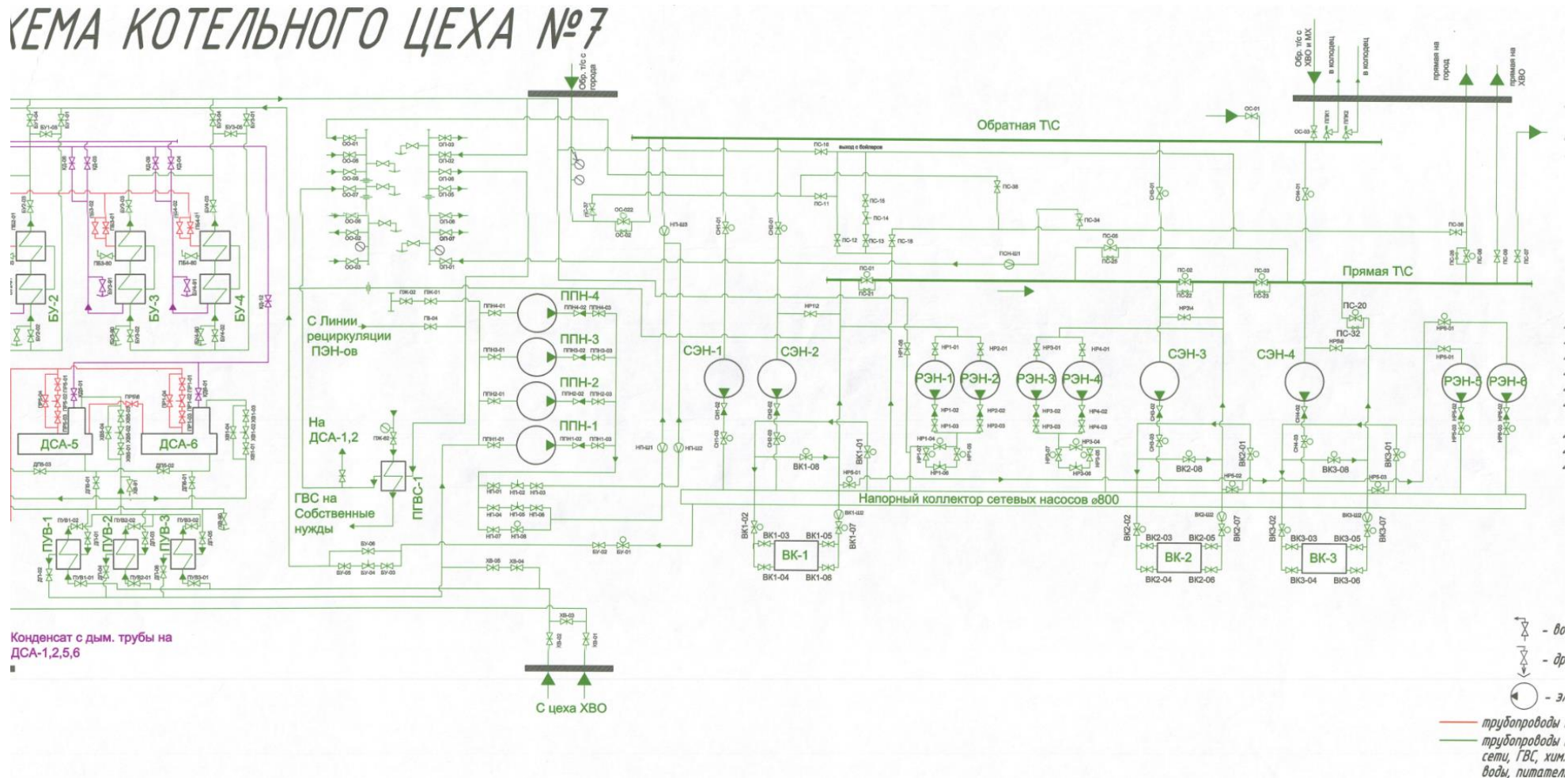


Рисунок 2.17 – Тепловая схема КЦ-7 (продолжение)

УТВЕРЖДАЮ

И.о. главного инженера
БашРТС-Стерлитамак

Васильев А.В.
2016 г.

Таблица 1 - Спецификация оборудования

№	Наименование	Обозн-ие	Техническая характеристика
1	Паровой котел № 1, 2, 3, 4	ПК-1,2,3 ПК-4	ГМ-50-14; Паропроизв-сть $Q_{п/п}$ 50 т/ч; $P_{раз}$ 14 кгс/см ² ; $t_{насыщ. пара}$ 194 °C; V_{H_2O} 25 м ³ ; ДЕ-6,5-14 $Q_{п/п}$ 6,5 т/ч $P_{раз}$ 14 кгс/см ²
2	Водогрейный котел № 1, 2, 3	ВК-1,2,3	КВГМ-100-150; Минэнергомаш Дорогбуз-ский котельный завод; Q -100 Гкал/час; N -116,3 МВт; Q_{max} -1234 т/ч; t_{max} -150 °C; Q_{min} -1111 т/ч; t_{min} -70 °C; $P_{раз}$ -25 кгс/см ²
3	Деаэратор № 1,2,5	ДСА-1,2,5	ДА-100/25; Q -100 м ³ /ч; V -25 м ³
4	Деаэратор № 6	ДСА-6	ДА-50/15; Q -50 м ³ /ч; V -15 м ³
5	Питательный электронасос	ПЭН-1,3,4,5	ЦНСТ-60/231; Ясногорский машзавод; Q -60 м ³ /час; N -75 кВт; h -2950 об/мин; H -231 м.вод.ст.; $t_{ном. H_2O}$ -105 °C
6	Питательный электронасос	ПЭН-2	КС 20/110; Q -20 м ³ /час; N -18,5 кВт; H -110 м.вод.ст.
7	Насос подпитки	ППН-1,2,3	К 45/55; г. Кутаиси; Q -45 м ³ /час; N -18,5 кВт; h -2900 об/мин; H -55 м.вод.ст.
8	Насос сетевой № 1, 2	СЭН-1, 2	Д-1250/125; Q -1250 м ³ /час; N -560 кВт; h -1450 об/мин; H -125 м.вод.ст.; $U_{эл.об.}$ -6кВ
9	Насос сетевой № 3, 4	СЭН-3, 4	СЭ-1250/140; Q -1250 м ³ /час; N -512 кВт; h -1450 об/мин; H -140 м.вод.ст.; $U_{эл.об.}$ -6кВ
10	Насос рециркуляции	РЭН-1, 2, 3, 4	10НД-6х1; Q -485 м ³ /час; H -54 м.вод.ст.
11	Подогреватель сетевой воды	БУ-1,2,3,4,5	Тип ПП1-537-IV; Q -6,55 Гкал/ч; ϕ 630 мм; L -3915 мм; F -53,9 м ²
12	Подогреватель умягченной воды	ПУВ-1,2,3	Тип ПВВ-14
13	Насос рециркуляции	РЭН-5	СЭ-800/100; Q -800 м ³ /час; N -260 кВт; H -100 м.вод.ст.
14	Насос рециркуляции	РЭН-6	СЭ-800/55; Q -800 м ³ /час; H -100 м.вод.ст.
15	Подогреватель подпитки и ГВС	ПУВ-4,5,6	Тип ПП2-11-2-И; Q -1,07 Гкал/ч; ϕ 426 мм; L -2575 мм; F -11,4 м ²

- задвижка с эл. приводом

- задвижка ручная

- вентиль

- заглушка

- обратный клапан

- регулирующий клапан

- предохранительный клапан

- редуцирующее устройство

- расходомерная шайба

- манометр

- эл. контактный манометр

- теплообменник

СОГЛАСОВАНО

Нач. ПТО Шатахин В.А.

Нач. ОДС Кулаков А.М.

БашРТС-Стерлитамак

Общая тепловая схема
котельного цеха № 7

Лист Масса Масштаб

Лист

Котельный цех № 7

г. Стерлитамак

○	- задвижка с эл. приводом
⊗	- задвижка ручная
⊗	- вентиль
	- заглушка
⊗	- обратный клапан
⊗	- регулирующий клапан
⊗	- предохранительный клапан
⊗	- редуцирующее устройство
⊗	- расходомерная шайба
⊗	- манометр
⊗	- эл. контактный манометр
⊗	- теплообменник

воздушник

дренаж

эл. насос

ды пара

ды тепло-

им. очищ.

тельной воды

ды

СОГЛАСОВАНО
Нач. ПТО Шатохин В.А.
Нач. ОДС Кулаков А.М.

БашРТС-Стерлитамак

Общая тепловая схема
котельного цеха № 7

Лист

Масса

Масштаб

Лист

Листов

Котельный цех № 7

г. Стерлитамак

Рисунок 2.18 – Спецификация к тепловой схеме КЦ-7

2.2.1.5. *Способ регулирования отпуска тепловой энергии от КЦ-7*

Системы централизованного теплоснабжения СтТЭЦ, Н-СтТЭЦ и КЦ-7 города Стерлитамак закрытые.

От котельной БашРТС-Стерлитамак города Стерлитамак осуществляется централизованное качественное регулирование отпуска тепла в тепловые сети по нагрузке отопления. Отпуск тепла регулируется изменением температуры теплоносителя, подаваемого в тепловую сеть, в зависимости от температуры наружного воздуха при условно постоянном расходе теплоносителя.

Расчетные температурные графики отпуска тепла от КЦ-7 на отопительный период 2017/2018 г.г. – 150/70 °С, с верхней срезкой на 130 °С и нижним спрямлением на 70 °С (для обеспечения нужд ГВС);

На рисунке 2.19 представлен утвержденный график температуры в подающем трубопроводе сетевой воды города Стерлитамак для температурных графиков 150/70, 130/70, 120/70, 105/70 и 95/70 °С, на рисунке 2.20 график регулирования отпуска тепла для температурного графика 150/70 °С.

для включения в договора
теплоснабжения

Приложение № 2.1
к Указанию "БашРТС-Стерлитамак"
от 27.12.2017 № 91

График температур сетевой воды в подающем трубопроводе
на выходе источников регулирования
по температурным графикам 150-70 °С, 130-70 °С, 120-70 °С, 105-70 °С, 95-70 °С
г. Стерлитамак

Среднесуточная температура наружного воздуха, прогнозируемая за 72 часа (Т _{нв}), °C	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей на выходе источника регулирования (Т ₁), °C				
	теплоисточник	ЦТП по независимой схеме			
		150	130	120	105
+8 (и выше)	70,0	48,9	46,7	43,4	41,2
+7	70,0	50,9	48,6	45,0	42,7
+6	70,0	53,0	50,5	46,6	44,1
+5	70,0	55,1	52,3	48,2	45,5
+4	70,0	57,1	54,2	49,8	46,9
+3	70,0	59,1	56,0	51,4	48,3
+2	70,0	61,1	57,8	52,9	49,7
+1	70,0	63,1	59,7	54,5	51,0
0	72,4	65,1	61,5	56,0	52,4
-1	74,7	67,1	63,2	57,5	53,7
-2	77,0	69,0	65,0	59,0	55,0
-3	79,3	71,0	66,8	60,5	56,3
-4	81,6	72,9	68,6	62,0	57,6
-5	83,9	74,9	70,3	63,5	58,9
-6	86,2	76,8	72,0	65,0	60,2
-7	88,5	78,7	73,8	66,4	61,5
-8	90,8	80,6	75,5	67,9	62,8
-9	93,0	82,5	77,2	69,3	64,0
-10	95,3	84,4	78,9	70,8	65,3
-11	97,6	86,3	80,6	72,2	66,6
-12	99,8	88,2	82,3	73,6	67,8
-13	102,0	90,0	84,0	75,0	69,0
-14	104,3	91,9	85,7	76,4	70,3
-15	106,5	93,8	87,4	77,9	71,5
-16	108,7	95,6	89,1	79,3	72,7
-17	110,9	97,5	90,7	80,7	73,9
-18	113,1	99,3	92,4	82,0	75,1
-19	115,3	101,2	94,1	83,4	76,3
-20	117,5	103,0	95,7	84,8	77,5
-21	119,7	104,8	97,4	86,2	78,7
-22	121,9	106,6	99,0	87,6	79,9
-23	124,1	108,5	100,6	88,9	81,1
-24	126,3	110,3	102,3	90,3	82,3
-25	128,5	112,2	104,1	91,9	83,8
-26	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-27	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-28	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-29	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-30	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-31	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-32	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-33	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-34	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-35 (и ниже)	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3

Рисунок 2.19 – График температуры в подающем трубопроводе сетевой воды города Стерлитамак

для включения в договора
теплоснабжения

Приложение № 3.1.1
к Указанию "БашРТС-Стерлитамак"
от 27.12.2017 № 91

График температур сетевой воды в обратном трубопроводе,
возвращаемой от потребителя тепловой энергии,
по температурному графику 150-70 °С
г. Стерлитамак

Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T1), °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T2), °С	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T1), °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T2), °С
53	35,7	102	54,0
54	36,1	103	54,4
55	36,5	104	54,7
56	36,9	105	55,1
57	37,3	106	55,4
58	37,7	107	55,8
59	38,1	108	56,1
60	38,5	109	56,4
61	38,9	110	56,8
62	39,3	111	57,1
63	39,7	112	57,5
64	40,1	113	57,8
65	40,5	114	58,2
66	40,8	115	58,5
67	41,2	116	58,8
68	41,6	117	59,2
69	42,0	118	59,5
70	42,4	119	59,8
71	42,8	120	60,2
72	43,1	121	60,5
73	43,5	122	60,9
74	43,9	123	61,2
75	44,3	124	61,5
76	44,6	125	61,9
77	45,0	126	62,2
78	45,4	127	62,5
79	45,8	128	62,9
80	46,1	129	63,2
81	46,5	130	63,5
82	46,9	131	63,8
83	47,2	132	64,2
84	47,6	133	64,5
85	48,0	134	64,8
86	48,3	135	65,2
87	48,7	136	65,5
88	49,1	137	65,8
89	49,4	138	66,1
90	49,8	139	66,5
91	50,1	140	66,8
92	50,5	141	67,1
93	50,8	142	67,4
94	51,2	143	67,8
95	51,6	144	68,1
96	51,9	145	68,4
97	52,3	146	68,7
98	52,6	147	69,0
99	53,0	148	69,4
100	53,3	149	69,7
101	53,7	150	70,0

Рисунок 2.20 – Температуры сетевой воды для температурных графиков отпуска тепла 150/70 °С

2.2.1.6. Среднегодовая загрузка оборудования КЦ-7

В таблице 2.38 представлено число часов использования установленной тепловой мощности КЦ-7.

Таблица 2.38 – Среднегодовое время работы основного оборудования КЦ-7

Котельная, адрес	Выработка, Гкал	Число часов использования установленной тепловой мощности, час/год	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
Котельная КЦ-7, г. Стерлитамак, ул. Гоголя, 134	253 076	652	387,64

Из таблицы 2.44 следует, что число часов использования установленной тепловой мощности КЦ-7 составляет 652 час в год (по результатам работы за 2017 год), что показывает недостаточную загрузку основного оборудования котельной.

2.2.1.7. Способы учета тепла, отпущенного в паровые и водяные тепловые сети

Все выводы тепловой мощности и подпитка тепловой сети оснащены приборами учета, фиксирующими значения расхода, давления и температуры теплоносителя в прямом и обратном трубопроводе, а также в линии подпитки.

Учет тепловой энергии на котельной ведется с помощью автоматизированной технологической и коммерческой системы учета тепловой энергии на основе тепловычислителя «СПТ-961». Система обеспечивает сбор и накопление текущих и архивных данных по параметрам сетевой воды и пара на выводах и количеству отпускаемой тепловой энергии за заданный отчетный период. Все средства измерения проходят регулярную поверку.

2.2.1.8. Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств

Водоподготовительная установка (ВПУ) предназначена для умягчения воды, используемой в качестве добавочной воды паровых котлов 1,4 МПа (14кгс/см²) и подпиточной воды теплосети закрытого типа.

Проектная производительность ВПУ:

- схемы питания паровых котлов (типа Е-50-14-3шт, типа ДЕ-6,5-14ГМ-1шт) - $100 \text{ м}^3/\text{час}$
- схемы подпитки теплосети (водогрейные котлы типа КВГМ-100-3шт.) - $100 \text{ м}^3/\text{час}$.

Располагаемая производительность ВПУ соответствует проектной.

Потребность в воде по КЦ-7:

- собственные нужды КЦ-7 за 1017 год:
 - 1646 т в сырой воде;
 - 50 т ХОВ,
- выработка ХОВ за 2017 год:
 - для ПК 9978 т;
 - для подпитки т/с 40113 т.

Количество и емкости баков запаса воды:

- баки ХОВ в количестве 3 шт. объемом 63 м^3 ;
- баки деаэраторов подпитки т/с: один бак объемом 25 м^3 , два бака объемом 50 м^3 .

2.2.1.9. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Аварии и инциденты на КЦ-7, приводящие к отключению теплоснабжения потребителей, в 2015 - 2017 годах отсутствовали.

Всего за период 2017 года на КЦ-7 произошло 52 инцидента, связанных с дефектами и отказами оборудования котельных.

2.2.1.10. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования источников тепловой энергии

На 2015 - 2017 годы предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования КЦ-7 отсутствуют.

2.2.1.11. Проектный и установленный топливный режим

Проектным и фактическим основным топливом для КЦ-7 является природный газ, подаваемый в общем потоке Ишимбай – Уфа. Поставщиком газа является ПАО «Газпром» ООО «Газпром трансгаз Уфа» Стерлитамакское ЛПУМГ.

Расход природного газа по КЦ-7 за период 2016 ÷ 2017 годы составил:

- в 2016 году – 31 995 тыс.м³, или 37 305 т у.т;
- в 2017 году – 32 929 тыс.м³, или 38 258 т у.т.

Расход и калорийность природного газа на КЦ-7 за период 2016 - 2017 годов помесечно представлена в таблице 2.39

Таблица 2.39 – Расход топлива КЦ-7 за 2016 и 2017 годы по месяцам

Месяц	Расход газа, тыс. нм ³	Расход газа, т у.т.	Калорийность, ккал/нм ³
Январь 2016 г	5 341,00	6 205,00	8 132
Февраль 2016 г	3 932,00	4 600,00	8 189
Март 2016 г	3 691,00	4 326,00	8 204
Апрель 2016 г	2 354,00	2 748,00	8 172
Май 2016 г	743,00	870,00	8 197
Июнь 2016 г	634,00	751,00	8 292
Июль 2016 г	527,00	617,00	8 195
Август 2016 г	691,00	802,00	8 124
Сентябрь 2016 г	1 114,00	1 291,00	8 112
Октябрь 2016 г	2 889,00	3 352,00	8 122
Ноябрь 2016 г	4 344,00	5 057,00	8 149
Декабрь 2016 г	5 735,00	6 686,00	8 161
ИТОГО за 2016 год	31 995,00	37 305,00	8 162
Январь 2017 г	5 286,00	6 142,00	8 134
Февраль 2017 г	4 798,00	5 575,00	8 134
Март 2017 г	4 136,00	4 817,00	8 153
Апрель 2017 г	3 200,00	3 745,00	8 192
Май 2017 г	1 104,00	1 291,00	8 186
Июнь 2017 г	919,00	1 070,00	8 150
Июль 2017 г	392,00	457,00	8 161
Август 2017 г	888,00	1 027,00	8 096
Сентябрь 2017 г	980,00	1 133,00	8 093
Октябрь 2017 г	3 047,00	3 523,00	8 094
Ноябрь 2017 г	3 384,00	3 912,00	8 092
Декабрь 2017 г	4 795,00	5 566,00	8 126
ИТОГО за 2017 год	32 929,00	38 258,00	8 133

Паспорт качества газа, поставляемого на КЦ-7, представлен на рисунке 2.21.

**Публичное Акционерное Общество «Газпром»
Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Уфа»
Стерлитамакское ЛПУМГ**

Адрес: 450054, г. Уфа, Республика Башкортостан
ул. Р. Зорге, 59
Телефон: (347) 237-35-68, 269-22-56

Утверждаю
Главный инженер-
заместитель начальника
Стерлитамакского ЛПУМГ
ООО «Газпром трансгаз Уфа»
Р.Р. Усманов
«01» 2017 г.

**Паспорт № 9
качества газа за октябрь 2017 г.
Газ горючий природный, ГОСТ 5542
Код ОКПД2 06.20.10.110**

1. Паспорт распространяется на объемы газа поданного в общем потоке по газопроводу **Ишимбай-Уфа**, покупателям (потребителям) Российской Федерации с 10 часов 1-го дня месяца до 10 часов 1-го дня последующего месяца через газораспределительные станции (пункты): Куганак, Рошинский, ТКН, Буруновка, Стерлитамак-3, Байрак, Семенкино, Верхние Услы, Преображенновка, Наумовка.
2. Паспорт распространяется на газы горючие природные по Общероссийскому классификатору продукции ОК 034-2014.
3. Паспорт оформлен на основании результатов измерений физико-химических показателей газа в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542, условиями технического соглашения в развитие договоров по транспортировке газа.
4. Результаты испытаний приведены в таблице.
Место отбора проб газа: **ГРС Стерлитамак-3**
Показатель качества и численное значение в таблице по п.9 ГОСТ 5542 не регламентирует.
5. Показатели качества газа по п.п. 1, 2, 3, 4 таблицы определены на основании данных потокового хроматографа за октябрь 2017 г.

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Нормированное значение по ГОСТ 5542	Средне-месячный показатель
1.	Компонентный состав, молярная доля:	%	ГОСТ 31371.1 - ГОСТ 31371.7		
1.1	метан			не норм.	96,33
1.2	этан			не норм.	1,79
1.3	пропан			не норм.	0,471
1.4	изо-бутан			не норм.	0,073
1.5	норм-бутан			не норм.	0,075
1.6	изо-пентан			не норм.	0,0153
1.7	норм-пентан			не норм.	0,0108
1.8	гексаны			не норм.	0,0102
1.9	диоксид углерода			не более 2,5	0,185
1.10	азот			не норм.	1,02
1.11	кислород			не более 0,050	0,0072
2. ¹	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м ³ (ккал/м ³)	ГОСТ 31369	не менее 31,80 (7600)	33,89 8094

стр. 1 из 2 Паспорт № 9

Рисунок 2.21 – Паспорт качества газа для КЦ-7 за октябрь 2017 года

КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

3.	Число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м ³ (ккал/м ³)	ГОСТ 31369	от 41,20 до 54,50 (от 9840 до 13020)	49,46 11813
4.	Плотность при стандартных условиях	кг/м ³	ГОСТ 31369	не норм.	0,6949
5. ²	Массовая концентрация сероводорода	г/м ³	ГОСТ 22387.2	не более 0,020	менее 0,0010
6. ²	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м ³	ГОСТ 22387.2	не более 0,036	менее 0,0010
7. ²	Массовая концентрация механических примесей	г/м ³	ГОСТ 22387.4	не более 0,001	отсутствие
8.	Температура точки росы по воде при давлении в точке отбора пробы	°C	ГОСТ Р 53763	ниже температуры газа	минус 19,6
9.	Температура газа в точке отбора пробы	°C	-	-	плюс 4,2
10. ³	Интенсивность запаха ГТП при объемной доле 1% в воздухе	балл	ГОСТ 22387.5	не менее 3	не определ.

Значения показателей по п.п. 5, 6, 7 определены в Службе лабораторного контроля и охраны окружающей среды Стерлитамакского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Уфа» (аттестат аккредитации № RA.RU.21АП36 от «15» февраля 2017 г.).

Ответственный исполнитель:
временный исполняющий обязанности
инженера-руководителя СЛКиООС
Стерлитамакского ЛПУМГ


подпись

Д.Н.Нигаматуллина
инициалы, фамилия

Заполняется регионалом или филиалом ООО «Газпром межрегионгаз»

Копия паспорта выдана поставщиком _____
наименование региона или филиала
покупателю (потребителю) (ненужное зачеркнуть) по его запросу

« ____ » _____ 20__ г.
наименование предприятия
дата

¹ Для информации значение показателя указывается в ккал/м³ (соотношение единиц приведено в приложении № 3 к Положению о единицах величин, допускаемых к применению в РФ).

² Показатели установлены по результатам одного определения в месяц. Место отбора проб ГРС Стерлитамак-3 Стерлитамакского ЛПУМГ.

³ Показатель определяется ГРО согласно технического соглашения в конечных точках газораспределительной сети.

Проектным и фактическим резервным и аварийным топливом для КЦ-7 является топочный мазут.

Потребление жидкого топлива на теплоисточниках ООО «БашРТС» незначительно, жидкое топливо используется только для проведения тренировок по переходу с одного вида топлива на другое в период подготовки к ОЗП или замене одного вида топлива на другое (за период 2016 ÷ 2017 годы жидкое топливо на КЦ-7 не использовалось). Поставщиком жидкого топлива для котельных ООО «БашРТС», по действующему договору, является ООО «БГК» (ТЭЦ ООО «БГК» по территориальной принадлежности).

Качественные показатели жидкого резервного топлива для КЦ-7 приведены в таблице 2.40.

Таблица 2.40 – Структура жидкого топлива КЦ-7

№ п/п	Определяемый показатель, единицы измерений	Результаты измерений	НД на методику измерений	Норма показателя качества по СТО-79636008-001 - 2012
1.	Плотность при 20°С, г/см ³ не более	0,959 (±0,0011)	ГОСТ 3900-85 п.1	1,003
2.	Массовая доля воды, %, не более	9,0 (±0,64)	ГОСТ 2477-65	10,0
3.	Зольность, % не более	0,073 (±0,17)	ГОСТ 1461-75	0,15
4.	Содержание механических примесей, %, не более	0,221 (±0,007)	ГОСТ 6370-83	0,5
5.	Теплота сгорания низшая, ккал/кг, не менее	9850 (±75) (41271,5)	ГОСТ 21261-91	35000
6.	Вязкость условная при 100°С, не более	6,39 (±0,60)	ГОСТ 6258-85	15
7.	Массовая доля серы, % не более	2,488 (±0,23)	ГОСТ 1437-75	3,0

2.2.2 Котельные АО «СРТС»

АО «Стерлитамакские распределительные тепловые сети» (далее АО «СРТС»⁶), является теплоснабжающей и теплосетевой организацией, на балансе которой в городе Стерлитамак на правах аренды находятся 9 (до 01.01.2018) малых котельных с суммарной установленной тепловой мощностью 35,5 Гкал/ч. Основным видом топлива для котельных является природный газ, резервным (только для МК-1) – дизельное топливо, на остальных котельных резервное топливо не предусмотрено. Ниже приведен список котельных АО «СРТС»:

⁶ АО "СРТС" действует с 22 сентября 2017 года

- малая котельная МК-1, г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 151, установленная тепловая мощность 5,16 Гкал/ч;
- малая котельная МК-2, г. Стерлитамак, ул. Комсомольская, 84, установленная тепловая мощность 10 Гкал/ч;
- малая котельная МК-3, г. Стерлитамак, ул. Бородина, 3а, установленная тепловая мощность 1,29 Гкал/ч;
- малая котельная МК-4, г. Стерлитамак, ул. Нагуманова, 56, установленная тепловая мощность 0,65 Гкал/ч
- малая котельная МК-6⁷, пос. Шах-Тау, г. Стерлитамак, ул. Ученическая, 27а, установленная тепловая мощность 13 Гкал/ч;
- малая котельная МК-7, г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 54, установленная тепловая мощность 1,17 Гкал/ч;
- малая котельная МК-8, г. Стерлитамак, ул. Коммунистическая, 97, установленная тепловая мощность 1,3 Гкал/ч;
- малая котельная МК-10, г. Стерлитамак, ул. Фучика, 1, установленная тепловая мощность 1,17 Гкал/ч
- малая котельная МК-14, г. Стерлитамак, ул. Полевая, 138, установленная тепловая мощность 1,76 Гкал/ч.

МК-3 в отопительный период функционирует в качестве ЦТП, в межотопительный период – как котельная для обеспечения летней тепловой нагрузки ГВС жилищно-коммунального сектора поселка Первомайский.

С 1 января 2018 года малая котельная МК-6 находится на балансе ООО «Первая сетевая компания» на правах аренды. МК-6 обеспечивает теплом потребителей пос. Шах-Тау, г. Стерлитамак.

2.2.2.1. Структура основного оборудования котельных АО «СРТС»

Структура, состав и технические характеристики основного оборудования малых котельных АО «СРТС» представлены в таблице 2.41.

⁷ С 01.01.2018 года МК-6 находится в аренде у ООО «ПСК»

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Таблица 2.41 – Структура, состав и технические характеристики основного оборудования малых котельных АО «СРТС» города Стерлитамак

№ п/п	Котельная	Котлы	Ст. №	Тип котла	Год ввода	УТМ, Гкал/ч	РТМ, Гкал/ч	Вид топлива (основное/резервное)	Температурный график	Способ водоподготовки	Абоненты
1	МК-1, г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 151	ЗиОСАБ-2000	1	водогрейный	2004	1,72	1,72	прир.газ/диз.топливо	105/70	На-катионитовые фильтры	жил.фонд
		ЗиОСАБ-2000	2	водогрейный	2004	1,72	1,72	прир.газ/диз.топливо			
		ЗиОСАБ-2000	3	водогрейный	2004	1,72	1,72	прир.газ/диз.топливо			
2	МК-2, г. Стерлитамак, ул. Комсомольская, 84	ТВГ-1,5 Р	1	водогрейный	1981	1,50	1,50	прир.газ/нет	95/70	На-катионитовые фильтры	жил.фонд
		ТВГ-1,5 Р	2	водогрейный	1975	1,50	1,50	прир.газ/нет			
		ТВГ-1,5 Р	3	водогрейный	1984	1,50	1,50	прир.газ/нет			
		ТВГ-1,5 Р	4	водогрейный	1974	1,50	1,50	прир.газ/нет			
		ТВГ-1,5 Р	5	водогрейный	1974	1,50	1,50	прир.газ/нет			
		КСВ-2,9 Г2	6	водогрейный	1993	2,50	2,50	прир.газ/нет			
3	МК-3, г. Стерлитамак, ул. Бородина, 3а	ЗиОСАБ-750	1	водогрейный	2004	0,645	0,645	прир.газ/нет	95/70	ФКА-1А фильтры	жил.фонд
		ЗиОСАБ-750	2	водогрейный	2004	0,645	0,645	прир.газ/нет			
4	МК-4, г. Стерлитамак, ул. Нагуманова, 56	Е1/9-1Г	1	паровой	1991	0,65	0,65	прир.газ/нет	6 кг/см ² , 164 °С	На-катионитовые фильтры	больница
5	МК-7, г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 54	НР-18	1	водогрейный	1972	0,585	0,585	прир.газ/нет	95/70	На-катионитовые фильтры	школа
		НР-18	2	водогрейный	1972	0,585	0,585	прир.газ/нет			
6	МК-8, г. Стерлитамак, ул. Коммунистическая, 97	Е1/9-1Г	1	паровой	1998	0,65	0,65	прир.газ/нет	6 кг/см ² , 164 °С	На-катионитовые фильтры	больница
		Е1/9-1Г	2	паровой	1998	0,65	0,65	прир.газ/нет			
7	МК-10, г. Стерлитамак, ул. Фучика, 1	НР-18	1	водогрейный	1978	0,585	0,585	прир.газ/нет	95/70	ВПУ нет	жил.фонд
		НР-18	2	водогрейный	1978	0,585	0,585	прир.газ/нет			
8	МК-14, г. Стерлитамак, ул. Полевая, 138	НР-18	1	водогрейный	1974	0,585	0,585	прир.газ/нет	95/70	ВПУ нет	школа
		НР-18	2	водогрейный	1985	0,585	0,585	прир.газ/нет			
		НР-18	3	водогрейный	1985	0,585	0,585	прир.газ/нет			
ИТОГО		21 котел				22,50	22,50				

Как следует из таблицы 2.41, суммарная установленная тепловая мощность 8-и малых котельных АО «СРТС» составляет 20,50 Гкал/ч (без учета тепловых мощностей МК-6), в том числе:

- УТМ водогрейных котлов – 20,55 Гкал/ч (91,3 % от суммарной УТМ);
- УТМ паровых котлов – 1,95 Гкал/ч (8,7 % от суммарной УТМ).

Парк котельного оборудования представлен котлами различной мощности отечественных производителей: ЗиОСАБ, ТВГ, КСВ, Е, НР.

2.2.2.2. Параметры установленной тепловой мощности. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности АО «СРТС»

Суммарная установленная мощность восьми малых котельных АО «СРТС» составляет 22,50 Гкал/ч (без учета тепловых мощностей МК-6).

На данных котельных ограничения установленной тепловой мощности отсутствуют.

В таблице 2.42 представлены значения установленной и располагаемой тепловой мощности.

Таблица 2.42 – Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность малых котельных АО «СРТС»

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Тепловая мощность котлов установленная, Гкал/ч	Тепловая мощность котлов располагаемая, Гкал/ч	Ограничения установленной тепловой мощности, Гкал/ч
1	МК-1, г. Стерлитамак, ул. К. Маркса, 151	5,16	5,16	0,00
2	МК-2, г. Стерлитамак, ул. Комсомольская, 84	10,00	10,00	0,00
3	МК-3, г. Стерлитамак, ул. Бородина, 3а	1,29	1,29	0,00
4	МК-4, г. Стерлитамак, ул. Нагуманова, 56	0,65	0,65	0,00
5	МК-7, г. Стерлитамак, ул. К. Маркса, 54	1,17	1,17	0,00
6	МК-8, г. Стерлитамак, ул. Коммунистическая, 97	1,30	1,30	0,00
7	МК-10, г. Стерлитамак, ул. Фучика, 1	1,17	1,17	0,00
8	МК-14, г. Стерлитамак, ул. Полевая, 138	1,76	1,76	0,00
	ИТОГО:	22,50	22,50	0,00

Суммарные ограничения тепловой мощности по котельным, представленным в таблице 2.42, составляют 0,00 Гкал/ч.

2.2.2.3. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто малых котельных АО «СРТС»

Годовые значения затрат тепла на собственные нужды котельных представлены в таблице 2.43.

Таблица 2.43 – Затраты тепловой энергии на собственные нужды малых котельных АО «СРТС»

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Выработка теплоты, Гкал/год	Расход тепла на собственные нужды, Гкал/год	Доля затрат тепла на собственные нужды от выработки, %
1	МК-1, г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 151	8069	55	0,68%
2	МК-2, г. Стерлитамак, ул. Комсомольская, 84	15496	229	1,48%
3	МК-3, г. Стерлитамак, ул. Бородина, 3а	730	4	0,55%
4	МК-4, г. Стерлитамак, ул. Нагуманова, 56	23	0	0,00%
5	МК-7, г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 54	297	3	1,01%
6	МК-8, г. Стерлитамак, ул. Коммунистическая, 97	838	144	17,18%
7	МК-10, г. Стерлитамак, ул. Фучика, 1	398	3	0,75%
8	МК-14, г. Стерлитамак, ул. Полевая, 138	2637	23	0,87%
ИТОГО		28488	461	1,62%

Анализ структуры годовых затрат тепла на собственные нужды котельных и потребления тепловой мощности на собственные нужды при расчетной температуре наружного воздуха показывает, что их доли относительно полезного отпуска и присоединенной тепловой нагрузки соответственно как правило имеют одинаковые значения, т.е. потребление тепловой мощности на собственные нужды котельной составляет практически такую же долю от присоединенной нагрузки, какую составляют годовые затраты тепла на собственные нужды относительно годового полезного отпуска тепла.

Значения затрат тепловой мощности на собственные нужды 8-и котельных АО «СРТС» и их располагаемой тепловой мощности нетто по состоянию на конец 2017 года приведены в таблице 2.44.

Таблица 2.44 – Располагаемая тепловая мощность нетто малых котельных АО «СРТС»

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	УТМ, Гкал/ч	Тепловая мощность котлов располагаемая, Гкал/ч	Потребление тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность нетто, Гкал/ч
1	МК-1, г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 151	5,16	5,16	0,023	5,14
2	МК-2, г. Стерлитамак, ул. Комсомольская, 84	10,00	10,00	0,116	9,88
3	МК-3, г. Стерлитамак, ул. Бородин, 3а	1,29	1,29	0,002	1,29
4	МК-4, г. Стерлитамак, ул. Нагуманова, 56	0,65	0,65	0,000	0,65
5	МК-7, г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 54	1,17	1,17	0,002	1,17
6	МК-8, г. Стерлитамак, ул. Коммунистическая, 97	1,30	1,30	0,107	1,19
7	МК-10, г. Стерлитамак, ул. Фучика, 1	1,17	1,17	0,001	1,17
8	МК-14, г. Стерлитамак, ул. Полевая, 138	1,76	1,76	0,008	1,75
ИТОГО		22,50	22,50	0,26	22,23

Анализ таблицы 2.44 показывает, что потребление тепловой мощности на собственные нужды котельных представленных в таблице составляет 1,2 % от их установленной тепловой мощности.

2.2.2.4. Срок ввода в эксплуатацию и срок службы котлоагрегатов АО «СРТС»

Сведения о годах ввода в эксплуатацию котлоагрегатов малых котельных АО «СРТС», по каждому котлоагрегату приведены в таблице 2.45.

На рисунке 2.23 представлены объемы ввода установленных мощностей 8 малых котельных АО «СРТС».

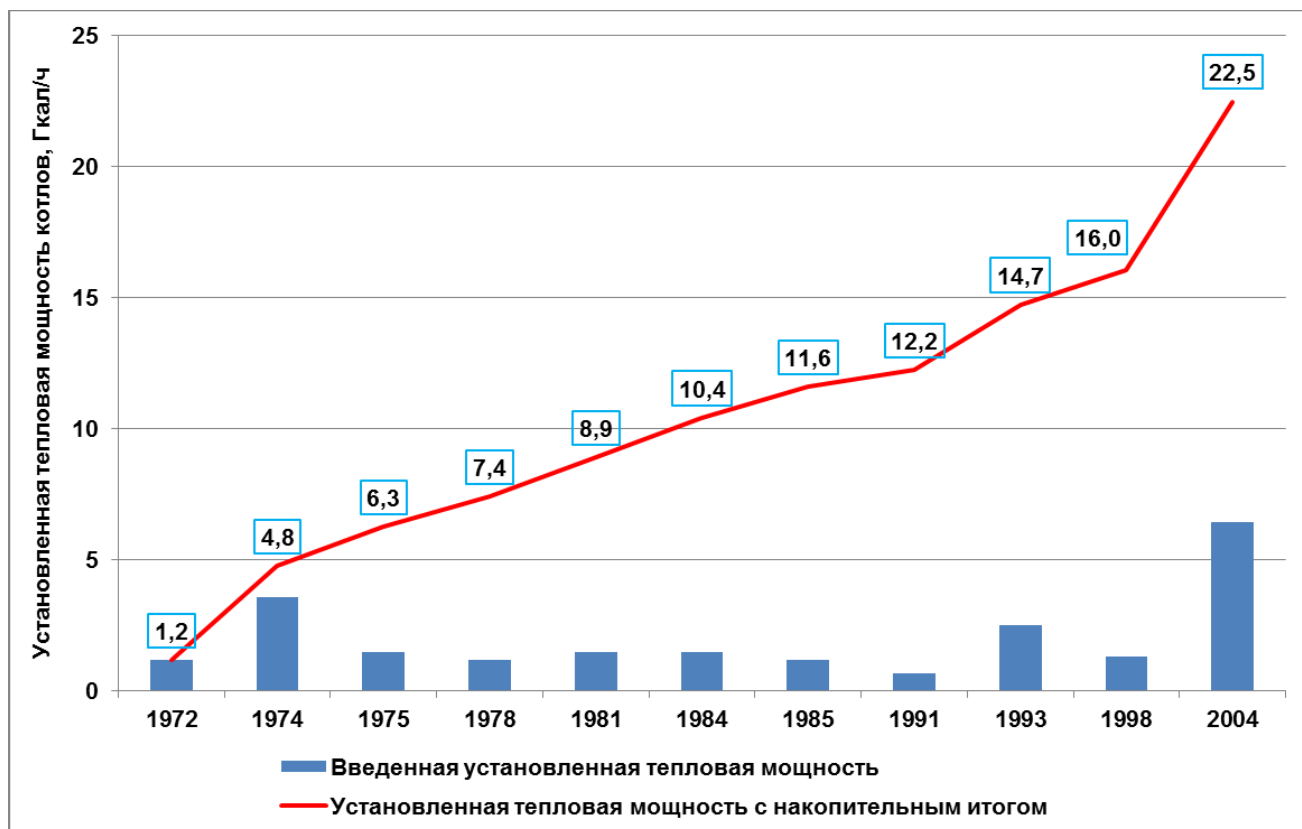


Рисунок 2.23 – Ввод тепловых мощностей малых котельных АО «СРТС»

Как следует из приведенного выше рисунка, ввод основных тепловых мощностей котельных приходится на период с 1984 по 2004 годы.

В таблице 2.45 и на рисунке 2.24 приведены сроки эксплуатации котельных агрегатов малых котельных АО «СРТС».

Таблица 2.45 – Срок эксплуатации котлов малых котельных АО «СРТС»

Срок эксплуатации котлов, лет	Количество котлов, шт.	Суммарная установленная мощность по паспорту, Гкал/ч
до 10 лет		0
от 10 до 15 лет	5	6,45
от 15 до 25 лет	3	3,8
более 25 лет	13	12,25
Итого	21	22,50

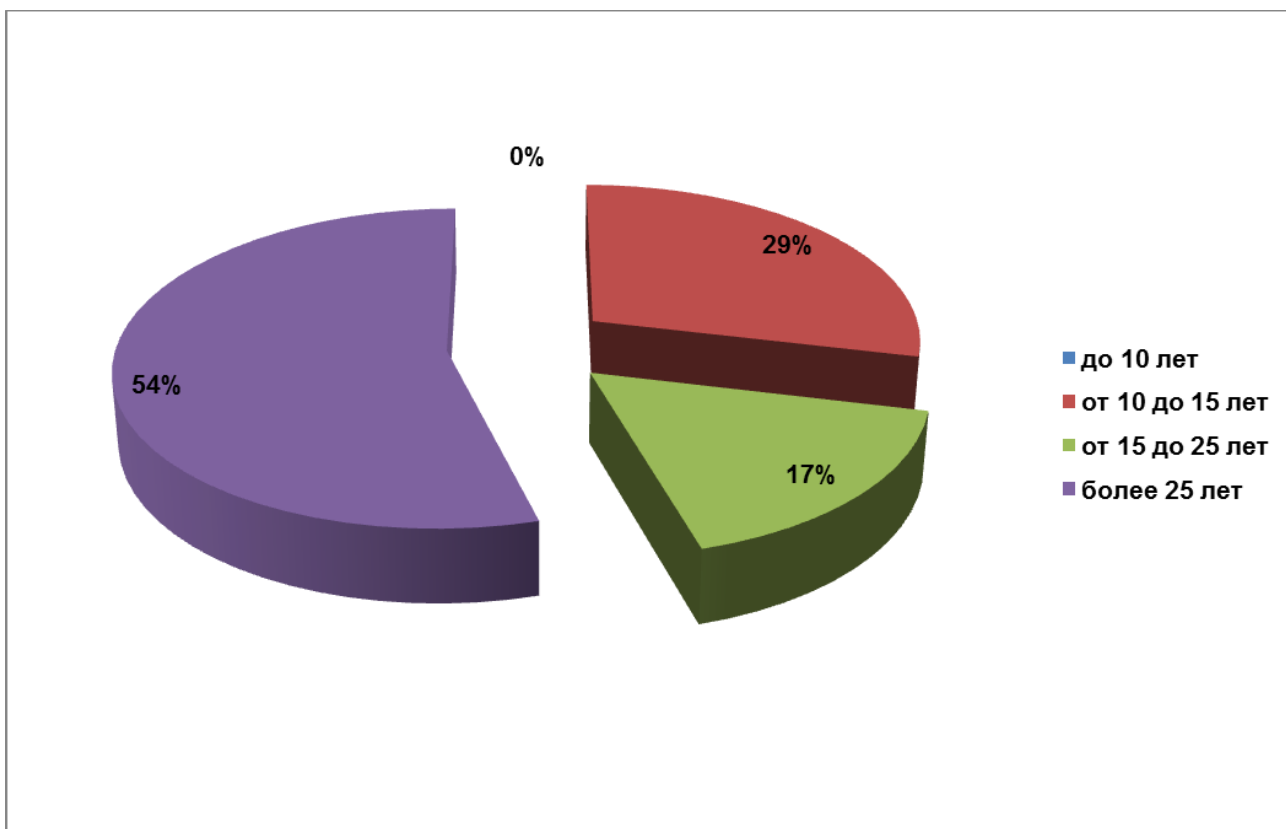


Рисунок 2.24 – Распределение установленной мощности котлов малых котельных АО «СРТС» по сроку эксплуатации

Из приведенной выше таблицы следует, что 54 % установленных мощностей котельных имеют срок службы более 25 лет, что говорит о высокой степени износа основного оборудования малых котельных.

2.2.2.5. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от котельных. Описание схемы выдачи тепловой мощности АО «СРТС»

Системы централизованного теплоснабжения котельных АО «СРТС» закрытые, абоненты в основном подключены по зависимой схеме, на некоторых котельных отпуск тепла на нужды ГВС отсутствует.

От малых котельных АО «СРТС» (с водогрейными котлами) осуществлено центральное качественное регулирование отпуска тепла в тепловые сети. Отпуск тепла на нужды отопления регулируется с помощью изменения температуры теплоносителя, подаваемого в тепловую сеть, в зависимости от температуры наружного воздуха при постоянном расходе теплоносителя.

Изменение температуры теплоносителя производится вручную оперативным персоналом или автоматически с помощью изменения количества подаваемого на сжигание топлива.

Температурный график регулирования отпуска тепла от малой котельной МК-1 – 105/70 °С, от малых котельных МК-2, МК -3, МК -7, МК -10 и МК-14 температурный график регулирования отпуска тепла 95/70 °С.

Малые котельные МК-4 и МК-8 производят отпуск тепла в паре промышленных параметров с давлением 6 кг/см² и температурой 164 °С.

Температурный график регулирования отпуска тепла 105/70 и 95/70 °С представлены на рисунке 2.25, 2.26 и 2.27.

для внутреннего пользования
работниками ООО "БашРТС"

Приложение № 5.1
к Указанию "БашРТС-Стерлитамак"
от 27.12.2017 № 91

График регулирования отпуска тепла
для температурных графиков
150-70 °С, 130-70 °С, 120-70 °С, 105-70 °С, 95-70 °С
по г. Стерлитамак

Среднесуточная температура наружного воздуха, °С	Температура воды в подающем трубопроводе, °С					Температура воды в обратном трубопроводе, °С
	150	130	120	105	95	
+8 (и выше)	53,2	48,9	46,7	43,4	41,2	35,8
+7	55,7	50,9	48,6	45,0	42,7	36,8
+6	58,1	53,0	50,5	46,6	44,1	37,7
+5	60,5	55,1	52,3	48,2	45,5	38,7
+4	62,9	57,1	54,2	49,8	46,9	39,6
+3	65,3	59,1	56,0	51,4	48,3	40,6
+2	67,7	61,1	57,8	52,9	49,7	41,5
+1	70,0	63,1	59,7	54,5	51,0	42,4
0	72,4	65,1	61,5	56,0	52,4	43,3
-1	74,7	67,1	63,2	57,5	53,7	44,2
-2	77,0	69,0	65,0	59,0	55,0	45,0
-3	79,3	71,0	66,8	60,5	56,3	45,9
-4	81,6	72,9	68,6	62,0	57,6	46,7
-5	83,9	74,9	70,3	63,5	58,9	47,6
-6	86,2	76,8	72,0	65,0	60,2	48,4
-7	88,5	78,7	73,8	66,4	61,5	49,2
-8	90,8	80,6	75,5	67,9	62,8	50,1
-9	93,0	82,5	77,2	69,3	64,0	50,9
-10	95,3	84,4	78,9	70,8	65,3	51,7
-11	97,6	86,3	80,6	72,2	66,6	52,5
-12	99,8	88,2	82,3	73,6	67,8	53,3
-13	102,0	90,0	84,0	75,0	69,0	54,0
-14	104,3	91,9	85,7	76,4	70,3	54,8
-15	106,5	93,8	87,4	77,9	71,5	55,6
-16	108,7	95,6	89,1	79,3	72,7	56,3
-17	110,9	97,5	90,7	80,7	73,9	57,1
-18	113,1	99,3	92,4	82,0	75,1	57,9
-19	115,3	101,2	94,1	83,4	76,3	58,6
-20	117,5	103,0	95,7	84,8	77,5	59,4
-21	119,7	104,8	97,4	86,2	78,7	60,1
-22	121,9	106,6	99,0	87,6	79,9	60,8
-23	124,1	108,5	100,6	88,9	81,1	61,6
-24	126,3	110,3	102,3	90,3	82,3	62,3
-25	128,5	112,1	103,9	91,6	83,5	63,0
-26	130,6	113,9	105,5	93,0	84,6	63,7
-27	132,8	115,7	107,2	94,3	85,8	64,4
-28	135,0	117,5	108,8	95,7	87,0	65,1
-29	137,1	119,3	110,4	97,0	88,1	65,8
-30	139,3	121,1	112,0	98,4	89,3	66,5
-31	141,4	122,9	113,6	99,7	90,4	67,2
-32	143,6	124,7	115,2	101,0	91,6	67,9
-33	145,7	126,4	116,8	102,4	92,7	68,6
-34	147,9	128,2	118,4	103,7	93,9	69,3
-35(и ниже)	150,0	130,0	120,0	105,0	95,0	70,0

Примечание:

Минимальная температура для обеспечения нагрузки горячего водоснабжения и срез температуры прямой сетевой воды на выходе теплоисточника задаются в соответствии с утвержденной режимной картой работы тепловых сетей от теплоисточника.

Рисунок 2.25 – Температурный график регулирования отпуска тепла для источников теплоснабжения
г. Стерлитамак

для включения в договора
теплоснабжения

Приложение № 3.1.4
к Указанию "БашРТС-Стерлитамак"
от 27.12.2017 № 91

График температур сетевой воды в обратном трубопроводе,
возвращаемой от потребителя тепловой энергии,
по температурному графику 105-70 °С
г. Стерлитамак

Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T1), °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T2), °С	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T1), °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T2), °С
43	35,5	75	54,0
44	36,1	76	54,6
45	36,7	77	55,1
46	37,3	78	55,7
47	37,9	79	56,2
48	38,5	80	56,8
49	39,1	81	57,3
50	39,7	82	57,8
51	40,3	83	58,4
52	40,9	84	58,9
53	41,5	85	59,5
54	42,1	86	60,0
55	42,7	87	60,5
56	43,3	88	61,1
57	43,9	89	61,6
58	44,4	90	62,1
59	45,0	91	62,7
60	45,6	92	63,2
61	46,2	93	63,7
62	46,7	94	64,3
63	47,3	95	64,8
64	47,9	96	65,3
65	48,4	97	65,8
66	49,0	98	66,4
67	49,6	99	66,9
68	50,1	100	67,4
69	50,7	101	67,9
70	51,2	102	68,4
71	51,8	103	69,0
72	52,4	104	69,5
73	52,9	105	70,0
74	53,5		

Рисунок 2.26 – Температура сетевой воды в подающем и обратном трубопроводе МК-1

для включения в договора
теплоснабжения

Приложение № 3.1.5
к Указанию "БашРТС-Стерлитамак"
от 27.12.2017 № 91

График температур сетевой воды в обратном трубопроводе,
возвращаемой от потребителя тепловой энергии,
по температурному графику 95-70 °С
г. Стерлитамак

Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T1), °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T2), °С	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T1), °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T2), °С
41	35,6	69	54,0
42	36,3	70	54,6
43	37,0	71	55,3
44	37,7	72	55,9
45	38,3	73	56,5
46	39,0	74	57,2
47	39,7	75	57,8
48	40,4	76	58,4
49	41,0	77	59,0
50	41,7	78	59,6
51	42,4	79	60,3
52	43,0	80	60,9
53	43,7	81	61,5
54	44,4	82	62,1
55	45,0	83	62,7
56	45,7	84	63,3
57	46,3	85	63,9
58	47,0	86	64,6
59	47,6	87	65,2
60	48,3	88	65,8
61	48,9	89	66,4
62	49,6	90	67,0
63	50,2	91	67,6
64	50,8	92	68,2
65	51,5	93	68,8
66	52,1	94	69,4
67	52,7	95	70,0
68	53,4		

Рисунок 2.27 – Температура сетевой воды в подающем и обратном трубопроводе МК-2, 3, 7, 10 и 14

2.2.2.6. Среднегодовая загрузка основного оборудования АО «СРТС»

В таблице 2.46 представлено среднегодовое время работы основного оборудования (ЧЧИ УТМ) котельных АО «СРТС».

Таблица 2.46 – Среднегодовое время работы основного оборудования малых котельных АО «СРТС» в 2017 году

№ кот.	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Выработка тепла, Гкал	Число часов использования УТМ, час.
1	МК-1, г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 151	5,16	8 069	1 564

№ кот.	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Выработка тепла, Гкал	Число часов использования УТМ, час.
2	МК-2, г. Стерлитамак, ул. Комсомольская, 84	10,00	15 496	1 550
3	МК-3, г. Стерлитамак, ул. Бородин, 3а	1,29	730	566
4	МК-4, г. Стерлитамак, ул. Нагуманова, 56	0,65	23	35
5	МК-7, г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 54	1,17	297	254
6	МК-8, г. Стерлитамак, ул. Коммунистическая, 97	1,30	838	645
7	МК-10, г. Стерлитамак, ул. Фучика, 1	1,17	398	340
8	МК-14, г. Стерлитамак, ул. Полевая, 138	1,76	2 637	1 503
ИТОГО		22,50	28 488	1 266

Как следует из таблицы 2.46, число часов использования установленной тепловой мощности по малым котельным АО «СРТС» составляет 1 266 часов в 2017 году, что свидетельствует о недогруженности основного оборудования некоторых котельных (с МК-3 по МК-10).

2.2.2.7. Способы учета тепла, отпущенного в паровые и водяные тепловые сети АО «СРТС»

На выводах малых котельных АО «СРТС» приборного учета тепловой энергии не ведется, тепло-вычислители не установлены.

Учет отпуска тепла осуществляется по расходу топлива и КПД котлов.

2.2.2.8. Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств АО «СРТС»

Исходной водой для малых котельных является хозяйственно-питьевая вода Ашкардарского, Берхамутского, Зирганского водозаборов города Стерлитамак. Способы очистки воды для нужд подпитки тепловой сети представлены в таблице 2.41 и 2.48.

Производительность подпитывающих устройств, установленных на малых котельных АО «СРТС» представлены в таблице 2.47.

Таблица 2.47 – Характеристика ВПУ малых котельных АО «СРТС»

Котельная	Способ водоподготовки	Производительность ВПУ, т/ч
МК-1	На-катионитовые фильтры	7 т/ч, недеаэрированной ХОВ, в аварийных случаях дополнительно – 1 т/час недеаэрированной ХОВ.
МК-2	На-катионитовые фильтры	5,5 т/час недеаэрированной ХОВ.
МК-3	ФКА-1А фильтры	0,9 т/час недеаэрированной ХОВ.
МК-4	На-катионитовые фильтры	Производительность подпитывающих устройств – 1,6 т/час недеаэрированной ХОВ.
МК-7	На-катионитовые фильтры	1,3 т/час недеаэрированной ХОВ.
МК-8	На-катионитовые фильтры	3,2 т/час недеаэрированной ХОВ.
МК-10	-	0,01 т/час сырой водой (бак запаса воды).
МК-14	-	2,8 т/час сырой водой (бак запаса воды).

Подпитка тепловых сетей от котельной МК-2 производится от ЦТП-19.

2.2.2.9. Статистика отказов и восстановлений оборудования АО «СРТС»

За период с 2015 по 2018 год на малых котельных АО «СРТС» не было отказов, приведших к прекращению подачи тепловой энергии потребителям сверх нормативных значений.

2.2.2.10. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации основного оборудования АО «СРТС»

На 2016 и 2017 годы предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования малых котельных АО «СРТС» отсутствуют.

2.2.2.11. Проектный и установленный топливный режим котельных АО «СРТС»

Проектным и фактическим основным топливом для малых котельных АО «СРТС» является природный газ, подаваемый в общем потоке Ишимбай – Уфа. Поставщиком газа является ПАО «Газпром» ООО «Газпром трансгаз Уфа» Стерлитамакское ЛПУМГ.

Проектным и фактическим резервным топливом для МК-1 является дизельное топливо, для остальных котельных резервного топлива не предусмотрено.

Потребление топлива малыми котельными АО «СРТС» представлено в таблице 2.48.

Таблица 2.48 – Потребление топлива малыми котельными АО «СРТС» в 2017 году

№ кот.	Наименование котельной, адрес	Проектный вид топлива	Используемый вид топлива	Годовой расход топлива, т у.т.		
				природный газ	дизельное топливо	Σ
1	МК-1, г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 151	прир.газ	диз.топливо	1 221,47		1 221,47
3	МК-2, г. Стерлитамак, ул. Комсомольская, 84	прир.газ	нет	2 620,12		2 620,12
4	МК-3, г. Стерлитамак, ул. Бородин, 3а	прир.газ	нет	112,33		112,33
5	МК-4, г. Стерлитамак, ул. Нагуманова, 56	прир.газ	нет	4,11		4,11
6	МК-7, г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 54	прир.газ	нет	49,06		49,06
7	МК-8, г. Стерлитамак, ул. Коммунистическая, 97	прир.газ	нет	142,60		142,60
8	МК-10, г. Стерлитамак, ул. Фучика, 1	прир.газ	нет	68,69		68,69
9	МК-14, г. Стерлитамак, ул. Полевая, 138	прир.газ	нет	431,62		431,62
ИТОГО				4 649,98	0,00	4 649,98

Средняя за 2017 год калорийность природного газа, используемого на малых котельных, составила 8 133 ккал/м³, средняя калорийность природного газа по месяцам 2017 года представлена в таблице 2.49.

Таблица 2.49 – Средняя калорийность природного газа по месяцам 2017 года.

месяц	ккал/ м ³	месяц	ккал/ м ³
январь	8133	июль	8152
февраль	8133	август	8099
март	8152	сентябрь	8092
апрель	8192	октябрь	8094
май	8183	ноябрь	8092
июнь	8149	декабрь	8126

Паспорт газа за декабрь 2017 года представлен на рисунках 2.28 и 2.29.

Публичное Акционерное Общество «Газпром»
Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Уфа»
Стерлитамакское ЛПУМГ

Адрес: 450054, г. Уфа, Республика Башкортостан
ул. Р. Зорге, 59
Телефон: (347) 237-35-68, 269-22-56



Паспорт № 9
качества газа за декабрь 2017 г.
Газ горючий природный, ГОСТ 5542
Код ОКПД2 06.20.10.110

1. Паспорт распространяется на объемы газа поданного в общем потоке по газопроводу **Ишимбай-Уфа**, покупателям (потребителям) Российской Федерации с 10 часов 1-го дня месяца до 10 часов 1-го дня последующего месяца через газораспределительные станции (пункты): Куганак, Рошинский, ТКН, Буруновка, Стерлитамак-3, Байрак, Семенкино, Верхние Услы, Преображенковка, Наумовка.
 2. Паспорт распространяется на газы горючие природные по Общероссийскому классификатору продукции ОК 034-2014.
 3. Паспорт оформлен на основании результатов измерений физико-химических показателей газа в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542, условиями технического соглашения в развитие договоров по транспортировке газа.
 4. Результаты испытаний приведены в таблице.
Место отбора проб газа: ГРС Стерлитамак-3
- Показатель качества и численное значение в таблице по п.9 ГОСТ 5542 не регламентирует.
5. Показатели качества газа по п.п. 1, 2, 3, 4 таблицы определены на основании данных потокового хроматографа за декабрь 2017 г.

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Нормированное значение по ГОСТ 5542	Средне-месячный показатель
1.	Компонентный состав, молярная доля:	%	ГОСТ 31371.1 - ГОСТ 31371.7		
1.1	метан			не норм.	95,81
1.2	этан			не норм.	2,00
1.3	пропан			не норм.	0,588
1.4	изо-бутан			не норм.	0,088
1.5	норм-бутан			не норм.	0,097
1.6	изо-пентан			не норм.	0,0218
1.7	норм-пентан			не норм.	0,0167
1.8	гексаны			не норм.	0,0239
1.9	диоксид углерода			не более 2,5	0,238
1.10	азот			не норм.	1,10
1.11	кислород			не более 0,050	0,0026
2. ¹	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м ³ (ккал/м ³)	ГОСТ 31369	не менее 31,80 (7600)	34,02 8126

стр. 1 из 2 Паспорт № 9

Рисунок 2.28 – Паспорт качества газа для малых котельных АО «СРТС»

КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

3.	Число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м ³ (ккал/м ³)	ГОСТ 31369	от 41,20 до 54,50 (от 9840 до 13020)	49,47 11816
4.	Плотность при стандартных условиях	кг/м ³	ГОСТ 31369	не норм.	0,6999
5. ²	Массовая концентрация сероводорода	г/м ³	ГОСТ 22387.2	не более 0,020	менее 0,0010
6. ²	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м ³	ГОСТ 22387.2	не более 0,036	менее 0,0010
7. ²	Массовая концентрация механических примесей	г/м ³	ГОСТ 22387.4	не более 0,001	отсутствие
8.	Температура точки росы по воде при давлении в точке отбора пробы	°C	ГОСТ Р 53763	ниже температуры газа	минус 15,1
9.	Температура газа в точке отбора пробы	°C	-	-	плюс 3,5
10. ³	Интенсивность запаха ГТП при объемной доле 1% в воздухе	балл	ГОСТ 22387.5	не менее 3	не определ.

Значения показателей по п.п. 5, 6, 7 определены в Службе лабораторного контроля и охраны окружающей среды Стерлитамакского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Уфа» (аттестат аккредитации № RA.RU.21АП36 от «15» февраля 2017 г.).

Ответственный исполнитель:
временный исполняющий обязанности
инженера-руководителя СЛКиООС
Стерлитамакского ЛПУМГ


подпись

Д.Н. Нигаматуллина
инициалы, фамилия

Заполняется региональным или филиалом ООО «Газпром межрегионгаз»

Копия паспорта выдана поставщиком _____
наименование регионагаза или филиала
покупателю (потребителю) (ненужное зачеркнуть) по его запросу

_____ *наименование предприятия*
«__» _____ 20__ г.
дата

¹ Для информации значение показателя указывается в ккал/м³ (соотношение единиц приведено в приложении № 3 к Положению о единицах величин, допускаемых к применению в РФ).
² Показатели установлены по результатам одного определения в месяц. Место отбора проб ГРС Стерлитамак-3 Стерлитамакского ЛПУМГ.
³ Показатель определяется ГРО согласно технического соглашения в конечных точках газораспределительной сети.

2.2.3 Котельные ООО «ПСК»

С 1 января 2018 года малая котельная МК-6 находится на балансе ООО «Первая сетевая компания» на правах аренды, установленная тепловая мощность котельной составляет 13 Гкал/ч. МК-6 обеспечивает теплом потребителей пос. Шах-Тау, г. Стерлитамак.

2.2.3.1. Структура основного оборудования МК-6

Структура, состав и технические характеристики основного оборудования МК-6 ООО «ПСК» представлена в таблице 2.50.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Таблица 2.50 – Структура, состав и технические характеристики основного оборудования МК-6 ООО «ПСК»

№ п/п	Котельная	Котлы	Ст. №	Тип котла	Год ввода	УТМ, Гкал/ч	РТМ, Гкал/ч	Вид топлива (ос- новное/резервное)	Темпера- турный график	Способ во- доподготовки	Абоненты
1	МК-6, пос. Шах-Тай, г. Стерлитамак, ул. Учен- ническая, 27а	КВ-ГМ-1,16-115Н (Смоленск-1/115)	1	водогрейный	2012	2,60	2,60	прир.газ/нет	115/70	На- катионитовые фильтры	жил.фонд
		КВ-ГМ-1,16-115Н (Смоленск-1/115)	2	водогрейный	2012	2,60	2,60	прир.газ/нет			
		КВ-ГМ-1,16-115Н (Смоленск-1/115)	3	водогрейный	2012	2,60	2,60	прир.газ/нет			
		КВ-ГМ-1,16-115Н (Смоленск-1/115)	4	водогрейный	2012	2,60	2,60	прир.газ/нет			
		КВ-ГМ-1,16-115Н (Смоленск-1/115)	5	водогрейный	2012	2,60	2,60	прир.газ/нет			
		ИТОГО:				13,00	13,00				

Установленная тепловая мощность котельной МК-6 составляет 13 Гкал/ч.

2.2.3.2. Параметры установленной тепловой мощности. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности МК-6

Ограничения установленной тепловой мощности на МК-6 отсутствуют, располагаемая мощность равна установленной.

2.2.3.3. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто МК-6

Годовые значения затрат тепла на собственные нужды МК-6 представлены в таблице 2.51.

Таблица 2.51 –Затраты тепловой энергии на собственные нужды МК-6

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Выработка теплоты, Гкал/год	Расход тепла на собственные нужды, Гкал/год	Доля затрат тепла на собственные нужды от выработки, %
1	МК-6, пос. Шах-Тау, г. Стерлитамак, ул. Ученическая, 27а	15 251	103	0,68%

Анализ структуры годовых затрат тепла на собственные нужды котельных и потребления тепловой мощности на собственные нужды при расчетной температуре наружного воздуха показывает, что их доли относительно полезного отпуска и присоединенной тепловой нагрузки соответственно как правило имеют одинаковые значения, т.е. потребление тепловой мощности на собственные нужды котельной составляет практически такую же долю от присоединенной нагрузки, какую составляют годовые затраты тепла на собственные нужды относительно годового полезного отпуска тепла.

Значения затрат тепловой мощности на собственные нужды МК-6 и ее располагаемой тепловой мощности нетто по состоянию на конец 2017 года приведены в таблице 2.52.

Таблица 2.52 – Располагаемая тепловая мощность нетто МК-6

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	УТМ, Гкал/ч	Тепловая мощность кот- лов располага- емая, Гкал/ч	Потребление тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность нетто, Гкал/ч
1	МК-6, пос. Шах-Тау, г. Стерлитамак, ул. Ученическая, 27а	13,0	13,0	0,05	12,95

Анализ таблицы 2.52 показывает, что потребление тепловой мощности на собственные нужды котельной представленных в таблице составляет 0,42 % от их установленной тепловой мощности.

2.2.3.4. Сро́к ввода в эксплуатацию и срок службы котлоагрегатов МК-6

Все котлоагрегаты МК-6 введены в эксплуатацию в 2012 году, срок службы котлов составляет 6 лет.

2.2.3.5. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от котельных. Описание схемы выдачи тепловой мощности от МК-6

Системы централизованного теплоснабжения МК-6 закрытые, абоненты в основном подключены по зависимой схеме.

От МК-6 осуществлено центральное качественное регулирование отпуска тепла в тепловые сети. Отпуск тепла на нужды отопления регулируется с помощью изменения температуры теплоносителя, подаваемого в тепловую сеть, в зависимости от температуры наружного воздуха при постоянном расходе теплоносителя.

Изменение температуры теплоносителя производится вручную оперативным персоналом или автоматически с помощью изменения количества подаваемого на сжигание топлива.

Температурный график регулирования отпуска тепла от МК-6 составляет 115/70 °С.

Температурный график регулирования отпуска тепла 115/70 °С представлен на рисунке 2.30.

для внутреннего пользования
работниками ООО "БашРТС"

Приложение № 5.1
к Указанию "БашРТС-Стерлитамак"
от 27.12.2017 № 91

График регулирования отпуска тепла
для температурных графиков
150-70 °С, 130-70 °С, 120-70 °С, 105-70 °С, 95-70 °С
по г. Стерлитамак

Среднесуточная температура наружного воздуха, °С	Температура воды в подающем трубопроводе, °С					Температура воды в обратном трубопроводе, °С
	150	130	120	105	95	
+8 (и выше)	53,2	48,9	46,7	43,4	41,2	35,8
+7	55,7	50,9	48,6	45,0	42,7	36,8
+6	58,1	53,0	50,5	46,6	44,1	37,7
+5	60,5	55,1	52,3	48,2	45,5	38,7
+4	62,9	57,1	54,2	49,8	46,9	39,6
+3	65,3	59,1	56,0	51,4	48,3	40,6
+2	67,7	61,1	57,8	52,9	49,7	41,5
+1	70,0	63,1	59,7	54,5	51,0	42,4
0	72,4	65,1	61,5	56,0	52,4	43,3
-1	74,7	67,1	63,2	57,5	53,7	44,2
-2	77,0	69,0	65,0	59,0	55,0	45,0
-3	79,3	71,0	66,8	60,5	56,3	45,9
-4	81,6	72,9	68,6	62,0	57,6	46,7
-5	83,9	74,9	70,3	63,5	58,9	47,6
-6	86,2	76,8	72,0	65,0	60,2	48,4
-7	88,5	78,7	73,8	66,4	61,5	49,2
-8	90,8	80,6	75,5	67,9	62,8	50,1
-9	93,0	82,5	77,2	69,3	64,0	50,9
-10	95,3	84,4	78,9	70,8	65,3	51,7
-11	97,6	86,3	80,6	72,2	66,6	52,5
-12	99,8	88,2	82,3	73,6	67,8	53,3
-13	102,0	90,0	84,0	75,0	69,0	54,0
-14	104,3	91,9	85,7	76,4	70,3	54,8
-15	106,5	93,8	87,4	77,9	71,5	55,6
-16	108,7	95,6	89,1	79,3	72,7	56,3
-17	110,9	97,5	90,7	80,7	73,9	57,1
-18	113,1	99,3	92,4	82,0	75,1	57,9
-19	115,3	101,2	94,1	83,4	76,3	58,6
-20	117,5	103,0	95,7	84,8	77,5	59,4
-21	119,7	104,8	97,4	86,2	78,7	60,1
-22	121,9	106,6	99,0	87,6	79,9	60,8
-23	124,1	108,5	100,6	88,9	81,1	61,6
-24	126,3	110,3	102,3	90,3	82,3	62,3
-25	128,5	112,1	103,9	91,6	83,5	63,0
-26	130,6	113,9	105,5	93,0	84,6	63,7
-27	132,8	115,7	107,2	94,3	85,8	64,4
-28	135,0	117,5	108,8	95,7	87,0	65,1
-29	137,1	119,3	110,4	97,0	88,1	65,8
-30	139,3	121,1	112,0	98,4	89,3	66,5
-31	141,4	122,9	113,6	99,7	90,4	67,2
-32	143,6	124,7	115,2	101,0	91,6	67,9
-33	145,7	126,4	116,8	102,4	92,7	68,6
-34	147,9	128,2	118,4	103,7	93,9	69,3
-35(и ниже)	150,0	130,0	120,0	105,0	95,0	70,0

Примечание:

Минимальная температура для обеспечения нагрузки горячего водоснабжения и срез температуры прямой сетевой воды на выходе теплоисточника задаются в соответствии с утвержденной режимной картой работы тепловых сетей от теплоисточника.

Рисунок 2.30 – Температурный график регулирования отпуска тепла для источников теплоснабжения
г. Стерлитамак

2.2.3.6. Среднегодовая загрузка основного оборудования МК-6

В таблице 2.53 представлено среднегодовое время работы основного оборудования (ЧЧИ УТМ) МК-6.

Таблица 2.53 – Среднегодовое время работы основного оборудования МК-6 в 2017 году

№ кот.	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Выработка тепла, Гкал	Число часов использования УТМ, час.
1	МК-6, пос. Шах-Тай, г. Стерлитамак, ул. Ученическая, 27а	13,0	15 251	1 173

Как следует из таблицы 2.53, число часов использования установленной тепловой мощности МК-6 составляет 1 173 часов в 2017 году, что свидетельствует о недогруженности основного оборудования котельной.

2.2.3.7. Способы учета тепла, отпущенного в паровые и водяные тепловые сети МК-6

На выводах МК-6 приборного учета тепловой энергии не ведется, тепло-вычислители не установлены.

Учет отпуска тепла осуществляется по расходу топлива и КПД котлов.

2.2.3.8. Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств МК-6

Производительность подпитывающих устройств, установленных на малых котельных АО «СРТС» представлены в таблице 2.54.

Таблица 2.54 – Характеристика ВПУ МК-6

Котельная	Способ водоподготовки	Производительность ВПУ, т/ч
МК-1	На-катионитовые фильтры	7 т/ч, недеаэрированной ХОВ, в аварийных случаях дополнительно – 3,5 т/час недеаэрированной ХОВ.

2.2.3.9. *Статистика отказов и восстановлений оборудования МК-6*

За период с 2015 по 2018 годы на МК-6 не было отказов приведших к прекращению подачи тепловой энергии потребителям сверх нормативных значений.

2.2.3.10. *Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации основного оборудования МК-6*

На 2016 и 2017 годы предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования МК-6 отсутствуют.

2.2.3.11. *Проектный и установленный топливный режим МК-6*

Проектным и фактическим основным топливом для МК-6 является природный газ, подаваемый в общем потоке Ишимбай – Уфа. Поставщиком газа является ПАО «Газпром» ООО «Газпром трансгаз Уфа» Стерлитамакское ЛПУМГ.

Резервное топливо на МК-6 отсутствует.

Потребление топлива МК-6 в 2017 году составило 1 486,749 тыс. м^3 природного газа, или 1 728,834 т у.т.

2.2.4 Котельные организаций, не осуществляющих регулируемые виды деятельности в области теплоснабжения

В городе Стерлитамак на ряде промышленных предприятий (около 12 штук) имеются собственные источники тепла, работающие только на собственные нужды данных предприятий.

Суммарная установленная тепловая мощность вышеуказанных котельных составляет около 434 Гкал/ч.

2.2.4.1. *Структура основного оборудования*

Структура, состав и технические характеристики основного оборудования котельных, не осуществляющих регулируемые виды деятельности в области теплоснабжения,

представлены в таблице 2.55.

Таблица 2.55 – Структура, состав и технические характеристики основного оборудования промышленных котельных

№ п/п.	Наименование организации, эксплуатирующей котельную	Количество и марка котлов. Производительность котельной Гкал/час.			
		котлов, ед.	Марка котлов.	Q, Гкал/ч (т/ч)	Примечание
1.	ОАО «Синтез-Каучук»	6	ГМ-50-14.	210	
2.	ОАО «ШИХАН»	4	ДКВр10-14ГМ, ДЕ 16-14ГМ.	32,2	
3.	ГУП Спирто-водочный комбинат «СТАЛК»	2	ДКВр 4-14ГМ.	5,6	
4.	ОАО «Стерлитамакский з-д стройматериалов»	3	ДЕ 10-14ГМ.	21	
5.	ГУСП «Рощинский»	2	ДКВр2,5-14ГМ.	3,55	Водогрейный режим
6.	ОАО «Стерлитамакский хлебокомбинат»	5	ДЕ 4-14ГМ, Е 1/9ГМ.	8,75	
7.	ОАО «Красный пролетарий»	1	ДКВр6,5-14ГМ.	4,55	
8.	МУП «Банно-прачечный трест»	2	Е 1/9ГМ.	1,4	
9.	ЗАО «Аллат»	2	Висман	н/д	
10.	МУП «РСУ ДОР»	1	Е 1/9ГМ.	0,7	
11.	ТЭЦ АО «Башкирская содовая компания»	10	БКЗ-75-39 ГМА БКЗ-75-39 ГМ БКЗ-75-39 ГМА-2	75 т/ч 75 т/ч 75 т/ч	4 ед. 3 ед. 3 ед.
12.	ООО «Стерлитамакский завод силикатных изделий»	3	ДКВР-10-23	10 т/ч	

3 ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ НА НИХ И ТЕПЛОВЫЕ ПУНКТЫ

3.1 Общие положения

В город Стерлитамак транспорт тепла от источников теплоснабжения осуществляют три теплосетевых компании, в том числе:

- БашРТС-Стерлитамак филиал ООО «БашРТС» (далее по тексту - БашРТС-Стерлитамак) - является теплоснабжающей и теплосетевой организацией в городе Стерлитамаке, осуществляет транспорт тепла от Н-СтТЭЦ, СтТЭЦ и котельного цеха №7 ООО «БашРТС», эксплуатацию тепловых сетей и тепло-сетевых объектов осуществляет подразделение БашРТС-Стерлитамак – Стерлитамакский район тепловых сетей (далее Стерлитамакский РТС);
- АО «СРТС» - является теплоснабжающей и теплосетевой организацией в городе Стерлитамаке, осуществляет транспорт тепла от Н-СтТЭЦ, СтТЭЦ и котельного цеха №7 ООО «БашРТС» и от 8-и малых котельных, находящихся на балансе АО «СРТС» на правах аренды;
- ООО «ПСК» - является теплоснабжающей и теплосетевой организацией в городе Стерлитамаке, осуществляет транспорт тепла от малой котельной МК-6, находящейся на балансе ООО «ПСК» на правах аренды, ООО «ПСК» обеспечивает теплоснабжение абонентов пос. Шах-Тау, г. Стерлитамак.

Суммарная протяженность трубопроводов водяных тепловых сетей города Стерлитамак в однострубно́м исчислении составляет 625,4 км.

Общая характеристика водяных тепловых сетей города по теплосетевым организациям представлена в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Общая характеристика водяных тепловых сетей по теплосетевым организациям

	Протяженность, км		Материальная характеристика, м ²	Внутренний объ- ем трубопрово- дов, м ³
	в однострубно-м исчислении	в двухтруб-ном исчисле-нии		
Стерлитамакский РТС				
ВСЕГО:	96,55	48,28	61,70	33,74
Магистральные тепловые сети	96,55	48,28	61,70	33,74
АО «СРТС»				
ВСЕГО:	522,16	261,08	76,77	11,71
Магистральные тепловые сети	22,61	11,30	11,34	4,48
Квартальные тепловые сети отопле- ния	342,67	171,34	49,16	5,92

	Протяженность, км		Материальная характеристика, м ²	Внутренний объем трубопроводов, м ³
	в однетрубном исчислении	в двухтрубном исчислении		
Квартальные тепловые сети ГВС	156,88	78,44	16,27	1,31
ООО «ПСК»				
ВСЕГО:	6,72	3,36	0,86	0,09
Магистральные тепловые сети	3,64	1,82	0,60	0,08
Квартальные тепловые сети отопления и ГВС	3,08	1,54	0,26	0,01
Суммарно по городу				
ВСЕГО:	625,43	312,71	139,33	45,54
Магистральные тепловые сети	122,79	61,40	73,64	38,29
Квартальные тепловые сети отопления и ГВС	502,63	251,32	65,69	7,25

Как видно из таблицы 3.1 наибольшая протяженность трубопроводов тепловых сетей находится в эксплуатации АО «СРТС».

В системе централизованного теплоснабжения города Стерлитамак участвуют 56 централизованных тепловых пунктов, которые находятся в эксплуатации АО «СРТС».

Подробно характеристика тепловых сетей города Стерлитамак представлена в приложении 2 к данной книге.

Схема магистральных тепловых сетей города Стерлитамак представлена на рисунке 3.1 (синим цветом выделены участки магистральных тепловых сетей, находящихся на обслуживании АО «СРТС», остальные сети - ООО «БашРТС»).



3.2 Тепловые сети Стерлитамакского РТС

3.2.1 Общая характеристика тепловых сетей

Тепловые сети Стерлитамакского РТС включают в себя в основном магистральные тепловые сети от Н-СТТЭЦ, СТТЭЦ и КЦ-7 до границ балансовой принадлежности АО «СРТС» (см рисунок 3.0).

Протяженность трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС на конец 2017 года составила 96,55 км в однострубно́м исчислении, материальная характеристика – 61 699 м².

Сведения о протяженности, материальной характеристике и внутреннем объеме трубопроводов тепловых сетей различного диаметра представлены в таблице 3.2 и на рисунке 3.0.

Таблица 3.2 – Распределение протяженности, материальной характеристики и внутреннего объема трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС с разбивкой по условному диаметру

Ду, мм	Протяженность трубопроводов тепловых сетей в однострубно́м исчислении, п.м.	Материальная характеристика трубопроводов тепловых сетей, м ²	Внутренний объем трубопроводов тепловых сетей, м ³
50	10	0,58	0,02
70	43	3,30	0,17
80	272	24,19	1,37
100	2 754	297,41	21,62
125	101	13,43	1,24
150	1 358	215,85	23,98
200	2 470	540,89	77,55
250	3 840	1 048,36	188,41
300	5 320	1 728,87	375,83
350	1 255	473,14	120,68
400	7 912	3 370,60	993,77
500	14 330	7 594,85	2 812,24
600	15 435	9 723,92	4 361,87
700	12 301	8 856,86	4 731,66
800	10 113	8 292,33	5 080,57
1000	19 038	19 514,36	14 945,14
Σ	96 551	61 698,94	33 736,12

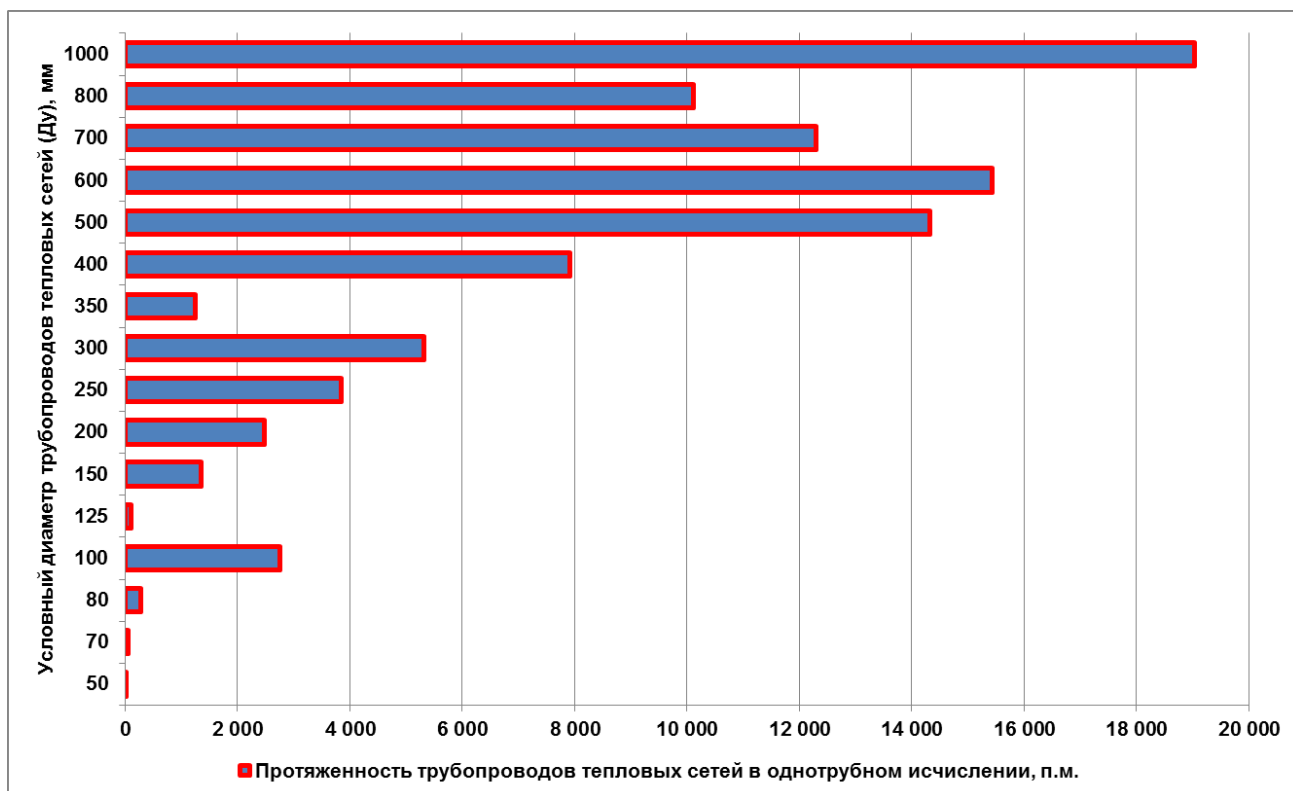


Рисунок 3.1 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по диаметрам

Как следует из рисунка 3.1, по протяженности преобладают трубопроводы с большими диаметрами 400 и 1000 мм (что характерно для магистральных тепловых сетей).

В таблице 3.3, на рисунке 3.2 и 3.3 представлено распределение протяженности трубопроводов и их материальной характеристики по способам прокладки.

Таблица 3.3 – Распределение протяженности и материальной характеристики трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по способам прокладки

Тип прокладки трубопроводов тепловых сетей	Протяженность трубопроводов тепловых сетей в однострубно́м исчислении, п.м.	Материальная характеристика трубопроводов тепловых сетей, м ²
Бесканальная	240,00	78,00
Непроходной канал	57 874,68	32 364,82
Проходной канал	109,00	111,73
Эстакада	38 327,70	29 144,39
ИТОГО:	96 551,38	61 698,94
Подземная	58 223,68	32 554,55
Надземная	38 327,70	29 144,39
ИТОГО:	96 551,38	61 698,94

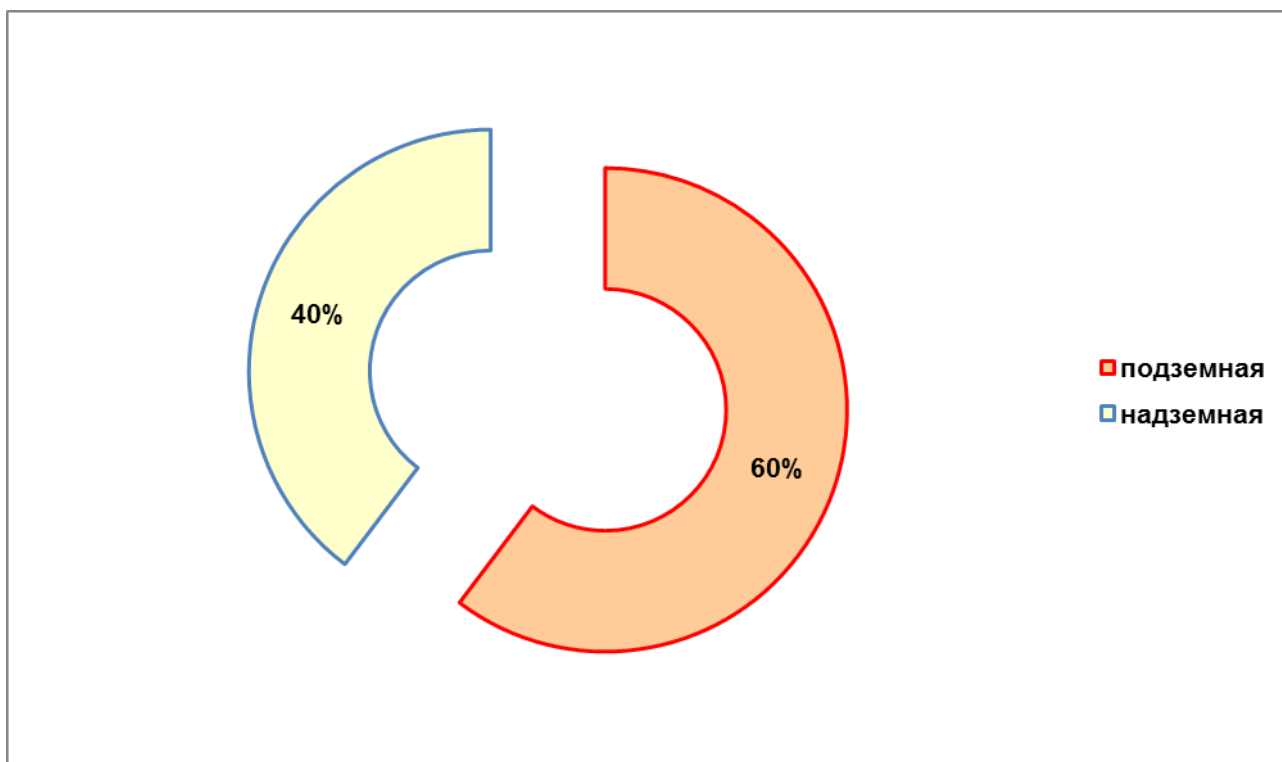


Рисунок 3.2 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС надземной и подземной прокладки

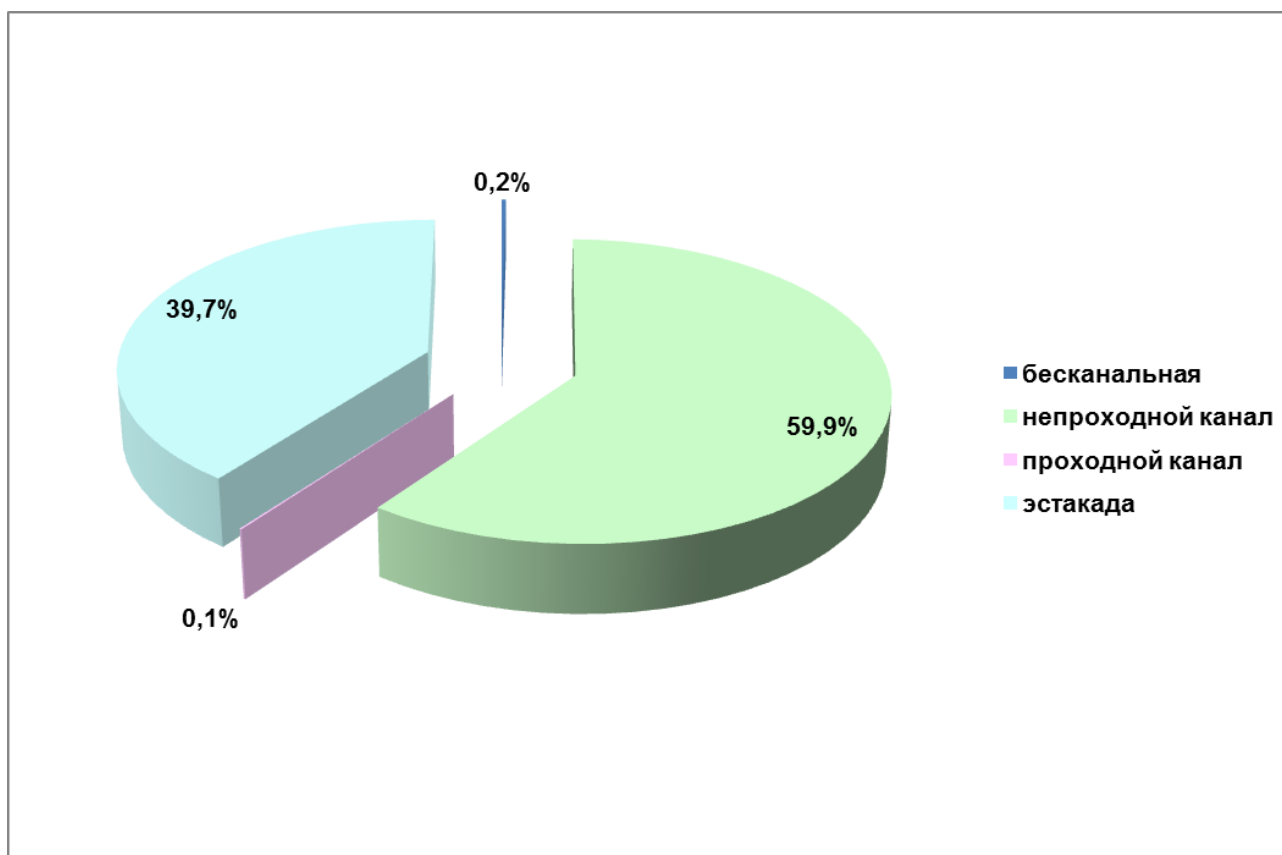


Рисунок 3.3 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по типам надземной и подземной прокладки

Доля подземной прокладки трубопроводов тепловых сетей больше надземной, при этом в основном при подземной прокладке используется прокладка в непроходном канале. Доля надземной прокладки трубопроводов тепловых сетей составляет 40%, надземная прокладка трубопроводов магистральных тепловых сетей выполнена на низких и высоких эстакадах.

Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей по годам прокладки показано в таблице 3.4. Временные интервалы выбраны в соответствии с периодами действия норм проектирования изоляции трубопроводов тепловых сетей. На рисунке 3.4 представлено распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей по срокам ввода в эксплуатацию.

Таблица 3.4 – Распределение протяженности и материальной характеристики трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по годам прокладки

Год прокладки	Протяженность трубопроводов тепловых сетей в однострунном исчислении, м.п.	Материальная характеристика трубопроводов тепловых сетей, м ²
До 1990	31 255,50	21 951,27
С 1991 по 1998	10 198,40	5 687,25
С 1999 по 2003	7 283,60	3 245,77
С 2004	47 813,88	30 814,65
Всего	96 551,38	61 698,94

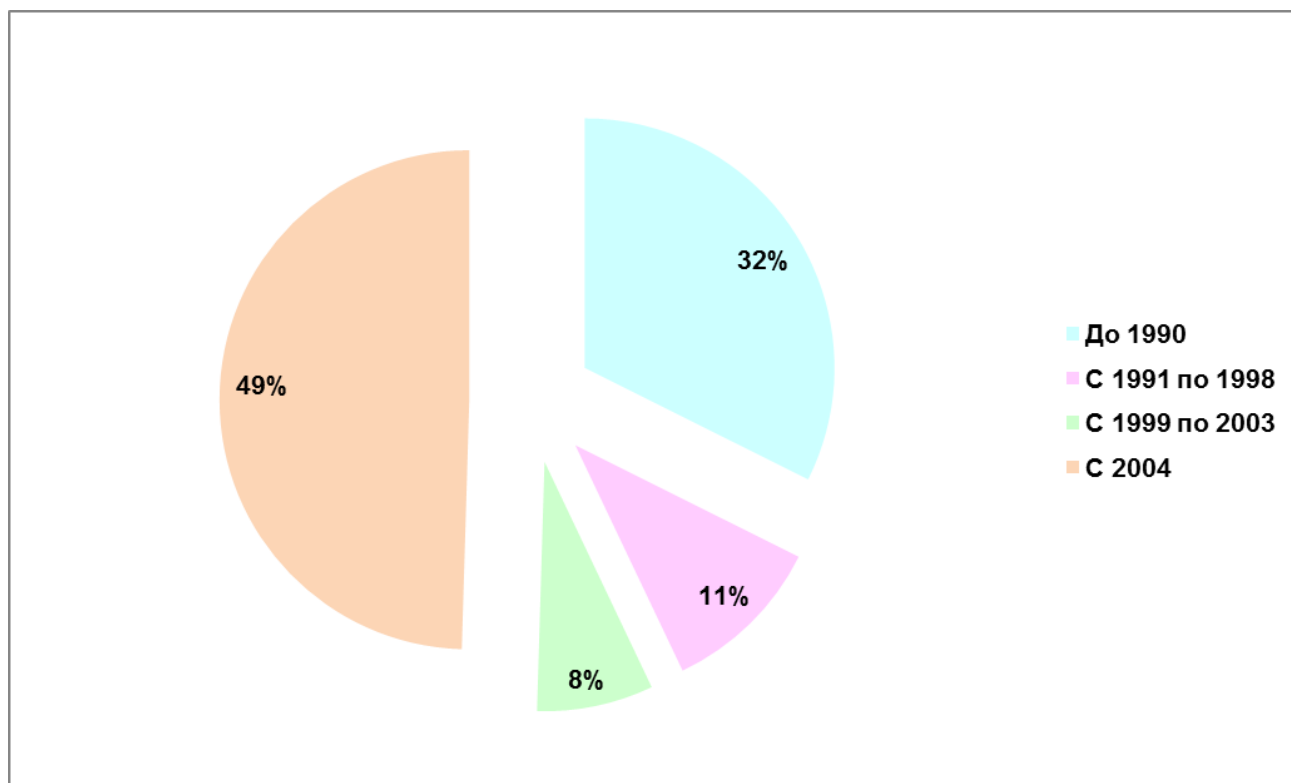


Рисунок 3.4 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по годам прокладки

Из рисунка 3.4 следует, что наибольшая часть всех трубопроводов тепловых сетей проложена (переложена) после 2004 года, протяженность трубопроводов тепловых сетей со сроком службы более 25 лет составляет 31,8 км в однострубно́м исчислении или 33% от общей протяженности тепловых сетей.

Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей по виду тепловой изоляции представлено в таблице 3.5 и на рисунке 3.5.

Таблица 3.5 – Распределение протяженности и материальной характеристики трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по типу тепловой изоляции

Тип изоляции	Протяженность трубопроводов тепловых сетей в однострубно́м исчислении, м п.	Материальная характеристика трубопроводов тепловых сетей, м ²
URSA	17 026,68	11 378,35
Диатомовые изд. М 600	322,00	104,65
МВ прош. М 100	3 097,00	608,38
МВ прош. М 125	72 312,70	47 736,98
Пенополиуретан	3 793,00	1 870,58

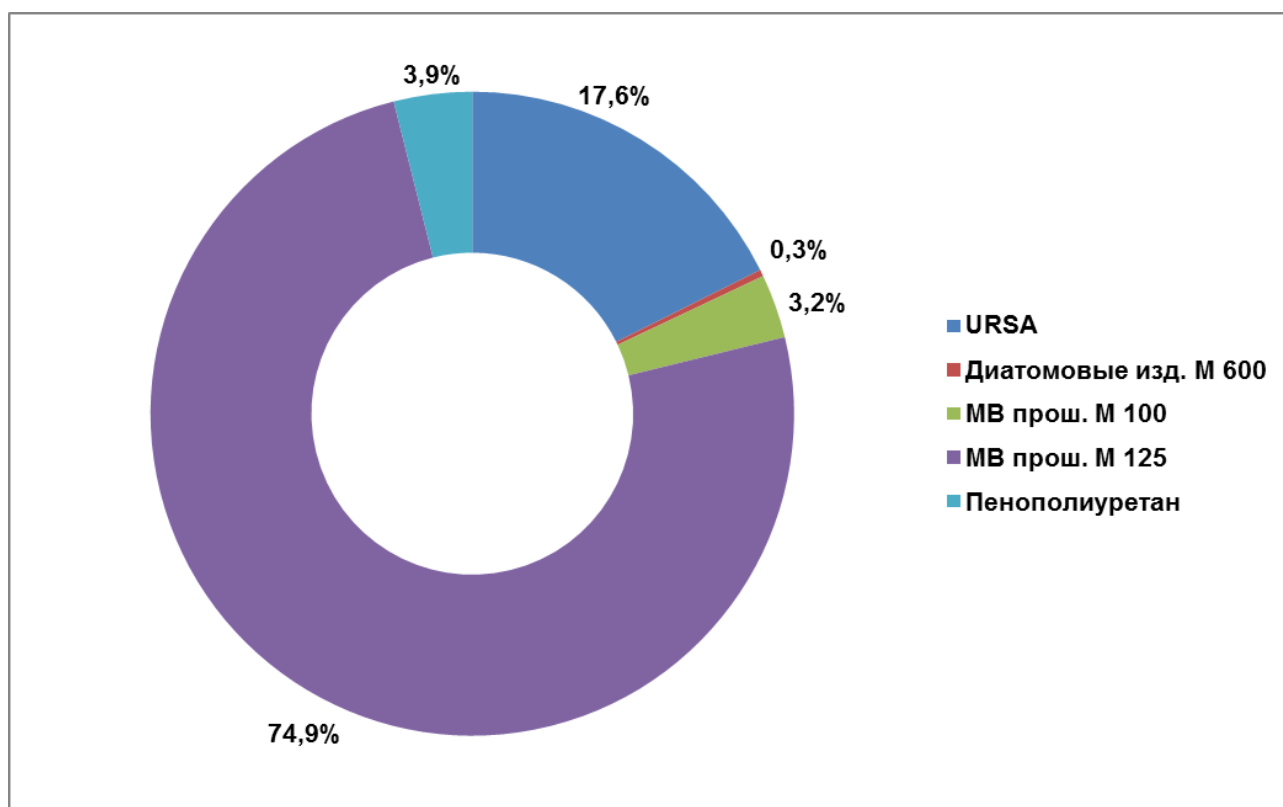


Рисунок 3.5 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по типу тепловой изоляции

Как видно из рисунка 3.5 основным типом тепловой изоляции для трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС являются минераловатные прошивные маты

(78%).

3.2.2 Тепловые пункты, насосные станции

Тепловые пункты и насосные станции в обслуживании Стерлитамакского РТС отсутствуют.

3.2.3 Характеристика тепловых камер, павильонов и арматуры

Тепловые камеры на тепловых сетях Стерлитамакского РТС подземные и имеют следующие конструктивные особенности:

- основание тепловых камер монолитное железобетонное;
- стены тепловых камер выполнены в основном из железобетонных колец или кирпича, имеется небольшой процент тепловых камер с исполнением стен монолитным железобетоном;
- перекрытие тепловых камер выполнено из сборного железобетона (балки, плиты), имеется небольшой процент тепловых камер с исполнением перекрытия монолитным железобетоном.

Павильоны на магистральных тепловых сетях отсутствуют, для обслуживания оборудования предусмотрены открытые площадки обслуживания из металлоконструкций.

В качестве секционирующей арматуры на магистральных тепловых сетях г. Стерлитамак выступают стальные клиновые литые задвижки с выдвижным шпинделем типа 30С64НЖ.

3.2.4 Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети. Фактические температурные режимы отпуска тепла

Регулирование отпуска тепла в тепловые сети города качественное, по отопительной нагрузке, с изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха.

Отпуск тепла в тепловые сети от ТЭЦ ООО «БГК» города Стерлитамак и КЦ-7 ООО «БашРТС» производится по температурному графику 150/70 °С, с верхней срезкой на 130 °С и нижним спрямлением на 70 °С для обеспечения тепловой нагрузки ГВС.

На рисунке 3.6 и 3.7 представлены температуры сетевой воды в подающей и об-

ратной линиях тепловой сети в зависимости от температуры наружного воздуха для температурного графика регулирования отпуска тепла 150/70 °С.

для включения в договора
теплоснабжения

Приложение № 2.1
к Указанию "БашРТС-Стерлитамак"
от 27.12.2017 № 91

График температур сетевой воды в подающем трубопроводе
на выходе источников регулирования
по температурным графикам 150-70 °С, 130-70 °С, 120-70 °С, 105-70 °С, 95-70 °С
г. Стерлитамак

Среднесуточная температура наружного воздуха, прогнозируемая за 72 часа (Т _{нв}), °С	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей на выходе источника регулирования (Т ₁), °С				
	теплоточистотник	ЦТП по независимой схеме			
		150	130	120	105
+8 (и выше)	70,0	48,9	46,7	43,4	41,2
+7	70,0	50,9	48,6	45,0	42,7
+6	70,0	53,0	50,5	46,6	44,1
+5	70,0	55,1	52,3	48,2	45,5
+4	70,0	57,1	54,2	49,8	46,9
+3	70,0	59,1	56,0	51,4	48,3
+2	70,0	61,1	57,8	52,9	49,7
+1	70,0	63,1	59,7	54,5	51,0
0	72,4	65,1	61,5	56,0	52,4
-1	74,7	67,1	63,2	57,5	53,7
-2	77,0	69,0	65,0	59,0	55,0
-3	79,3	71,0	66,8	60,5	56,3
-4	81,6	72,9	68,6	62,0	57,6
-5	83,9	74,9	70,3	63,5	58,9
-6	86,2	76,8	72,0	65,0	60,2
-7	88,5	78,7	73,8	66,4	61,5
-8	90,8	80,6	75,5	67,9	62,8
-9	93,0	82,5	77,2	69,3	64,0
-10	95,3	84,4	78,9	70,8	65,3
-11	97,6	86,3	80,6	72,2	66,6
-12	99,8	88,2	82,3	73,6	67,8
-13	102,0	90,0	84,0	75,0	69,0
-14	104,3	91,9	85,7	76,4	70,3
-15	106,5	93,8	87,4	77,9	71,5
-16	108,7	95,6	89,1	79,3	72,7
-17	110,9	97,5	90,7	80,7	73,9
-18	113,1	99,3	92,4	82,0	75,1
-19	115,3	101,2	94,1	83,4	76,3
-20	117,5	103,0	95,7	84,8	77,5
-21	119,7	104,8	97,4	86,2	78,7
-22	121,9	106,6	99,0	87,6	79,9
-23	124,1	108,5	100,6	88,9	81,1
-24	126,3	110,3	102,3	90,3	82,3
-25	128,5	112,2	104,1	91,9	83,8
-26	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-27	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-28	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-29	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-30	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-31	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-32	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-33	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-34	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3
-35 (и ниже)	130,0	113,4	105,1	92,6	84,3

Рисунок 3.6 – Утвержденный на 2018 год график температуры сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей Стерлитамакского РТС с учетом верхней срезки и нижнего спрямления на нужды нагрузки ГВС

для включения в договора
теплоснабжения

Приложение № 3.1.1
к Указанию "БашРТС-Стерлитамак"
от 27.12.2017 № 91

График температур сетевой воды в обратном трубопроводе,
возвращаемой от потребителя тепловой энергии,
по температурному графику 150-70 °С
г. Стерлитамак

Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T1), °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T2), °С	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T1), °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T2), °С
53	35,7	102	54,0
54	36,1	103	54,4
55	36,5	104	54,7
56	36,9	105	55,1
57	37,3	106	55,4
58	37,7	107	55,8
59	38,1	108	56,1
60	38,5	109	56,4
61	38,9	110	56,8
62	39,3	111	57,1
63	39,7	112	57,5
64	40,1	113	57,8
65	40,5	114	58,2
66	40,8	115	58,5
67	41,2	116	58,8
68	41,6	117	59,2
69	42,0	118	59,5
70	42,4	119	59,8
71	42,8	120	60,2
72	43,1	121	60,5
73	43,5	122	60,9
74	43,9	123	61,2
75	44,3	124	61,5
76	44,6	125	61,9
77	45,0	126	62,2
78	45,4	127	62,5
79	45,8	128	62,9
80	46,1	129	63,2
81	46,5	130	63,5
82	46,9	131	63,8
83	47,2	132	64,2
84	47,6	133	64,5
85	48,0	134	64,8
86	48,3	135	65,2
87	48,7	136	65,5
88	49,1	137	65,8
89	49,4	138	66,1
90	49,8	139	66,5
91	50,1	140	66,8
92	50,5	141	67,1
93	50,8	142	67,4
94	51,2	143	67,8
95	51,6	144	68,1
96	51,9	145	68,4
97	52,3	146	68,7
98	52,6	147	69,0
99	53,0	148	69,4
100	53,3	149	69,7
101	53,7	150	70,0

Рисунок 3.7 – Утвержденный на 2018 год график температуры сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей Стерлитамакского РТС

На рисунках 3.8 – 3.13 представлены данные о фактических среднесуточных температурах теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах на выводах СтТЭЦ, Н-СтТЭЦ и КЦ-7 в 2017 году в сравнении с расчетными.

Практически на всех выводах данных источников фактическая температура воды, по результатам работы в 2017 году, в подающем и обратном трубопроводах соответствует фактической, за исключением верхней срезки, которая по фактическим данным прослеживается при температуре сетевой воды в подающем трубопроводе 115 °С.

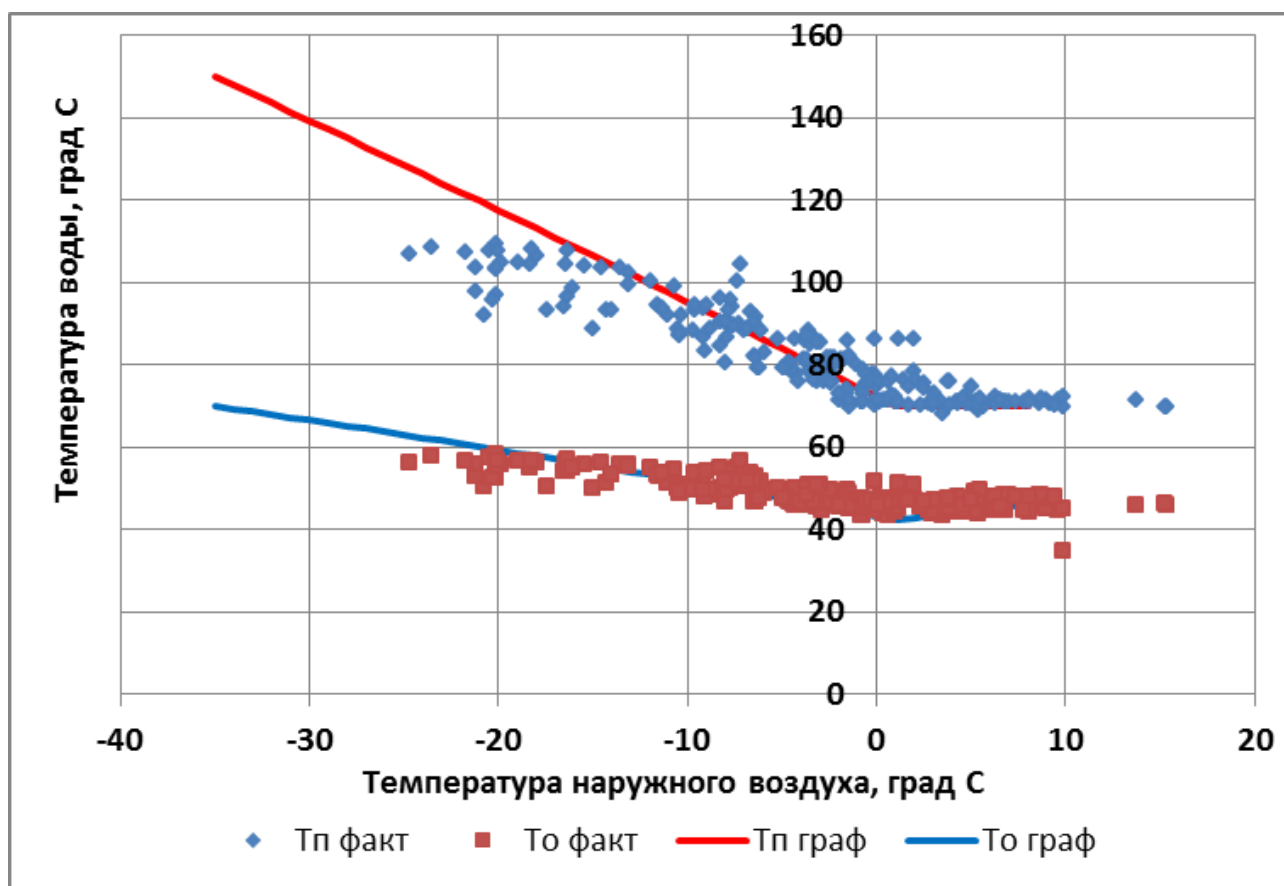


Рисунок 3.8 – Температурный график СтТЭЦ по выводу ТМ-1 (город)

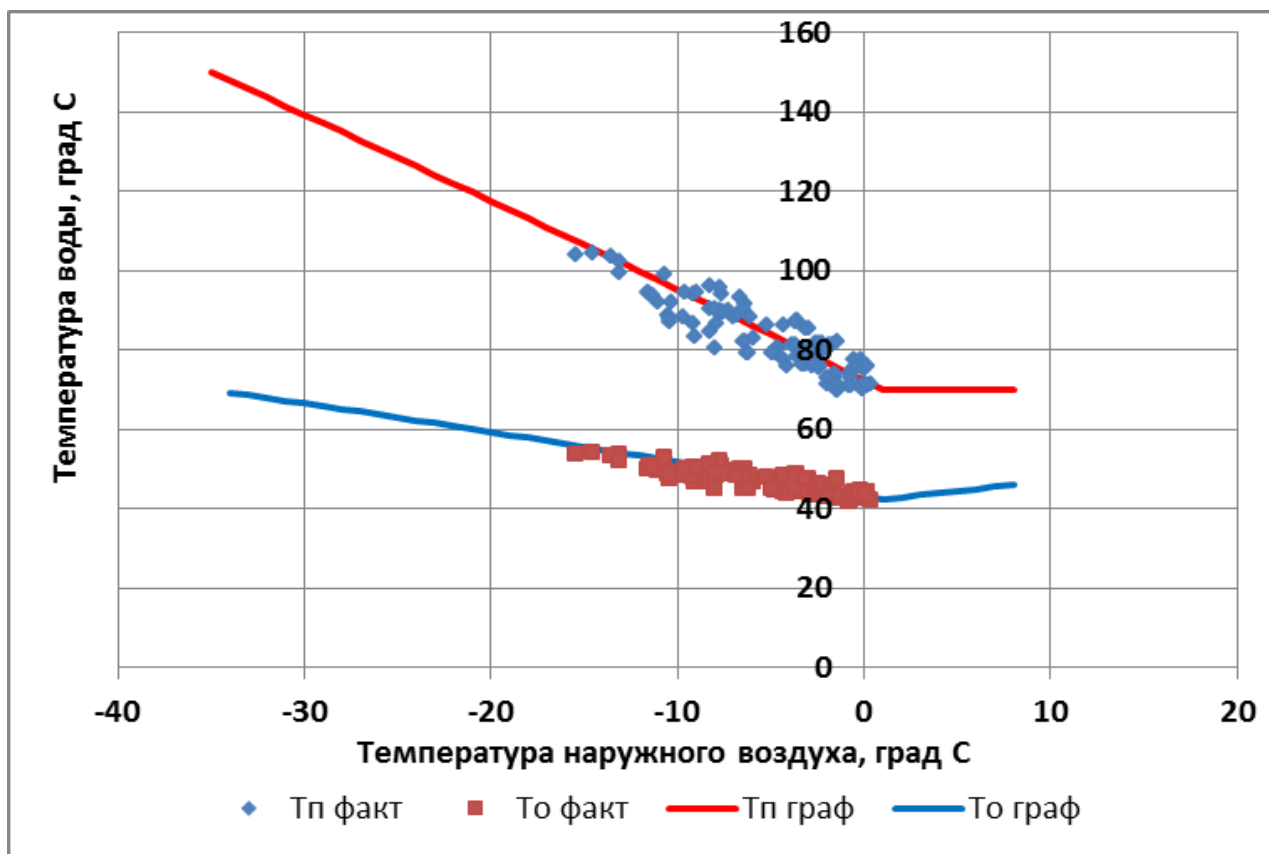


Рисунок 3.9 – Температурный график СтТЭЦ по выводу ТМ-3 (город)

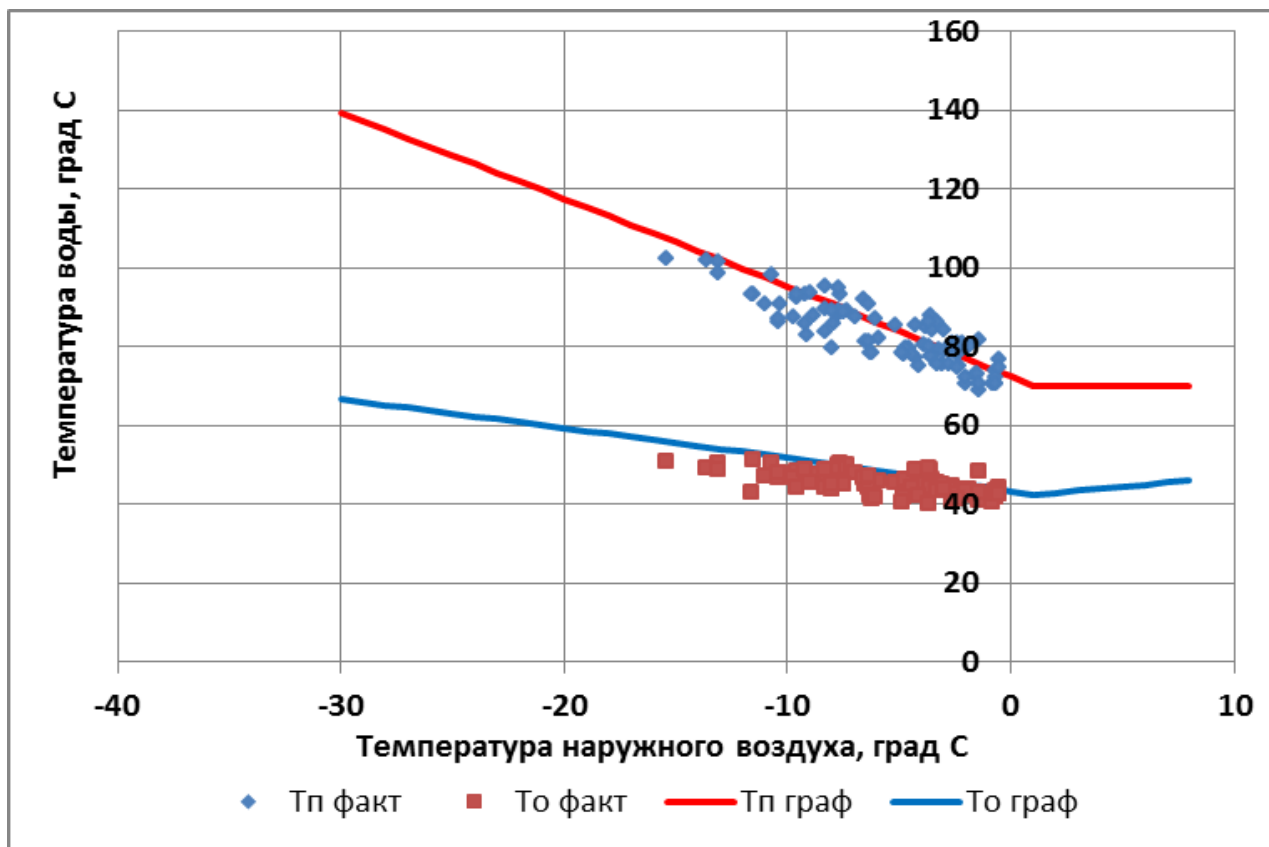


Рисунок 3.10 – Температурный график СтТЭЦ по выводу ТМ-13 (Строймаш)

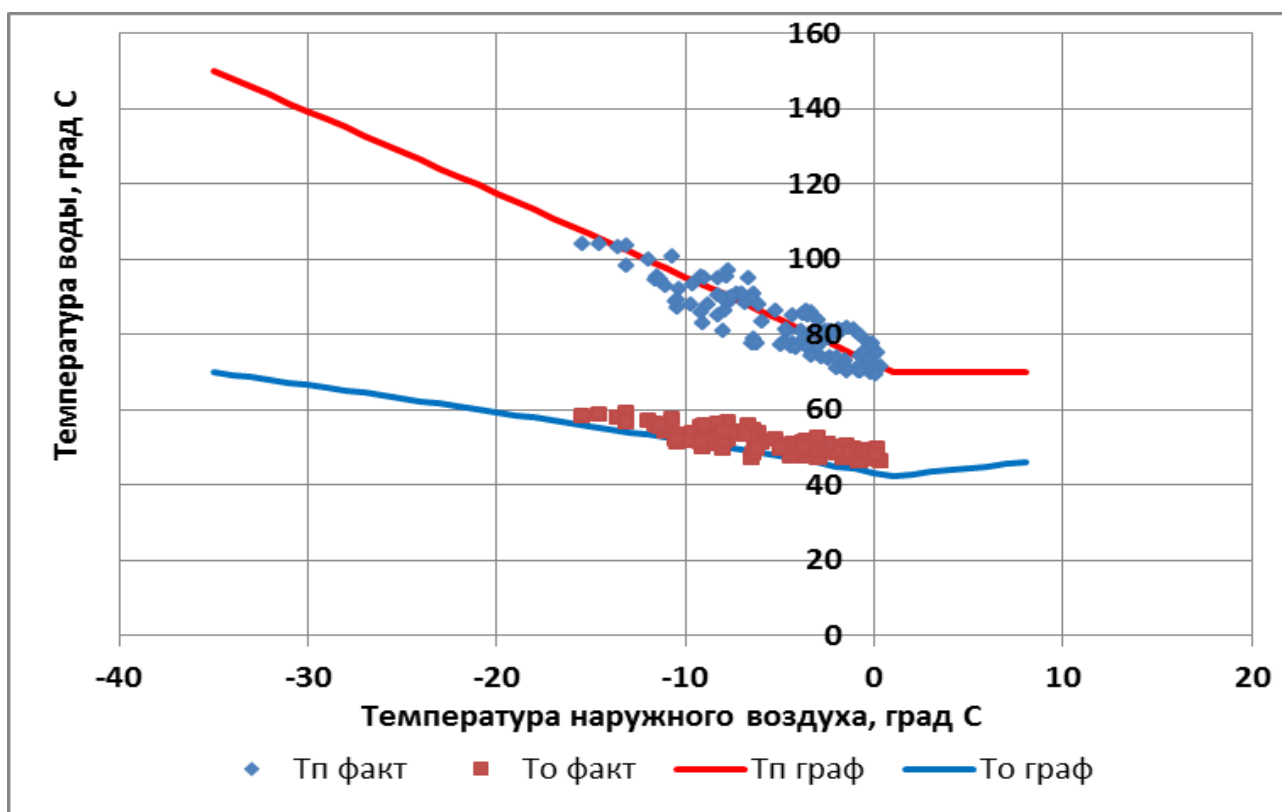


Рисунок 3.11 – Температурный график Н-СтТЭЦ по выводу ТМ-8 (город)

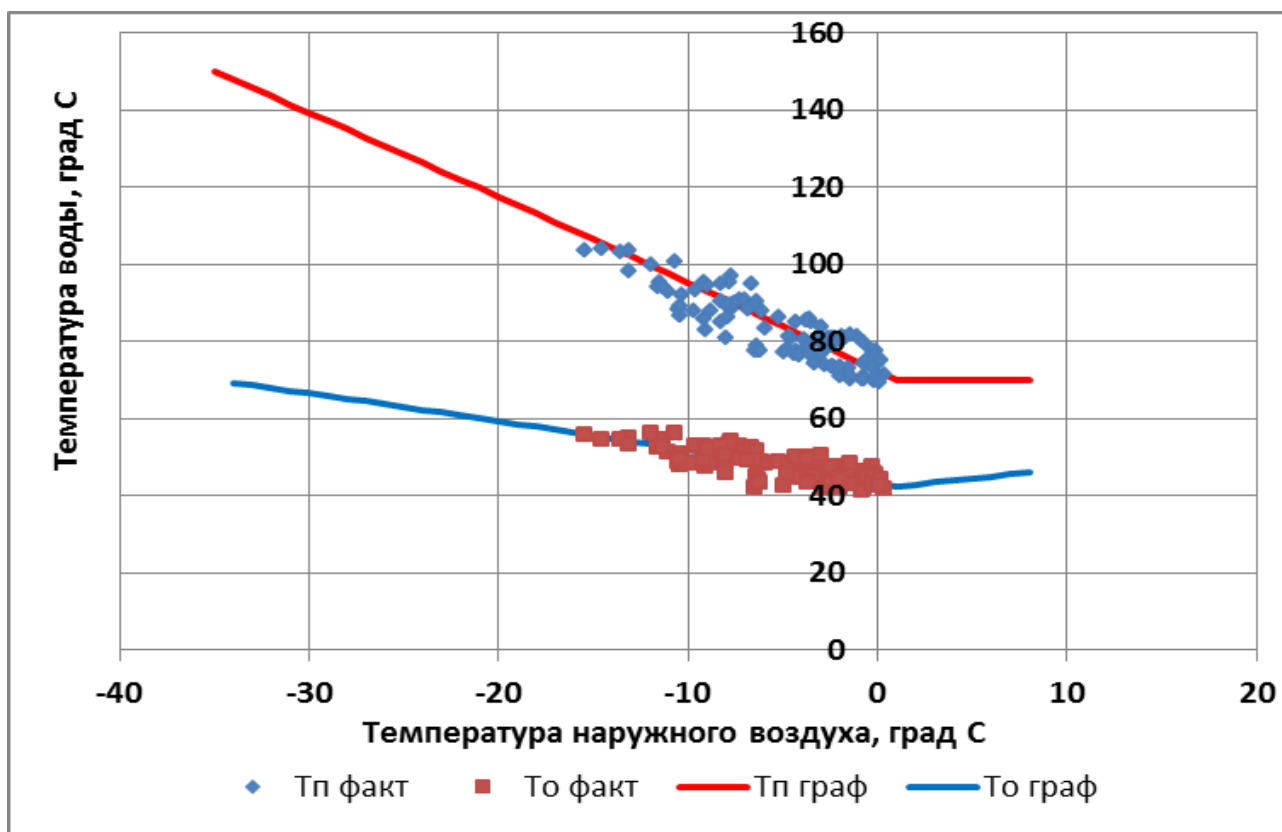


Рисунок 3.12 – Температурный график Н-СтТЭЦ по выводу ТМ-9 (Каустик)

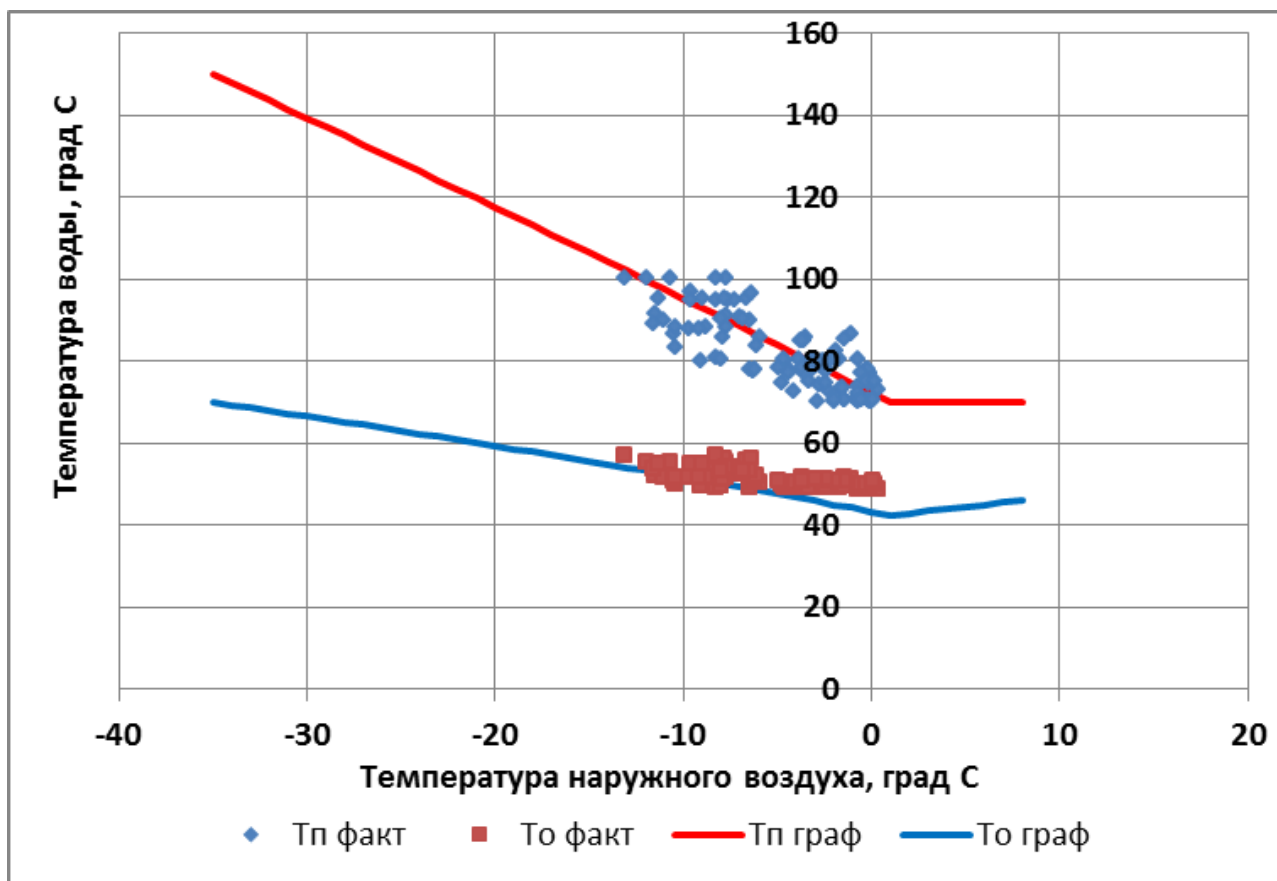


Рисунок 3.13 – Температурный график КЦ-7 по выводу ТМ-11 (город)

3.2.5 Гидравлические режимы тепловых сетей

Результаты расчетов гидравлических режимов тепловых сетей приведены в документе «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа город Стерлитамак республики Башкортостан на период до 2033 г. (актуализация на 2019 год). Книга 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения. Приложение 4. Существующие гидравлические режимы тепловых сетей» (шифр 80445.ОМ-ПСТ.001.004).

3.2.6 Статистика отказов и восстановлений тепловых сетей

Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) с классификацией их по характеру повреждений на тепловых сетях Стерлитамакского РТС в 2015 ÷ 2017 годах, а также статистика восстановлений представлена в таблице 3.6.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Таблица 3.6 – Повреждения на тепловых сетях ООО «БашРТС» города Стерлитамак за период с 2015 по 2017 годы

№№	Теплоисточник	Магистраль	Признак тепловых сетей (М, квартал-ные, ОТ, ГВС, ...)	Место повреждения (подающий тр., обратный тр., камера, компенсатор, ...)	Период возникновения повреждения (отопительный, межотопительный, гидравлические испытания, ...)	Диаметр Ду, мм	Длина участка	Участок		Выявление повреждения	Завершение работ	Привело ли отключение к снижению температуры в отапливаемых помещениях ниже 12 °С	Причина возникновения повреждения (внутренняя/внешняя коррозия, механическое повреждение, ...)	Тип прокладки (подземная, надземная, канальная, бесканальная, ...)
								начало участка	конец участка					
1	НС-ТЭЦ	ТМ№8	М	Компенсатор	ГИ	1000		Тк828а		12.05.2015	13.05.2015	нет	Разгерметизация сальникового уплотнений при проведении гидравлических испытаний	подземная
2	НС-ТЭЦ	ТМ№6	М	ОТ	ГИ	500	97	Тк601	Тк601а	13.05.2015	14.05.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
3	НС-ТЭЦ	ТМ№8	М	ПТ	ГИ	1000		Тк828	Тк132	16.05.2015	16.05.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
4	НС-ТЭЦ	ТМ№1	М	Арматура	МОП	250		Тк127		21.05.2015	21.05.2015	нет	Разгерметизация уплотнений фланцевого соединения	подземная
5	КЦ-7	ТМ№11	М	ПТ	ГИ	800	91	Тк1111	Тк1112	25.05.2015	27.05.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
6	КЦ-7	ТМ№11	М	ПТ	ГИ	800	91	Тк1112	Тк1113	28.05.2015	28.05.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
7	С-ТЭЦ	ТМ№4	М	ПТ	ГИ	500	85	Тк406	Тк407	01.06.2015	03.06.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
8	С-ТЭЦ	ТМ№2	М	ПТ	ГИ	400	125	Тк222	Тк223	01.06.2015	19.06.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
9	С-ТЭЦ	ТМ№2	М	ПТ	ГИ	400	125	Тк222	Тк223	02.06.2015	02.06.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
10	С-ТЭЦ	ТМ№1	М	ОТ	ГИ	700	238	Тк114	Тк115	02.06.2015	03.06.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
11	С-ТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ГИ	500	84	Тк330	Тк331	03.06.2015	06.06.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
12	С-ТЭЦ	ТМ№2	М	ПТ	ГИ	400	349	Тк106	Тк206	04.06.2015	19.06.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
13	С-ТЭЦ	ТМ№1	М	ПТ	ГИ	700	188	Тк115	Тк116	04.06.2015	06.06.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
14	С-ТЭЦ	ТМ№1	М	ОТ	ГИ	700	265	Тк116	Тк117	04.06.2015	06.06.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
15	С-ТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ГИ	600	95	Тк308	Тк309	07.06.2015	09.06.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
16	С-ТЭЦ	ТМ№3	М	Арматура	ГИ	150		Тк331		07.06.2015	09.06.2015	нет	Западание плашек	подземная
17	С-ТЭЦ	ТМ№2	М	ПТ	ГИ	400	125	Тк222	Тк223	19.06.2015	19.06.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
18	С-ТЭЦ	ТМ№2	М	ОТ	ГИ	400	125	Тк222	Тк223	22.06.2015	22.06.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
19	С-ТЭЦ	ТМ№3	М	ОТ	МОП	600	90	Тк313	Тк314	24.06.2015	25.06.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
20	С-ТЭЦ	ТМ№1	М	ПТ	МОП	700	90	Тк313	Тк314	08.07.2015	09.07.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная

№№	Теплоисточник	Магистраль	Признак тепловых сетей (М, кварталные, ОТ, ГВС, ...)	Место повреждения (подающий тр., обратный тр., камера, компенсатор, ...)	Период возникновения повреждения (отопительный, межотопительный, гидравлические испытания, ...)	Диаметр Ду, мм	Длина участка	Участок		Выявление повреждения	Завершение работ	Привело ли отключение к снижению температуры в отапливаемых помещениях ниже 12 °С	Причина возникновения повреждения (внутренняя/внешняя коррозия, механическое повреждение, ...)	Тип прокладки (подземная, надземная, канальная, бесканальная, ...)
								начало участка	конец участка					
21	КЦ№7	ТМ№11	М	камера	МОП	400		Тк1115		18.08.2015	18.08.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
22	КЦ№7	ТМ№11	М	ПТ	МОП	800	90	Тк313	Тк314	18.08.2015	19.08.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
23	С-ТЭЦ	ТМ№4	М	ОТ	ГИ	500	85	Тк406	Тк407	24.08.2015	25.08.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
24	С-ТЭЦ	ТМ№2	М	камера	ГИ	400		Тк222		25.08.2015	26.08.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	подземная
25	С-ТЭЦ	ТМ№1	М	ОТ	ГИ	700	111	Тк112	Тк113	25.08.2015	26.08.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
26	С-ТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ГИ	600	95	Тк308	Тк309	26.08.2015	27.08.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
27	С-ТЭЦ	ТМ№4	М	ПТ	ГИ	500	85	Тк406	Тк407	28.08.2015	29.08.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
28	С-ТЭЦ	ТМ№7	М	ПТ	ГИ	500	55	Тк719а	Тк720	30.08.2015	30.08.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
29	С-ТЭЦ	ТМ№7	М	ПТ	ГИ	500	55	Тк719а	Тк720	30.08.2015	31.08.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
30	С-ТЭЦ	ТМ№7	М	ПТ	ГИ	500	55	Тк719а	Тк720	30.08.2015	31.08.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
31	С-ТЭЦ	ТМ№7	М	ПТ	ГИ	500	152	Тк718	Тк719	30.08.2015	31.08.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
32	С-ТЭЦ	ТМ№1	М	ПТ	МОП	700	93	Тк122	Тк123	10.09.2015	14.09.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
33	С-ТЭЦ	ТМ№1	М	камера	МОП	700		Тк113		10.09.2015	14.09.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	подземная
34	С-ТЭЦ	ТМ№3	М	ОТ	ОП	600	94	Тк312	Тк313	22.09.2015	25.09.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
35	С-ТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ОП	600	74	Тк309	Тк310	22.09.2015	25.09.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
36	С-ТЭЦ	ТМ№3	М	ОТ	ОП	600	94	Тк312	Тк313	25.09.2015	25.09.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
37	С-ТЭЦ	ТМ№3	М	ОТ	ОП	600	94	Тк312	Тк313	25.09.2015	25.09.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
38	С-ТЭЦ	ТМ№6	М	ПТ	ОП	500	85	Тк605	Тк606	06.10.2015	07.10.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
39	С-ТЭЦ	ТМ№6	М	ПТ	ОП	500	85	Тк605	Тк606	08.10.2015	08.10.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
40	С-ТЭЦ	ТМ№3	М	ОТ	ОП	600	94	Тк312	Тк313	15.10.2015	20.10.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия	канальная

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№№	Теплоисточник	Магистраль	Признак тепловых сетей (М, кварталные, ОТ, ГВС, ...)	Место повреждения (подающий тр., обратный тр., камера, компенсатор, ...)	Период возникновения повреждения (отопительный, межотопительный, гидравлические испытания, ...)	Диаметр Ду, мм	Длина участка	Участок		Выявление повреждения	Завершение работ	Привело ли отключение к снижению температуры в отапливаемых помещениях ниже 12 °С	Причина возникновения повреждения (внутренняя/внешняя коррозия, механическое повреждение, ...)	Тип прокладки (подземная, надземная, канальная, бесканальная, ...)
								начало участка	конец участка					
													в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	
41	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ОТ	ОП	600	94	Тк312	Тк313	15.10.2015	20.10.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
42	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ОТ	ОП	600	94	Тк312	Тк313	15.10.2015	20.10.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
43	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ОТ	ОП	600	94	Тк312	Тк313	15.10.2015	20.10.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
44	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ОТ	ОП	600	94	Тк312	Тк313	15.10.2015	20.10.2015	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
45	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	Испытания на максим. температуру	500	97	Тк333	Тк334	20.04.2016	21.04.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
46	СтТЭЦ	ТМ№6	М	ОТ	ГИ	400	80	Тк603	Тк603а	11.05.2016	12.05.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
47	СтТЭЦ	ТМ№8	М	ПТ	ГИ	1000		Тк828	Тк828а	12.05.2016	13.05.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
48	КЦ№7	ТМ№11	М	ПТ	ГИ	600	131	Тк1110	Тк1111	24.05.2016	25.05.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
49	КЦ№7	ТМ№11	М	Сильф. компенсатор	ГИ	700		Тк1102а		24.05.2016	27.05.2016	нет	Нарушение герметизации сильфонной части компенсатора	подземная
50	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ОТ	ГИ	600	94	Тк312	Тк313	25.05.2016	26.05.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
51	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ГИ	600	24	Тк307	Тк308	31.05.2016	01.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
52	СтТЭЦ	ТМ№4	М	ПТ	ГИ	500	85	Тк406	Тк407	01.06.2016	02.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
53	СтТЭЦ	ТМ№3	М	камера	ГИ	150		Тк329		01.06.2016	01.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
54	СтТЭЦ	ТМ№1	М	камера	ГИ	700		Тк115		01.06.2016	02.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
55	СтТЭЦ	ТМ№1	М	камера	ГИ	700		Тк113		02.06.2016	02.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
56	СтТЭЦ	ТМ№1	М	камера	ГИ	700		Тк113		02.06.2016	02.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	подземная
57	СтТЭЦ	ТМ№3	М	камера	ГИ	50		Тк340		02.06.2016	02.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	подземная
58	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ГИ	600	94	Тк312	Тк313	02.06.2016	03.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
59	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ГИ	600	92	Тк310	Тк311	03.06.2016	04.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
60	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ОТ	ГИ	600	92	Тк310	Тк311	04.06.2016	04.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионно-	канальная

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№№	Теплоисточник	Магистраль	Признак тепловых сетей (М, квартал-ные, ОТ, ГВС, ...)	Место повре-ждения (по-дающий тр., обратный тр., камера, ком-пенсатор, ...)	Период возник-новения повре-ждения (отопи-тельный, межот-опительный, гидравлические испытания, ...)	Диаметр Ду, мм	Длина участка	Участок		Выявление повреждения	Завершение работ	Привело ли отключение к снижению тем-пературы в отапливаемых помещениях ниже 12 °С	Причина возникновения повреждения (внутренняя/внешняя коррозия, механическое повреждение, ...)	Тип проклад-ки (подзем-ная, надзем-ная, канал-ная, беска-нальная, ...)
								начало участка	конец участка					
													го покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	
61	СтТЭЦ	ТМ№4	М	ПТ	ГИ	500	85	Тк406	Тк407	04.06.2016	05.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионно-го покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
62	СтТЭЦ	ТМ№1	М	ОТ	ГИ	700	338	Тк117	Тк118	04.06.2016	05.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионно-го покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
63	СтТЭЦ	ТМ№1	М	ПТ	ГИ	700	238	Тк117	Тк118	04.06.2016	05.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионно-го покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
64	СтТЭЦ	ТМ№3	М	арматура	ГИ	100		Тк301		05.06.2016	05.06.2016	нет	Западение плашек	надземная
65	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ГИ	600	95	Тк308	Тк309	05.06.2016	06.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионно-го покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
66	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ОТ	ГИ	600		Тк310		06.06.2016	06.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионно-го покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
67	СтТЭЦ	ТМ№1	М	камера	ГИ	700		Тк113		06.06.2016	07.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионно-го покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	подземная
68	СтТЭЦ	ТМ№4	М	камера	ГИ	500		Тк401		06.06.2016	07.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионно-го покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	подземная
69	СтТЭЦ	ТМ№1	М	камера	ГИ	700		Тк106		06.06.2016	08.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионно-го покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	подземная
70	СтТЭЦ	ТМ№1	М	ОТ	ГИ	700	238	Тк117	Тк118	06.06.2016	07.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионно-го покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
71	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ГИ	600	74	Тк309	Тк310	06.06.2016	07.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионно-го покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
72	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ГИ	600	92	Тк310	Тк311	07.06.2016	10.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионно-го покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
73	СтТЭЦ	ТМ№1	М	ОТ	ГИ	700	238	Тк117	Тк118	07.06.2016	09.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионно-го покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
74	СтТЭЦ	ТМ№3	М	камера	ГИ	150		Тк307		07.06.2016	09.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионно-го покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	подземная
75	СтТЭЦ	ТМ№1	М	ОТ	ГИ	700	238	Тк117	Тк118	09.06.2016	09.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионно-го покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
76	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ГИ	600	103	Тк311	Тк312	09.06.2016	10.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионно-го покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
77	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ГИ	600	103	Тк311	Тк312	09.06.2016	10.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионно-го покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
78	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ГИ	600	94	Тк312	Тк313	09.06.2016	10.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионно-го покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
79	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ГИ	600	94	Тк312	Тк313	09.06.2016	10.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионно-го покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
80	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ГИ	600	94	Тк312	Тк313	09.06.2016	10.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионно-	канальная

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№№	Теплоисточник	Магистраль	Признак тепловых сетей (М, кварталные, ОТ, ГВС, ...)	Место повреждения (подающий тр., обратный тр., камера, компенсатор, ...)	Период возникновения повреждения (отопительный, межотопительный, гидравлические испытания, ...)	Диаметр Ду, мм	Длина участка	Участок		Выявление повреждения	Завершение работ	Привело ли отключение к снижению температуры в отапливаемых помещениях ниже 12 °С	Причина возникновения повреждения (внутренняя/внешняя коррозия, механическое повреждение, ...)	Тип прокладки (подземная, надземная, канальная, бесканальная, ...)
								начало участка	конец участка					
													го покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	
81	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ; ОТ	ГИ	600	94	Тк312	Тк313	20.06.2016	23.06.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
82	КЦ№7	ТМ№11	М	ПТ	ГИ	500	99,5	Тк1133	Тк1134	05.08.2016	09.08.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
83	НСтТЭЦ	ТМ№6	М	ПТ	ГИ	500	97	Тк601	Тк601а	16.08.2016	18.08.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
84	НСтТЭЦ	ТМ№1	М	ПТ	ГИ	800	297	Тк129	Тк128	19.08.2016	19.08.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
85	СтТЭЦ	ТМ№1	М	ОТ	ГИ	700	152	Тк104	Тк105	23.08.2016	26.08.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
86	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ГИ	600	90	Тк313	Тк314	24.08.2016	24.08.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
87	СтТЭЦ	ТМ№1	М	ОТ	ГИ	800	31	Тк124а	Тк125	24.08.2016	25.08.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
88	СтТЭЦ	ТМ№1	М	ОТ	ГИ	700	272	Тк116	Тк117	24.08.2016	25.08.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
89	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ГИ	500	77	Тк326	Тк327	25.08.2016	02.09.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
90	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ГИ	600	24	Тк307	Тк308	25.08.2016	26.08.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
91	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ОТ	МОП	600	103	Тк311	Тк312	05.09.2016	22.09.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
92	СтТЭЦ	ТМ№1	М	ОТ	МОП	700	152	Тк104	Тк105	10.09.2016	13.09.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
93	СтТЭЦ	ТМ№1	М	ОТ	МОП	700		Тк116	Тк117	10.09.2016	13.09.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
94	СтТЭЦ	ТМ№5	М	ПТ	ОП	250	272	Тк116	Тк117	19.09.2016	22.09.2016	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
95	КЦ№7	ТМ№11	М	ПТ	ГИ	800	91	Тк1111	Тк1112	22.05.2017	23.05.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
96	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ПТ	ГИ	800	103	Тк311	Тк312	29.05.2017	06.06.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
97	СтТЭЦ	ТМ№3	М	ОТ	ГИ	500	103	Тк311	Тк312	29.05.2017	01.06.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
98	СтТЭЦ	ТМ№4	М	ПТ	ГИ	500	255	Тк404	Тк405	30.05.2017	31.05.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
99	СтТЭЦ	ТМ№1	М	ПТ	ГИ	700	170	Тк113а	Тк114	30.05.2017	31.05.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная

№№	Теплоисточник	Магистраль	Признак тепловых сетей (М, кварталные, ОТ, ГВС, ...)	Место повреждения (подающий тр., обратный тр., камера, компенсатор, ...)	Период возникновения повреждения (отопительный, межотопительный, гидравлические испытания, ...)	Диаметр Ду, мм	Длина участка	Участок		Выявление повреждения	Завершение работ	Привело ли отключение к снижению температуры в отапливаемых помещениях ниже 12 °С	Причина возникновения повреждения (внутренняя/внешняя коррозия, механическое повреждение, ...)	Тип прокладки (подземная, надземная, канальная, бесканальная, ...)
								начало участка	конец участка					
100	С-ТЭЦ	ТМ№4	М	ПТ	ГИ	500	85	Тк406	Тк407	01.06.2017	02.06.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
101	С-ТЭЦ	ТМ№1	М	ПТ	ГИ	700	152	Тк104	Тк105	01.06.2017	02.06.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
102	С-ТЭЦ	ТМ№4	М	ПТ	ГИ	500	85	Тк406	Тк407	02.06.2017	02.06.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
103	С-ТЭЦ	ТМ№1	М	ОТ	ГИ	700	152	Тк104	Тк105	03.06.2017	06.06.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
104	С-ТЭЦ	ТМ№2	М	ПТ	ГИ	400	321	Тк221	Тк222	03.06.2017	30.06.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
105	С-ТЭЦ	ТМ№1	М	ОТ	ГИ	700	223	Тк118	Тк119	04.06.2017	05.06.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
106	С-ТЭЦ	ТМ№2	М	ПТ	ГИ	500	74	Тк208	Тк208/1	14.06.2017	15.06.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
107	С-ТЭЦ	ТМ№7	М	ПТ	МОП	500	158	Тк716	Тк717	19.07.2017	19.07.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
108	С-ТЭЦ	ТМ№6	М	ОТ	ГИ	500	87	Тк603	Тк604	04.08.2017	07.08.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
109	С-ТЭЦ	ТМ№1	М	ОТ	ГИ	800	108	Тк131	Тк132	04.08.2017	07.08.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
110	КЦ№7	ТМ№11	М	ПТ	ГИ	600	65	Тк1110	Тк1109	11.08.2017	12.08.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
111	КЦ№7	ТМ№11	М	ОТ	ГИ	400	114	Тк1113	Тк1114	14.08.2017	14.08.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
112	С-ТЭЦ	ТМ№7	М	ПТ	ГИ	500	152	Тк718	Тк719	21.08.2017	22.08.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
113	С-ТЭЦ	ТМ№1	М	ПТ	ГИ	700	111	Тк112	Тк113	22.08.2017	25.08.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
114	С-ТЭЦ	ТМ№1	М	ПТ	ГИ	700	31	Тк124а	Тк125	24.08.2017	24.08.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
115	С-ТЭЦ	ТМ№7	М	ПТ	ГИ	500	158	Тк716	Тк717	24.08.2017	24.08.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
116	С-ТЭЦ	ТМ№1	М	ПТ	ГИ	700	111	Тк112	Тк113	27.08.2017	27.08.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
117	С-ТЭЦ	ТМ№1	М	ОТ	ГИ	700	111	Тк112	Тк113	27.08.2017	27.08.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
118	С-ТЭЦ	ТМ№1	М	ПТ	ГИ	700	152	Тк104	Тк105	27.08.2017	27.08.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	канальная
119	С-ТЭЦ	ТМ№4	М	ПТ	ГИ	500	120	Тк405	Тк406	28.08.2017	29.08.2017	нет	Нарушение тепловой изоляции трубопровода, антикоррозионного покрытия и утонения металла (Наружная пластовая коррозия	канальная

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№№	Теплоисточник	Магистраль	Признак тепловых сетей (М, квартальные, ОТ, ГВС, ...)	Место повреждения (подающий тр., обратный тр., камера, компенсатор, ...)	Период возникновения повреждения (отопительный, межотопительный, гидравлические испытания, ...)	Диаметр Ду, мм	Длина участка	Участок		Выявление повреждения	Завершение работ	Привело ли отключение к снижению температуры в отапливаемых помещениях ниже 12 °С	Причина возникновения повреждения (внутренняя/внешняя коррозия, механическое повреждение, ...)	Тип прокладки (подземная, надземная, канальная, бесканальная, ...)
								начало участка	конец участка					
													в результате попадания грунтовых и паводковых вод)	
120	СтТЭЦ	ТМ№2	М	камера	МОП	200		Тк215		08.09.2017	12.09.2017	нет	Западание плашек, износ силовой гайки	подземная
121	СтТЭЦ	ТМ№1	М	камера	ОП	300		Тк120		18.10.2017	18.10.2017	да	Продавливание плит перекрытия автотранспортной техникой	подземная

Как следует из таблицы 3.6, за три года эксплуатации на тепловых сетях Стерлитамакского РТС произошло 121 повреждение, из которых только одно привело к снижению температуры в отапливаемых помещениях ниже нормативной (12°C), срок устранения данного повреждения (№ 121 в таблице 3.6) составил 6 часов.

3.2.7 Диагностика и ремонты тепловых сетей

Диагностику состояния тепловых сетей Стерлитамакского РТС «БашРТС-Стерлитамак» филиала ООО «БашРТС» выполняет служба технической диагностики (СТД).

Планирование ремонтных программ начинается с формирования перечня объектов с указанием физических объемов (длина, диаметр и т.д.) и характеристик объекта (пропуск тепловой энергии, гидравлические потери и т.д.). Данный перечень формируется на основании заявки за подписью начальника района тепловых сетей (в программах, связанных с ремонтом электротехнического и КИПиА оборудования предприятия, за подписью начальников электротехнической службы и службы ТАИС) на имя технического директора с подкреплением соответствующих документов, отражающих необходимость включения в план определенных объектов.

При выполнении капитальных, текущих и аварийных ремонтов подразделения и службы БашРТС-Стерлитамак руководствуются:

- действующим регламентом реализации ремонтных и инвестиционных программ
- регламентом по контролю использования собственных ресурсов при проведении ремонтных работ в БашРТС-Стерлитамак филиала ООО «БашРТС»;
- регламентом по планированию ремонтного фонда;
- правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды;
- правилами организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей СО 34.04181-2003;
- рекомендациями действующих СНиП.

В 2016 году выполнен капитальный ремонт тепловых сетей на 6 участках подконтрольных Стерлитамакскому РТС, общей протяженностью 3 502 п. м в однострубно-м исчислении, в 2017 году выполнен капитальный ремонт тепловых сетей на

8 участках, общей протяженностью 5 563 п. м.

В таблице 3.7 приведена информация о выполненных капитальных ремонтах на тепловых сетях Стерлитамакского РТС за 2016-2017 годы.

Таблица 3.7 – Капитальные ремонты на тепловых сетях Стерлитамакского РТС за 2016-2017 годы

№ п/п	Магистральные сети, п.м (однотр.)	Квартальные сети, п.м (однотр.)	Изоляция, п.м (однотр.)	Итого, п.м (однотр.)
Стерлитамак 2016 год	5уч./1302	0	1уч./2200	6уч./3502
Стерлитамак 2017 год	7уч./2567,4	0	1уч./2996	8уч./5563,4
Итого:	3 869,40	0	5 196,00	9 065,40

3.2.8 Анализ нормативных и фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя

Данные по затратам и потерям теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях Стерлитамакского РТС за 2017 год представлены в таблице 3.8. В таблице приводятся нормативные значения указанных параметров, согласно тарифных дел, а также фактические значения затрат и потерь теплоносителя и тепловой энергии, принятые по отчетным данным БашРТС-Стерлитамак.

Таблица 3.8 – Годовые затраты и потери теплоносителя и тепловой энергии Стерлитамакского РТС в 2017 году

Год	Потери и затраты теплоносителя в тепловых сетях, м ³		Потери тепловой энергии в тепловых сетях, Гкал	
	нормативные потери и затраты	фактические (отчетные) потери и затраты	нормативные потери	фактические (отчетные) потери
2017	338 187	351 145	130 310	114 512

Нормативные потери тепла при транспорте по тепловым сетям Стерлитамакского РТС в 2017 году составили 130,31 тыс. Гкал, в том числе 69,4% - с тепловым потоком через изоляцию трубопроводов тепловых сетей и 30,6% - с утечками теплоносителя.

Фактические потери и затраты теплоносителя в 2017 году в системах централизованного теплоснабжения города Стерлитамак в зоне ответственности Стерлитамакского РТС ниже нормативных значений.

3.2.9 Описание основных схем присоединения потребителей к тепловым сетям

Потребителями, подключенными к тепловым сетям ООО «БашРТС», являются конечные потребители 1-го контура теплоснабжения от СтТЭЦ, Н-СтТЭЦ и КЦ-7.

Подключение потребителей на 1-м контуре по отоплению выполнено либо по независимой схеме отопления посредством теплообменников в ИТП, либо по зависимой схеме посредством элеваторных узлов.

Подключение потребителей на 1-м контуре по ГВС осуществляется по закрытой системе посредством теплообменников в ИТП.

3.2.10 Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии и теплоносителя, отпущенных из тепловых сетей потребителям

Большинство потребителей ООО «БашРТС» в городе Стерлитамак оснащены приборами учета тепловой энергии. БашРТС-Стерлитамак постоянно ведет работы по установке узлов учета тепловой энергии.

3.2.11 Анализ работы диспетчерских служб

Ведение безопасного, надёжного и экономичного режима работы оборудования «БашРТС-Стерлитамак» в г. Стерлитамак обеспечивает оперативно-диспетчерская служба (ОДС) «БашРТС-Стерлитамак» ООО «БашРТС».

«Оперативно-диспетчерское управление (ОДУ) ООО «БашРТС» организовано в соответствии с Инструкцией ИН-201-03-И «Об организации оперативно-диспетчерского управления в ООО «БашРТС».

Структура ОДУ «БашРТС-Стерлитамак» представлена на рисунке 3.14.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

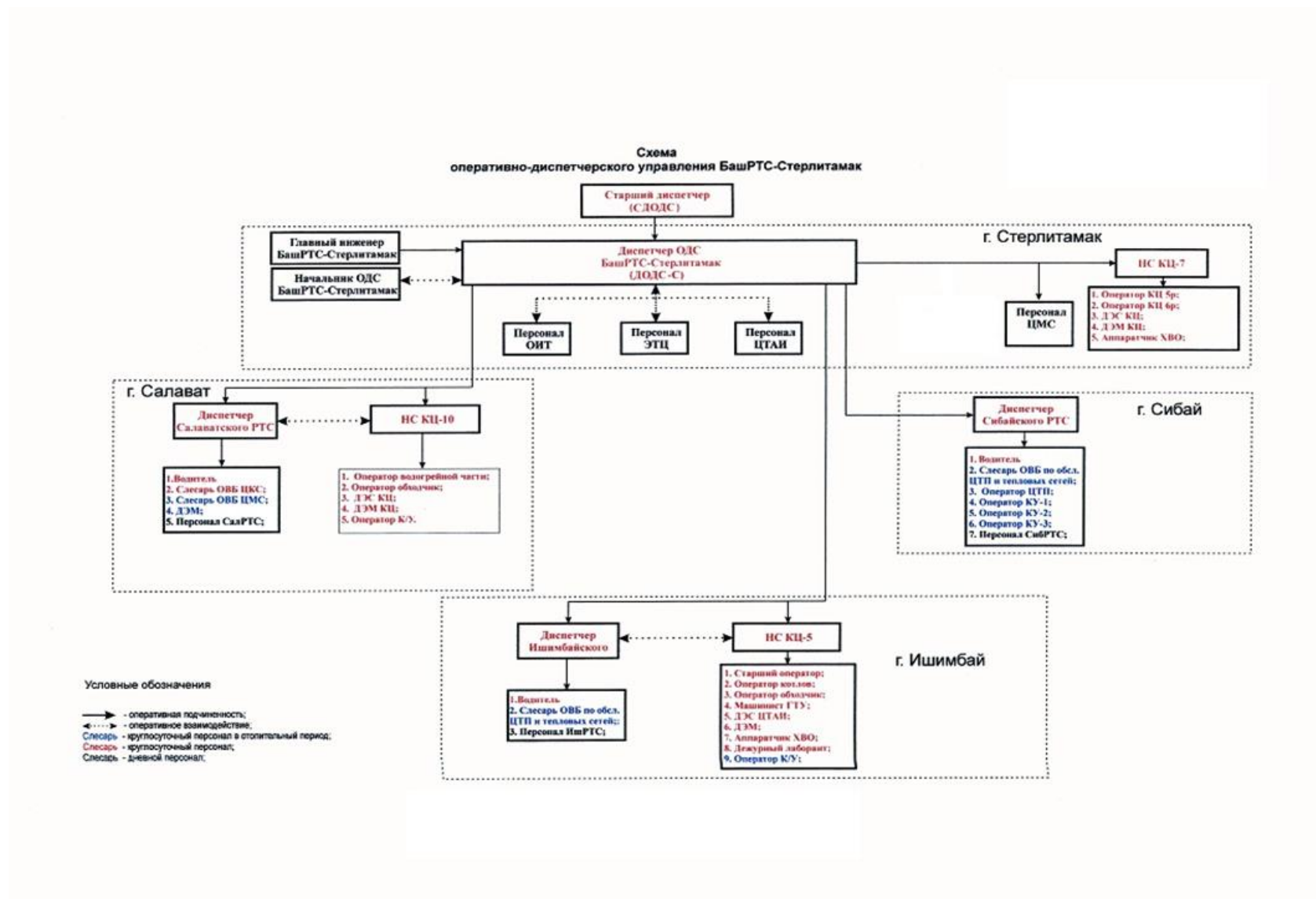


Рисунок 3.14 – Схема ОДУ «БашРТС-Стерлитамак»

Основными задачами оперативно-диспетчерского управления в «БашРТС-Стерлитамак» являются:

- ведение безопасного, надёжного и экономичного режима работы оборудования «БашРТС-Стерлитамак» в г. Стерлитамак. Обеспечение выполнения диспетчерского графика в объёме выполняемых функций;
- контроль и выполнение анализа режимов работы «БашРТС-Стерлитамак» в г. Стерлитамак;
- оперативное руководство (управление) согласованной работой персонала БашРТС-Стерлитамак в г. Стерлитамак в объёме выполняемых функций;
- рассмотрение, организация проработки оперативных заявок на вывод оборудования «БашРТС-Стерлитамак» в г. Стерлитамак (находящегося в оперативном управлении или оперативном ведении персонала ОДС) из работы и резерва в ремонт, консервацию или для проведения испытаний; в случаях, предусмотренных местными производственными инструкциями (документами), принятие решения по данным оперативным заявкам;
- контроль организации работ по локализации и ликвидации технологических нарушений, восстановлению режима работы оборудования «БашРТС-Стерлитамак» в г. Стерлитамак, которое находится в оперативном ведении оперативного персонала ОДС; выдача необходимых диспетчерских распоряжений (команд) в случае неудовлетворительной организации данных работ персоналом БашРТС-Стерлитамак;
- оперативное руководство (управление) режимами работы оборудования и персоналом при локализации и ликвидации технологических нарушений, восстановлении режима работы оборудования БашРТС-Стерлитамак в г. Стерлитамак, которое находится в оперативном управлении оперативно-диспетчерского персонала ОДС;
- проведение работы с персоналом ОДС с целью поддержания его готовности к выполнению своих профессиональных функций; принятие участия в проведении работы с персоналом подразделений БашРТС-Стерлитамак в г. Стерлитамак по вопросам оперативно-диспетчерского управления;
- методическое руководство персоналом подразделений БашРТС-Стерлитамак по направлению «оперативно-диспетчерское управление»;

- контроль организации оперативно-диспетчерского управления в подразделениях БашРТС-Стерлитамак;
- разработка мероприятий по наладке и регулировке водяных тепловых сетей на отопительный сезон;
- составление режимных карт работы тепловых сетей на отопительный сезон и на переходные периоды;
- разработка карт уставок предупредительной сигнализации и аварийной защиты по насосным станциям БашРТС-Стерлитамак в г. Стерлитамак;
- разработка «Таблиц гидравлических режимов тепловых сетей на весенний и осенний переходные периоды при количественном регулировании отпуска тепла от Стерлитамакской ТЭЦ и от КЦ № 10.

ООО «БашРТС» организована автоматизированная система диспетчерского контроля (АСДК) с выводом параметров в ОДС-Ишимбай, ОДС-Стерлитамак и ОДС-Уфа.

Кроме АДС «БашРТС-Стерлитамак» на территории города функционирует «ЕДДС» («Единая дежурная диспетчерская служба городского округа г. Стерлитамак»).

ЕДДС в пределах своих полномочий взаимодействует со всеми дежурно-диспетчерскими службами (далее по тексту – ДДС) экстренных и оперативных служб и организаций (объектов) города по вопросам сбора, обработки и обмена информацией о чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера (далее ЧС) (происшествиях) и совместных действий при угрозе возникновения или возникновении ЧС (происшествиях).

ЕДДС осуществляет прием и передачу сигналов оповещения ГО от вышестоящих органов управления, сигналов на изменение режимов функционирования муниципальных звеньев территориальной подсистемы единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (далее по тексту – РСЧС), прием сообщений о ЧС (происшествиях) от населения и организаций, оперативное доведение данной информации до соответствующих ДДС экстренных и оперативных служб и организаций (объектов), координацию совместных действий ДДС, оперативное управление силами и средствами соответствующего звена территориальной подсистемы РСЧС, оповещение руководящего состава муниципального звена и населения об угрозе возникновения или возникновении ЧС (происшествиях).

ЕДДС выполняет следующие основные задачи:

- прием вызовов (сообщений) о ЧС (происшествиях);

- оповещение и информирование руководства ГО, муниципального звена территориальной подсистемы РСЧС, органов управления, сил и средств на территории города, предназначенных и выделяемых (привлекаемых) для предупреждения и ликвидации ЧС (происшествий), сил и средств ГО на территории города, населения и ДДС экстренных оперативных служб и организаций (объектов) о ЧС (происшествиях), предпринятых мерах и мероприятиях, проводимых в районе ЧС (происшествия) через местную (действующую на территории города) систему оповещения, оповещение населения по сигналам ГО;
- организация взаимодействия в установленном порядке в целях оперативного реагирования на ЧС (происшествия) с органами управления РСЧС, администрацией города, органами местного самоуправления и ДДС экстренных оперативных служб и организаций (объектов) города;
- информирование ДДС экстренных оперативных служб и организаций (объектов), сил РСЧС, привлекаемых к ликвидации ЧС (происшествия), об обстановке, принятых и рекомендуемых мерах;
- регистрация и документирование всех входящих и исходящих сообщений, вызовов от населения, обобщение информации о произошедших ЧС (происшествиях) (за сутки дежурства), ходе работ по их ликвидации и представление соответствующих донесений (докладов) по подчиненности, формирование статистических отчетов по поступившим вызовам;
- оповещение и информирование ЕДДС муниципальных образований в соответствии с ситуацией по планам взаимодействия при ликвидации ЧС на других объектах и территориях;
- организация реагирования на вызовы (сообщения о происшествиях), поступающих через единый номер «112» и контроля результатов реагирования;
- оперативное управление силами и средствами РСЧС, расположенными на территории города, постановка и доведение до них задач по локализации и ликвидации последствий пожаров, аварий, стихийных бедствий и других ЧС (происшествий), принятие необходимых экстренных мер и решений (в пределах установленных вышестоящими органами полномочий).

На ЕДДС возлагаются следующие основные функции:

- осуществление сбора и обработки информации в области защиты населения и территорий от ЧС (происшествий);
- информационное обеспечение координационных органов РСЧС города;
- анализ и оценка достоверности поступившей информации, доведение ее до ДДС экстренных оперативных служб и организаций (объектов), в компетенцию которой входит реагирование на принятое сообщение;
- обработка и анализ данных о ЧС (происшествии), определение ее масштаба и уточнение состава ДДС экстренных оперативных служб и организаций (объектов), привлекаемых для реагирования на ЧС (происшествие), их оповещение о переводе в соответствующие режимы функционирования;
- сбор, оценка и контроль данных обстановки, принятых мер по ликвидации ЧС (происшествия), подготовка и коррекция заранее разработанных и согласованных со службами жизнеобеспечения города вариантов управленческих решений по ликвидации ЧС (происшествий), принятие экстренных мер и необходимых решений (в пределах, установленных вышестоящими органами полномочий);
- обеспечение надежного, устойчивого, непрерывного и круглосуточного функционирования системы управления, средств автоматизации, местной системы оповещения города;
- доведение информации о ЧС (в пределах своей компетенции) до органов управления, специально уполномоченных на решение задач в области защиты населения и территорий от ЧС, созданных при органах местного самоуправления;
- доведение задач, поставленных вышестоящими органами управления РСЧС, до соответствующих ДДС экстренных оперативных служб и организаций (объектов), контроль их выполнения и организация взаимодействия;
- сбор от ДДС экстренных оперативных служб и организаций (объектов), служб наблюдения и контроля, входящих в состав сил и средств наблюдения и контроля РСЧС, (систем мониторинга) и доведение до ДДС экстренных оперативных служб и организаций (объектов) города полученной информации об угрозе или факте возникновения ЧС (происшествия), сложившейся обстановке и действиях сил и средств по ликвидации ЧС (происшествия);

- представление докладов (донесений) об угрозе возникновения или возникновении ЧС (происшествия), сложившейся обстановке, возможных вариантах решений и действиях по ликвидации ЧС (происшествия) (на основе ранее подготовленных и согласованных планов) в вышестоящий орган управления по подчиненности;
- мониторинг состояния комплексной безопасности объектов социального назначения и здравоохранения с круглосуточным пребыванием людей и объектов города;
- участие в организации профессиональной подготовки, переподготовки и повышения квалификации специалистов для несения оперативного дежурства на муниципальном и объектовом уровнях РСЧС.

3.2.12 Уровень автоматизации насосных станций и тепловых пунктов

Насосные станции и тепловые пункты в эксплуатации Стерлитамакского РТС отсутствуют.

3.2.13 Защита тепловых сетей от превышения давления

При повышении давления сверх установленных допустимых значений на ЦТП происходит срабатывание предохранительного клапана, являющегося средством защиты от повышения давления в обратном трубопроводе тепловой сети.

На КЦ-7 установлены два предохранительных клапана Ду150 мм на обратном трубопроводе.

На ТЭЦ города Стерлитамак также установлены демпферные баки и предохранительные клапаны.

3.2.14 Испытания тепловых сетей

На тепловых сетях «БашРТС-Стерлитамак» филиала ООО «БашРТС» проводят следующие виды испытаний.

1. Испытания на плотность и прочность проводятся в соответствии с «Правилами

устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды», «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» и местной инструкцией.

Испытания проводятся 2 раза в год - после окончания отопительного сезона и в летний период после капитальных ремонтов. График испытаний согласовывается с администрацией городского округа г. Стерлитамак. Испытания проводятся по рабочим программам. Испытательное давление выбирается не менее 1,25 максимального рабочего, рассчитанного на предстоящий сезон. Испытания проводятся по зонам теплоснабжения. Длительность испытаний - 5 дней для зоны Стерлитамакских ТЭЦ и 1-2 дня для зоны КЦ-7. Для эффективности испытаний организуются отдельные этапы (испытываемые участки) внутри каждой зоны (от 4 до 14 этапов). Испытательные давления создаются сетевыми насосами теплоисточников и ПНС Стерлитамакская РТС. После проведения испытаний составляется Акт.

2. Испытания на максимальную температуру проводятся в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» и местной инструкцией. Испытания проводятся не реже одного раза в 5 лет. Последние испытания проводились в 2013 г. Испытания проводятся в конце отопительного периода с отключением внутренних систем детских и лечебных учреждений. Испытания проводятся по зонам теплоснабжения. Максимальная испытательная температура соответствует температуре срезки по источнику на предстоящий отопительный сезон. После проведения испытаний составляется Акт.

3. Испытания на тепловые потери проводятся в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» по утвержденному графику. Испытаниям подвергаются отдельные магистрали или участки сети с характерными условиями эксплуатации. Данные, полученные в результате испытаний, используются для разработки нормативов тепловых потерь через изоляцию. После проведения испытаний выпускают отчет с результатами расчетов.

4. Испытания на гидравлические потери (пропускную способность) проводятся в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» по утвержденному графику. Испытания

ям подвергаются отдельные магистрали или участки сети с характерными условиями эксплуатации. Последние испытания проводились в 2012 г. Данные, полученные в результате испытаний, используются для разработки гидравлических режимов и разработки энергетических (режимных) характеристик. После проведения испытаний выпускают отчет с результатами расчетов.

В 2017 году проводились испытания водяных тепловых сетей Стерлитамакского РТС на гидравлические потери. Испытания проводились на трубопроводах магистрали ТМ-11 от КЦ-7.

В результате испытаний было установлено, что фактические гидравлические характеристики трубопроводов тепловых статей ТМ-11 (находящиеся в эксплуатации Стерлитамакского РТС) соответствуют расчетным значениям, участки с завышенными значениями гидравлических потерь отсутствуют.

3.2.15 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации

Предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей за период с 2014 по 2017 года выдано не было.

3.2.16 Бесхозные тепловые сети

Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию по Стерлитамакскому РТС, представлены в таблице 3.9.

Часть представленных в таблице 3.9 сетей переданы в эксплуатацию в БашРТС-Стерлитамак на основании Постановления администрации г. Стерлитамак.

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

Таблица 3.9 – Данные по бесхозным тепловым сетям

Участок тепловых сетей		Тип прокладки	Диаметр трубопроводов, мм.		Протяженность в двухтрубном исч., (м)	Тип изоляции	Год ввода	Обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию
камера 1	Камера 2		подающий	обратный				
от тк-303	до перехода 377/273	ЭСТ	350	350	162,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1987	Постановление Администрации г.Стерлитамака №2118 от 04.10.2017 г.
от перехода 377/273	отпуск в канал	ЭСТ	250	250	5,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1987	
отпуск в канал	до воздушной прокладки	НК	250	250	130,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1987	
от подъема на возд.прокладку	до секц. арматуры	ЭСТ	250	250	75,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1987	
от секц. арматуры	до Стандарт, ИП Жигадло	ЭСТ	250	250	8,50	Маты минер-ватные прош.М.100	1987	
от Стандарт, ИП Жигадло	до перехода 273/108	ЭСТ	250	250	240,50	Маты минер-ватные прош.М.100	1987	
от перехода 273/108	до врезки ООО Внешпромхим	ЭСТ	100	100	123,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1987	
до врезки ООО Внешпромхим	до врезки ООО УК ЖКХ	ЭСТ	100	100	505,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1987	
от врезки ООО УК ЖКХ	до ж/д Кочетова, 45	ЭСТ	100	100	19,50	Маты минер-ватные прош.М.100	1987	
ТП ж/д ул.Артема 67	Управление МВД	ТП	70	70	10,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1990	
ТП ул.Волочаевская, 1а	ООО СКБ «Станко-строение»	ТП	80	80	15,65	Маты минер-ватные прош.М.100	1990	
ТП ул.Волочаевская, 1а	Управление МВД	ТП	50	50	1,10	Маты минер-ватные прош.М.100	1990	
ул.И.Насыри 17	ГЭУ	ТП	100	100	6,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1960	
ГЭУ	ул.И.Насыри 19	НК	70	70	15,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1960	
ГЭУ	ул.И.Насыри 17	ТП	100	100	26,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1960	
ГЭУ	ул.И.Насыри 17	НК	70	70	30,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1960	
ТП ж/д ул. Худайбердина 178	Пенс.фонд РФ	ТП	50	50	120,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1967	
ТП ж/д ул. Вокзальная 9	УТ1	ЭСТ	80	80	28,00	Маты минер-ватные прош.М.100	2001	
УТ1	УТ2	ЭСТ	80	80	14,80	Маты минер-ватные прош.М.100	2001	
УТ2	УТ3	ЭСТ	80	80	51,00	Маты минер-ватные прош.М.100	2001	

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

Участок тепловых сетей		Тип прокладки	Диаметр трубопроводов, мм.		Протяженность в двухтрубном исч., (м)	Тип изоляции	Год ввода	Обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию
камера 1	Камера 2		подающий	обратный				
УТ3	УТ4	ЭСТ	80	80	3,00	Маты минер-ватные прош.М.100	2001	
УТ4	УТ5	ЭСТ	80	80	107,00	Маты минер-ватные прош.М.100	2001	
УТ5	Церковь Живая Вера	ЭСТ	80	80	16,00	Маты минер-ватные прош.М.100	2001	
УТ1	ул. Элеваторная 49	ЭСТ	80	80	12,90	Маты минер-ватные прош.М.100	1992	
тк-1132	ул.Пантелькина,54б	НК	100	100	10,00	Маты минер-ватные прош.М.100	2014	Постановление Администрации го г.Стерлитамака №2016 от 25.09.2017 г.
тк-1101в	ж/д ул. Гоголя 130а	НК	200	200	20,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1985	Постановление Администрации го г.Стерлитамака №2016 от 25.09.2017 г.
ж/д ул. Гоголя 130а	тк-1101в	НК	200	200	20,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1985	
тк-1101в	тк-1	НК	200	200	50,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1985	
тк-1	тк-2	НК	150	150	150,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1985	
тк-1	БИТП №1 ж/д ул. Гоголя 130а	НК	100	100	15,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1985	
тк-2	БИТП №2 ж/д ул. Гоголя 130а	НК	100	100	15,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1985	
тк-50-25	ж/д ул. Юрматинская 10	НК	70	70	44,00	Маты минер-ватные прош.М.100	2014	
тк-50-25	ж/д ул. Юрматинская 12	НК	70	70	65,00	URSA	2016	
тк-50-24	ж/д ул. Юрматинская 8	НК	100	100	210,00	URSA	2014	
4МБТК 3	ж/д ул. Артема 70 (БИТП №3)	НК	125	125	34,00	URSA	2009	
тк-51-12	ж/д ул. Связистов 5а	НК	100	100	13,00	URSA	2014	
ТП ж/д ул. Связистов 5а	ТП ж/д ул.Связистов 7/а	НК	40	40	31,00	URSA	2015	
тк-55-16	ж/д ул. Стерлиб.тракт 35/а	НК	50	50	29,00	URSA	2015	
на вводе ЦТП №1	ж/д ул.Худайбердина 150/б	НК	70	70	100,00	URSA	2014	
на вводе ЦТП №1	ж/д ул.Худайбердина	НК	80	80	20,00	URSA	2014	

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

Участок тепловых сетей		Тип прокладки	Диаметр трубопроводов, мм.		Протяженность в двухтрубном исч., (м)	Тип изоляции	Год ввода	Обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию
камера 1	Камера 2		подающий	обратный				
	150/б							
на вводе ЦТП №1	магазин ул.Худайбердина 150/а	НК	80	80	8,10	URSA	2014	
тк-29-22	ж/д ул. Полевая 23	НК	80	80	43,00	URSA	2013	
тк-5	ж/д ул. Хвойная 8	НК	300	300	68,00	URSA	2011	
тк-5	ж/д ул. Хвойная 6	НК	100	100	48,00	URSA	2013	
тк-2	ж/д ул. Хвойная 4	НК	100	100	48,00	URSA	2013	
тк-36-27	Д/с №7 по ул.Юрматинская 1/в	НК	80	80	72,50	URSA	2011	
тк-36-29	ж/д ул. Артема 151а	НК	80	80	33,00	URSA	2013	
тк 25-3	РСЦ Одесская 125	ЭСТ	50	50	91,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1989	
тк407	Элеваторная 37	НК	400	400	331,00	Маты минер-ватные прош.М.100	1989	

3.3 Тепловые сети АО «СРТС»

3.3.1 Общая характеристика тепловых сетей

Тепловые сети АО «СРТС» включают в себя магистральные тепловые сети Н-СтТЭЦ, СтТЭЦ и КЦ-7 от тепловых камер на границе балансовой принадлежности ООО «БашРТС» и распределительные сети от ЦТП и котельных АО «СРТС» до конечных потребителей.

Зона действия тепловых сетей АО «СРТС» разделена на 3 сетевых района:

- СЦТ 150/70 от источников тепла Н-СтТЭЦ, СтТЭЦ и КЦ-7;
- СЦТ 105/70 от малой котельной АО «СРТС» МК-1;
- СЦТ 95/70 от прочих котельных АО «СРТС».

Суммарная протяженность тепловых сетей АО «СРТС» на 01.01.2018 года составляла 525,6 км в однострунном исчислении, материальная характеристика – 76 778 м².

Характеристика трубопроводов тепловых сетей АО «СРТС» с разбивкой на магистральные и квартальные представлены в таблице 3.10, соотношение протяженности трубопроводов тепловых сетей по магистральным и квартальным представлена на рисунке 3.15.

Таблица 3.10 – Характеристика трубопроводов тепловых сетей АО «СРТС»

Тип тепловых сетей	Протяженность трубопроводов тепловых сетей, м.п.			Материальная характеристика трубопроводов тепловых сетей, м ²			Внутренний объем трубопроводов тепловых сетей, м ³		
	подающий	обратный	сумма	подающий	обратный	сумм	подающий	обратный	сумма
Магистральные	11 303	11 303	22 607	5 671	5 671	11 341	2 239	2 239	4 479
Квартальные ЦО	173 037	173 037	346 074	25 085	25 083	50 167	3 074	3 074	6 147
Квартальные ГВС	92 924	63 956	156 881	10 805	5 464	16 269	976	339	1 315
ВСЕГО	277 265	248 297	525 562	41 561	36 217	77 778	6 289	5 652	11 941

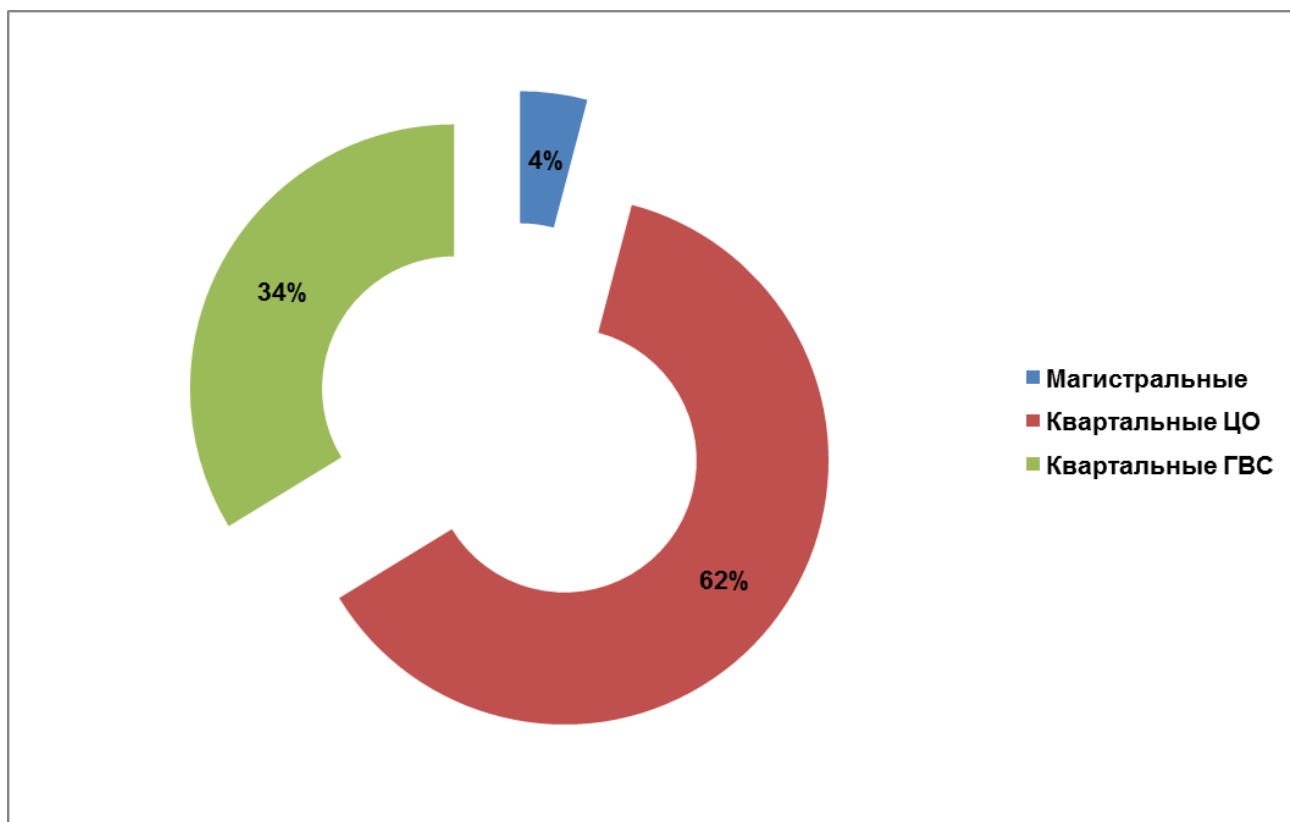


Рисунок 3.15 – Соотношение протяженности трубопроводов магистральных и квартальных тепловых сетей АО «СРТС»

Как видно из рисунка 3.15, наибольшая протяженность трубопроводов тепловых сетей АО «СРТС» приходится на квартальные тепловые сети центрального отопления.

3.3.1.1. Магистральные тепловые сети АО «СРТС»

Протяженность трубопроводов магистральных тепловых сетей АО «СРТС» на начало 2018 года составила 22,61 км в однотрубном исчислении, материальная характеристика – 11 341 м².

Сведения по протяженности, материальной характеристике и внутреннем объеме трубопроводов магистральных тепловых сетей различного диаметра представлены в таблице 3.11 и на рисунке 3.16.

Таблица 3.11 – Распределение протяженности, материальной характеристики и внутреннего объема трубопроводов магистральных тепловых сетей АО «СРТС» с разбивкой по условному диаметру

Ду, мм	Протяженность трубопроводов тепловых сетей в однотрубном исчислении, п.м.	Материальная характеристика трубопроводов тепловых сетей, м ²	Внутренний объем трубопроводов тепловых сетей, м ³
200	508	111,25	15,95

Ду, мм	Протяженность трубопроводов тепловых сетей в однострубно м исчисления, п.м.	Материальная характеристика трубопроводов тепловых сетей, м ²	Внутренний объем трубо- проводов тепловых сетей, м ³
250	2 324	634,40	114,01
300	3 403	1 105,85	240,39
400	2 750	1 171,59	345,43
500	7 854	4 162,62	1 541,35
700	5 743	4 135,18	2 209,16
800	25	20,50	12,56
Σ	22 607	11 341,38	4 478,85

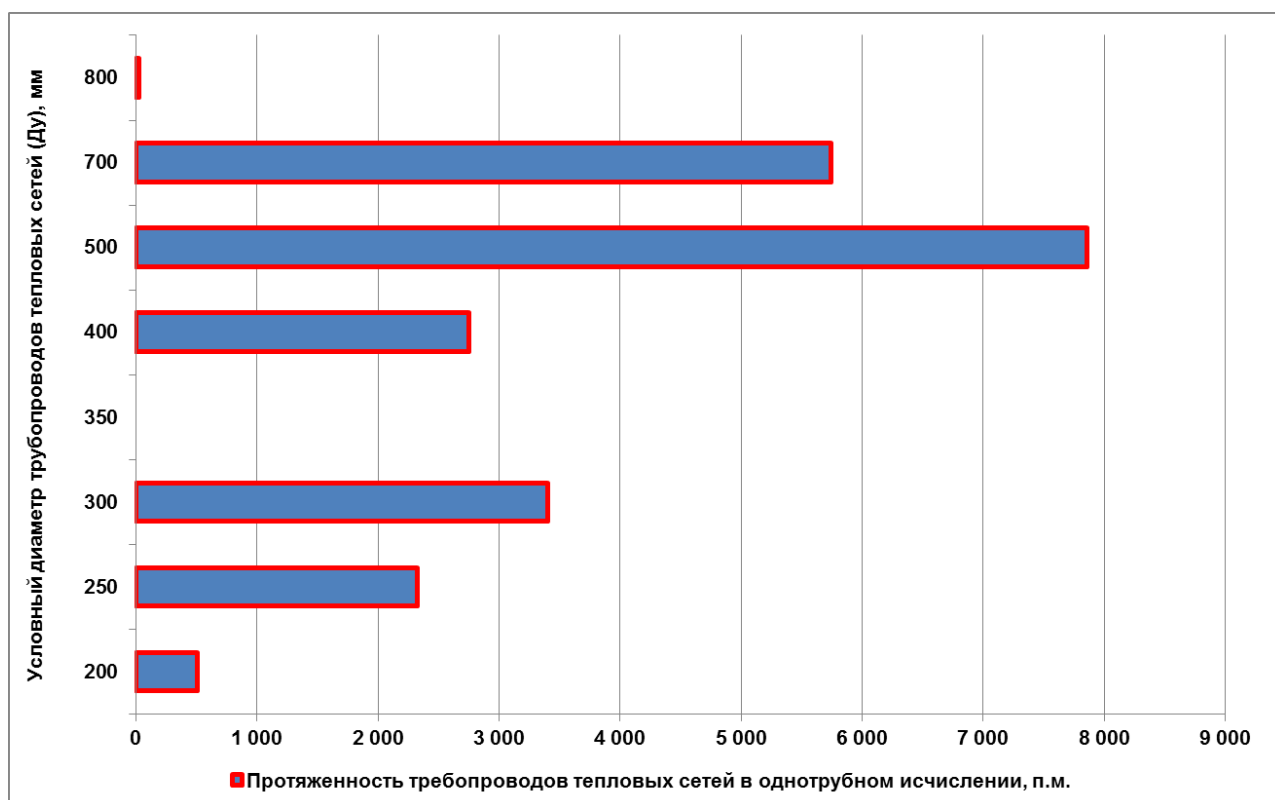


Рисунок 3.16 – Распределение протяженности трубопроводов магистральных тепловых сетей АО «СРТС» по диаметрам

Как следует из рисунка 3.16, по протяженности преобладают трубопроводы с большими диаметрами 500 и 700 мм (что характерно для магистральных тепловых сетей).

В таблице 3.12, на рисунке 3.17 и 3.18 представлено распределение протяженности трубопроводов магистральных тепловых сетей и их материальной характеристики по способам прокладки.

Таблица 3.12 – Распределение протяженности и материальной характеристики трубопроводов магистральных тепловых сетей АО «СРТС» по способам прокладки

Тип прокладки трубопроводов тепловых сетей	Протяженность трубопроводов тепловых сетей в однострубно́м исчислении, п.м.	Материальная характеристика трубопроводов тепловых сетей, м ²
Бесканальная	0,00	0,00
Непроходной канал	4 879,00	1 802,91
Подвальная прокладка	0,00	0,00
Эстакада	17 727,90	9 538,47
ИТОГО:	22 606,90	11 341,38
Подземная	4 879,00	1 802,91
Надземная	17 727,90	9 538,47
ИТОГО:	22 606,90	11 341,38

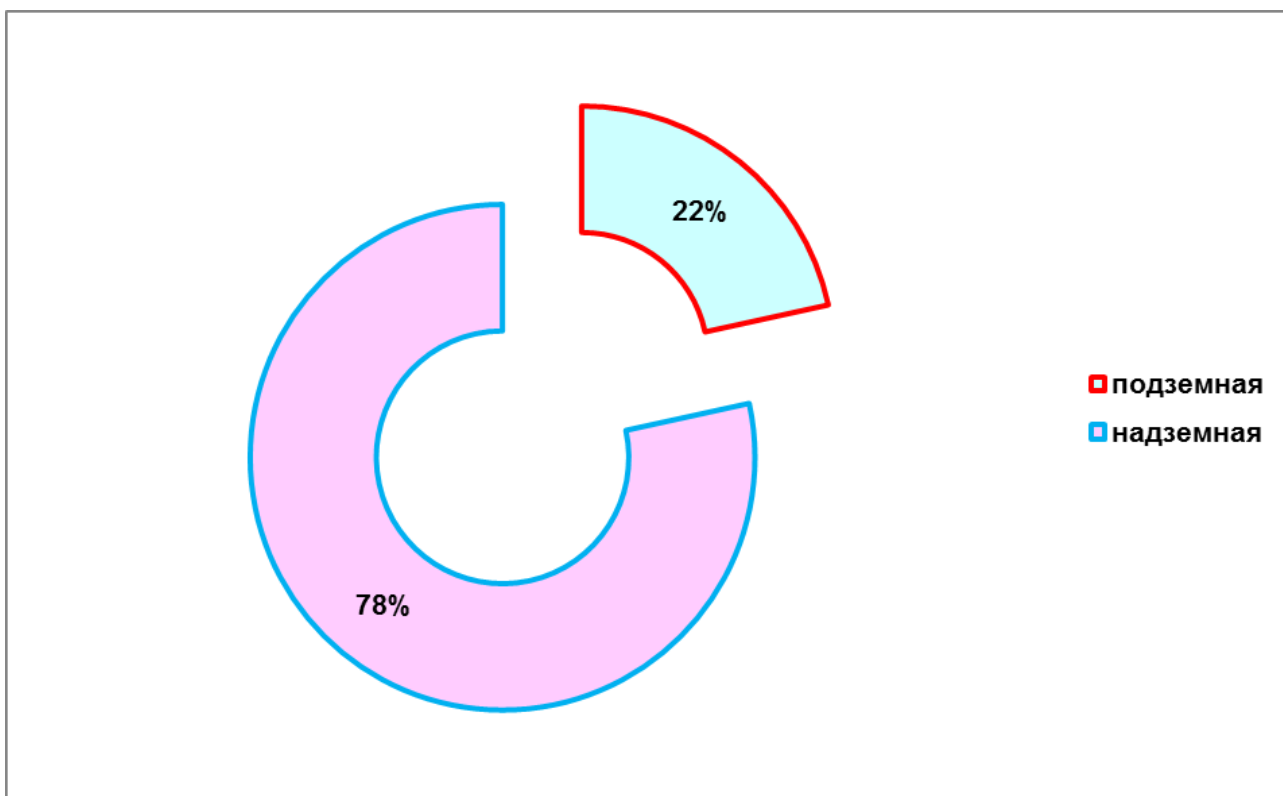


Рисунок 3.17 – Соотношение протяженности трубопроводов магистральных тепловых сетей АО «СРТС» надземной и подземной прокладки

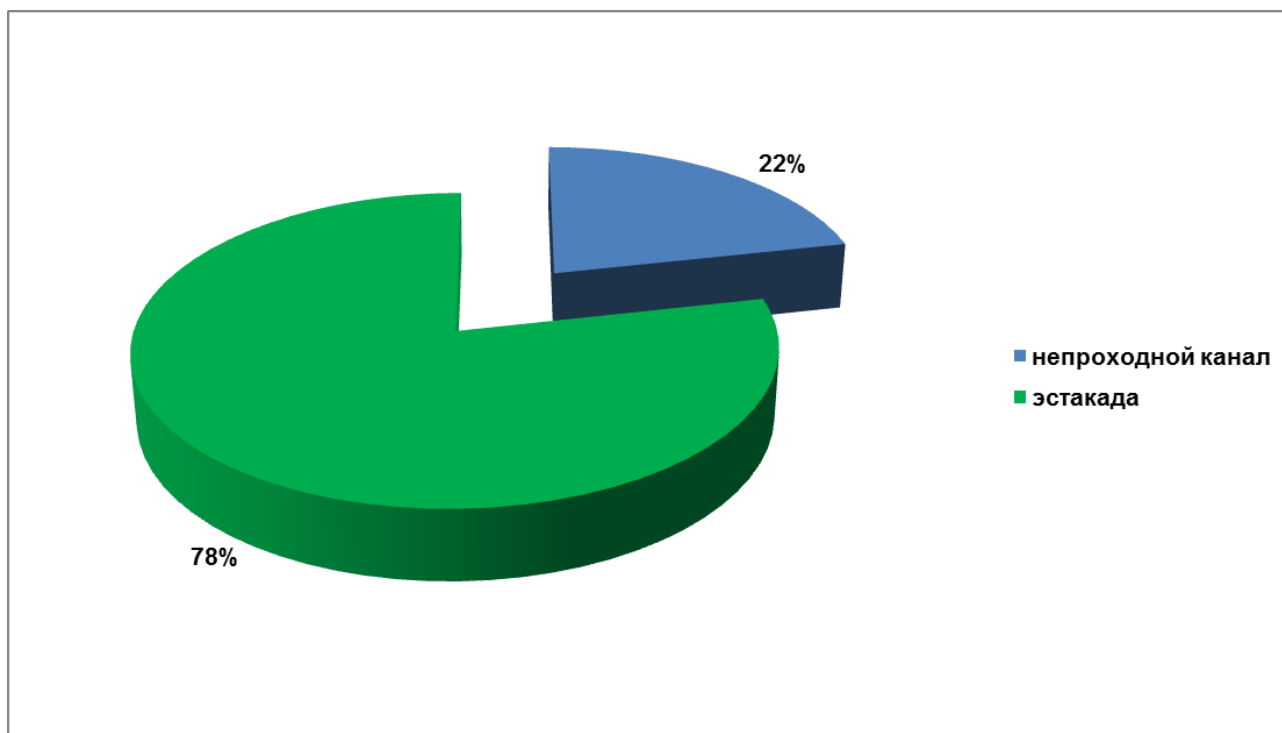


Рисунок 3.18 – Распределение протяженности трубопроводов магистральных тепловых сетей АО «СРТС» по типам надземной и подземной прокладки

Доля подземной прокладки трубопроводов магистральных тепловых сетей больше надземной, при подземной прокладке использована прокладка в непроходном канале. Доля надземной прокладки трубопроводов магистральных тепловых сетей составляет 22%, надземная прокладка трубопроводов магистральных тепловых сетей выполнена на низких и высоких эстакадах.

Распределение протяженности трубопроводов магистральных тепловых сетей по годам прокладки показано в таблице 3.13. Временные интервалы выбраны в соответствии с периодами действия норм проектирования изоляции трубопроводов тепловых сетей. На рисунке 3.19 представлено распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей по срокам ввода в эксплуатацию.

Таблица 3.13 – Распределение протяженности и материальной характеристики трубопроводов магистральных тепловых сетей АО «СРТС» по годам прокладки

Год прокладки	Протяженность трубопроводов тепловых сетей в однострубно́м исчислении, м.п.	Материальная характеристика трубопроводов тепловых сетей, м ²
До 1990	31 255,50	21 951,27
С 1991 по 1998	10 198,40	5 687,25
С 1999 по 2003	7 283,60	3 245,77
С 2004	47 813,88	30 814,65
Всего	96 551,38	61 698,94

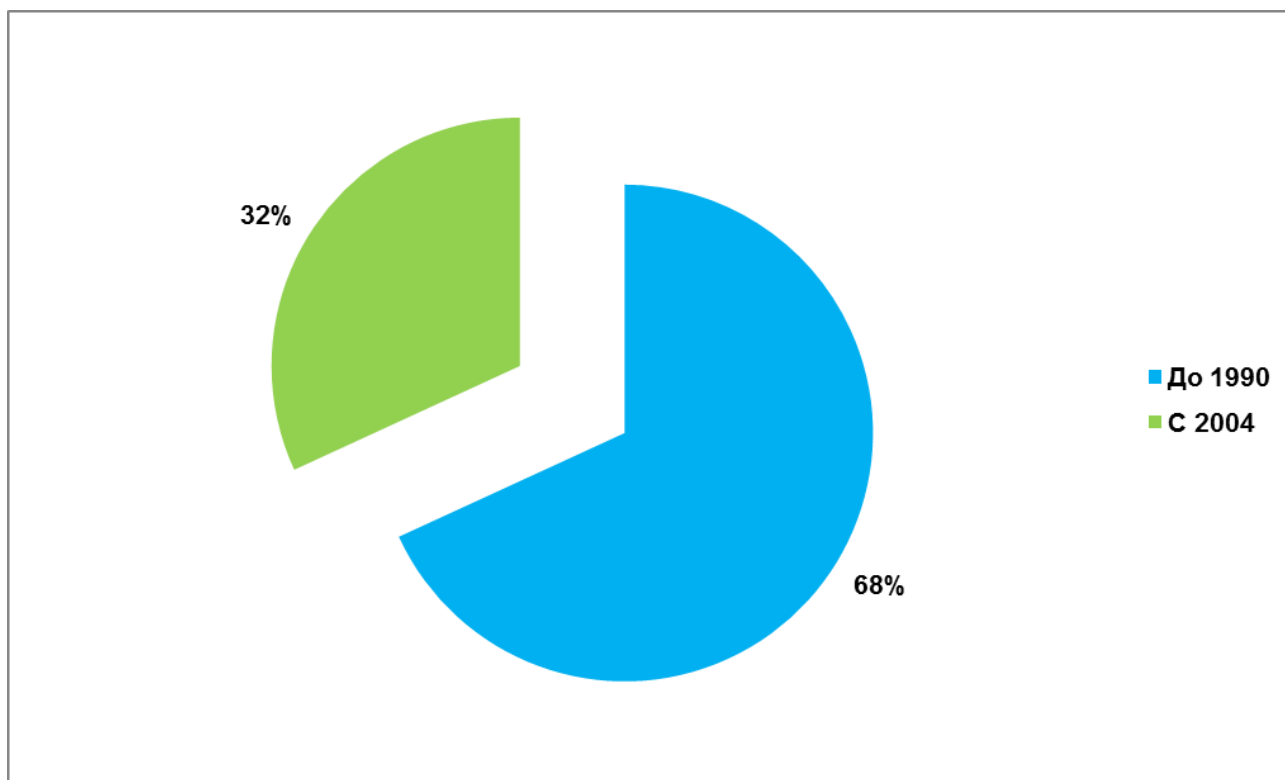


Рисунок 3.19 – Распределение протяженности трубопроводов магистральных тепловых сетей АО «СРТС» по годам прокладки

Из рисунка 3.19 видно, что наибольшая часть всех трубопроводов магистральных тепловых сетей проложена до 1990 года, протяженность трубопроводов тепловых сетей со сроком службы более 25 лет составляет 15,4 км. в однострубно́м исчислении, или 68% от общей протяженности магистральных тепловых сетей.

Распределение протяженности трубопроводов магистральных тепловых сетей по виду тепловой изоляции представлено в таблице 3.14.

Таблица 3.14 – Распределение протяженности и материальной характеристики трубопроводов магистральных тепловых сетей АО «СРТС» по типу тепловой изоляции

Тип изоляции	Протяженность трубопроводов тепловых сетей в однострубно́м исчислении, м.п.	Материальная характеристика трубопроводов тепловых сетей, м ²
URSA	0,00	0,00
Пенополиуретан	0,00	0,00
Маты минер-ватные прош.М.100	0,00	0,00
Маты минер-ватные прош.М.125	22 606,90	11 341,38
Теплоизоляция разрушена	0,00	0,00
ВСЕГО	22 606,90	11 341,38

Как видно из рисунка 3.13 основным типом тепловой изоляции для магистральных

трубопроводов тепловых сетей АО «СРТС» являются минерало-ватные прошивные маты (100%).

3.3.1.2. Квартальные тепловые сети ЦО и ГВС АО «СРТС»

Протяженность трубопроводов квартальных тепловых сетей АО «СРТС» на начало 2018 года составила 499,6 км в однострубно́м исчислении, материальная характеристика – 65 432 м².

Сведения по протяженности, материальной характеристике и внутреннему объему трубопроводов квартальных тепловых сетей различного диаметра представлены в таблице 3.15 и на рисунке 3.20.

Таблица 3.15 – Распределение протяженности, материальной характеристики и внутреннего объема трубопроводов квартальных тепловых сетей АО «СРТС» с разбивкой по условному диаметру

Ду, мм	Протяженность трубопроводов тепловых сетей в однострубно́м исчислении, п. м	Материальная характеристика трубопроводов тепловых сетей, м ²	Внутренний объем трубо- проводов тепловых сетей, м ³
20	204	5,10	0,06
30	942	30,14	0,67
35	1 127	42,83	1,08
40	68 925	3 895,08	86,57
50	87	6,09	0,17
70	32 177	2 445,46	123,77
80	78 516	6 987,90	394,46
100	125 281	13 530,33	983,45
125	3 654	485,92	44,81
150	108 216	17 206,41	1 900,53
200	43 459	9 517,54	1 337,93
250	23 115	6 310,40	1 100,08
300	13 434	4 365,99	949,10
350	394	148,54	37,89
400	3 425	1 458,96	273,51
Итого	502 955	66 436,67	7 234,08

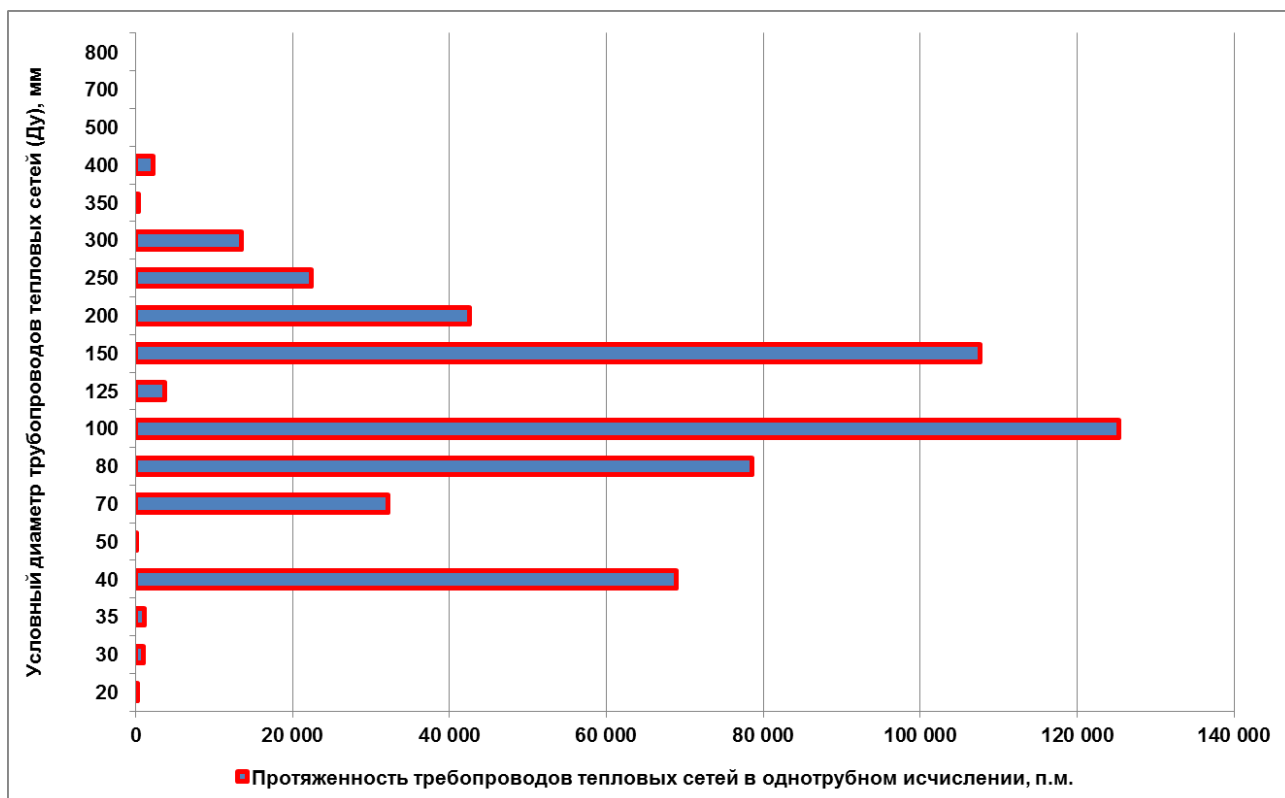


Рисунок 3.20 – Распределение протяженности трубопроводов квартальных тепловых сетей АО «СРТС» по диаметрам

Как следует из рисунка 3.20, по протяженности преобладают трубопроводы с небольшими диаметрами 100 и 150 мм.

В таблице 3.16, на рисунке 3.21 и 3.22 представлено распределение протяженности трубопроводов квартальных тепловых сетей и их материальной характеристики по способам прокладки.

Таблица 3.16 – Распределение протяженности и материальной характеристики трубопроводов квартальных тепловых сетей АО «СРТС» по способам прокладки

Тип прокладки трубопроводов тепловых сетей	Протяженность трубопроводов тепловых сетей в однострунном исчислении, п.м	Материальная характеристика трубопроводов тепловых сетей, м ²
Безканальная	5 451,60	678,19
Непроходной канал	410 357,10	55 177,41
Подвальная прокладка	68 210,20	8 378,91
Эстакада	18 936,00	2 202,17
ИТОГО:	502 954,90	66 436,67
Подземная	415 808,70	55 855,60
Надземная	87 146,20	10 581,08
ИТОГО:	502 954,90	66 436,67

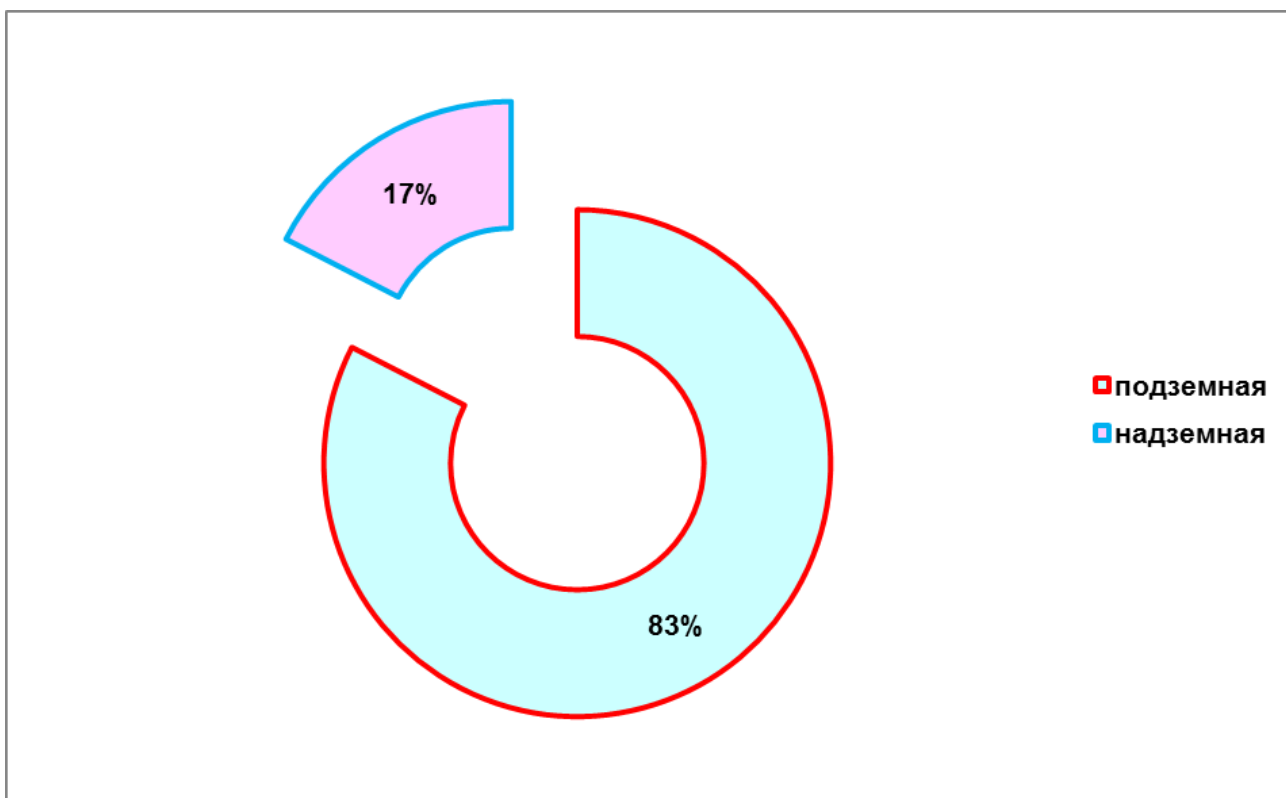


Рисунок 3.21 – Соотношение протяженности трубопроводов квартальных тепловых сетей АО «СРТС» надземной и подземной прокладки

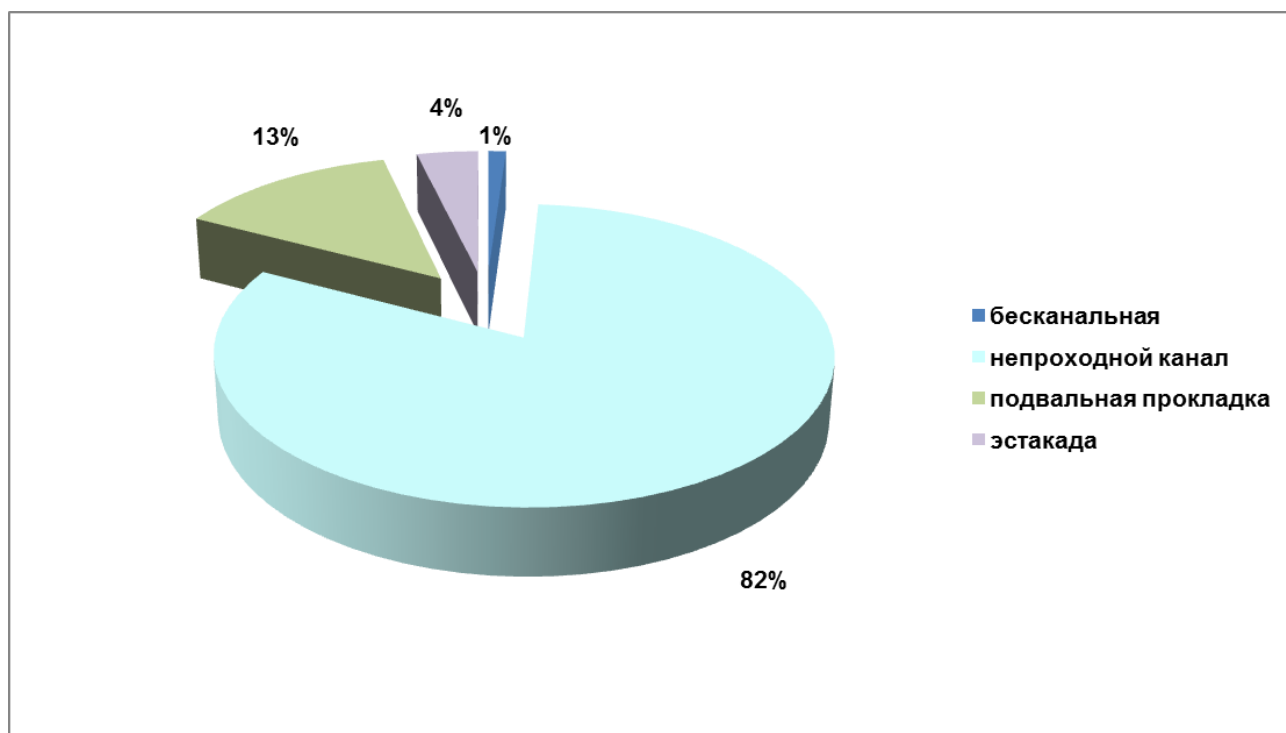


Рисунок 3.22 – Распределение протяженности трубопроводов квартальных тепловых сетей АО «СРТС» по типам надземной и подземной прокладки

Доля подземной прокладки трубопроводов квартальных тепловых сетей больше надземной, при подземной прокладке в основном использована прокладка в не-

проходном канале (1,3% трубопроводов проложено бесканальным способом). Доля надземной прокладки трубопроводов квартальных тепловых сетей составляет 18%, надземная прокладка трубопроводов квартальных тепловых сетей выполнена в основном в подвальных помещениях зданий и 21% от протяженности трубопроводов квартальных тепловых сетей с надземной прокладкой (4% от общей протяженности квартальных тепловых сетей) проложено по эстакадам.

Распределение протяженности трубопроводов квартальных тепловых сетей по годам прокладки показано в таблице 3.17. Временные интервалы выбраны в соответствии с периодами действия норм проектирования изоляции трубопроводов тепловых сетей. На рисунке 3.23 представлено распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей по срокам ввода в эксплуатацию.

Таблица 3.17 – Распределение протяженности и материальной характеристики трубопроводов квартальных тепловых сетей АО «СРТС» по годам прокладки

Год прокладки	Протяженность трубопроводов тепловых сетей в однострубном исчислении, м.п.	Материальная характеристика трубопроводов тепловых сетей, м ²
До 1990	405 111,90	52 049,13
С 1991 по 1998	51 497,80	7 036,51
С 1999 по 2003	22 093,60	3 150,14
С 2004	24 251,60	4 200,90
Всего	502 954,90	66 436,67

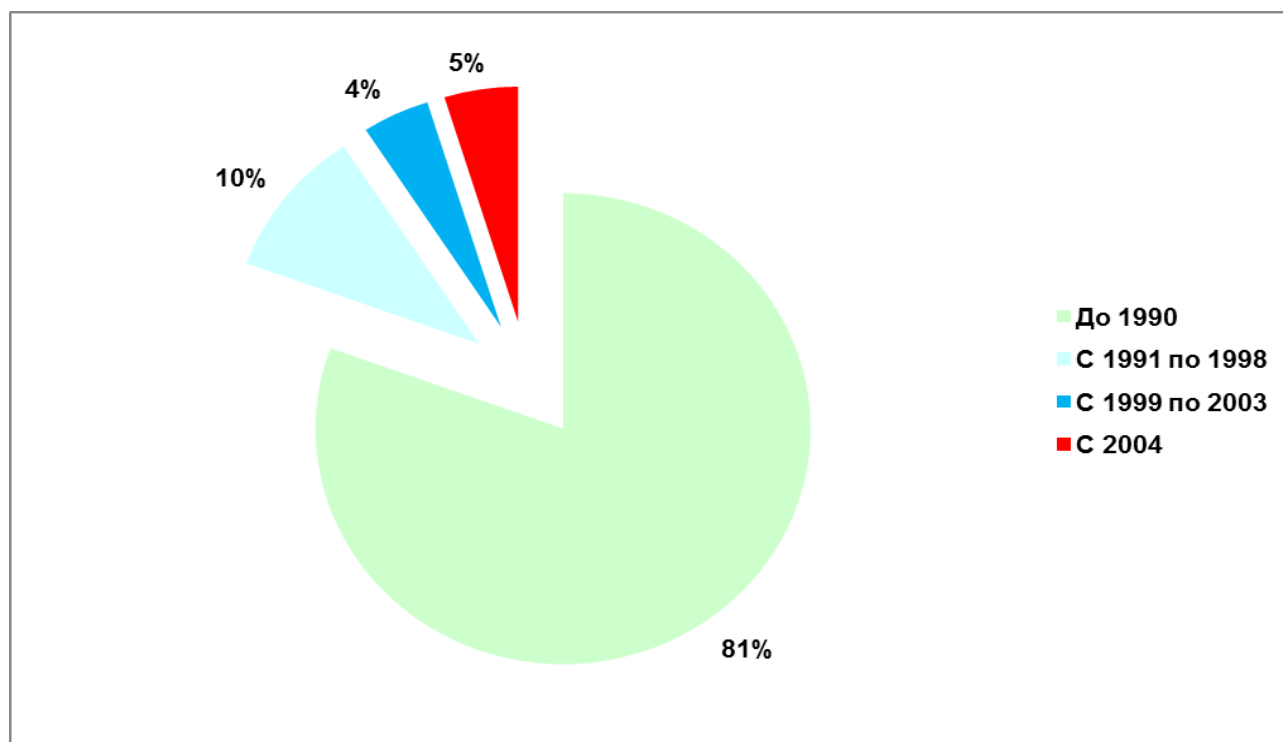


Рисунок 3.23 – Распределение протяженности трубопроводов квартальных тепловых сетей АО «СРТС» по годам прокладки

Из рисунка 3.23 видно, что наибольшая часть всех трубопроводов квартальных тепловых сетей проложена до 1990 года, протяженность трубопроводов тепловых сетей со сроком службы более 25 лет составляет 409,3 км. в однострубном исчислении или 82% от общей протяжности квартальных тепловых сетей.

Распределение протяженности трубопроводов квартальных тепловых сетей по виду тепловой изоляции представлено в таблице 3.18.

Таблица 3.18 – Распределение протяженности и материальной характеристики трубопроводов квартальных тепловых сетей АО «СРТС» по типу тепловой изоляции

Тип изоляции	Протяженность трубопроводов тепловых сетей в однострубном исчислении, м.п.	Материальная характеристика трубопроводов тепловых сетей, м ²
URSA	212,00	14,82
Пенополиуретан	5 756,60	783,41
Маты минер-ватные прош.М.100	484 331,10	62 917,67
Маты минер-ватные прош.М.125	11 818,20	2 621,62
Теплоизоляция разрушена	837,00	99,15
ВСЕГО	502 954,90	66 436,67

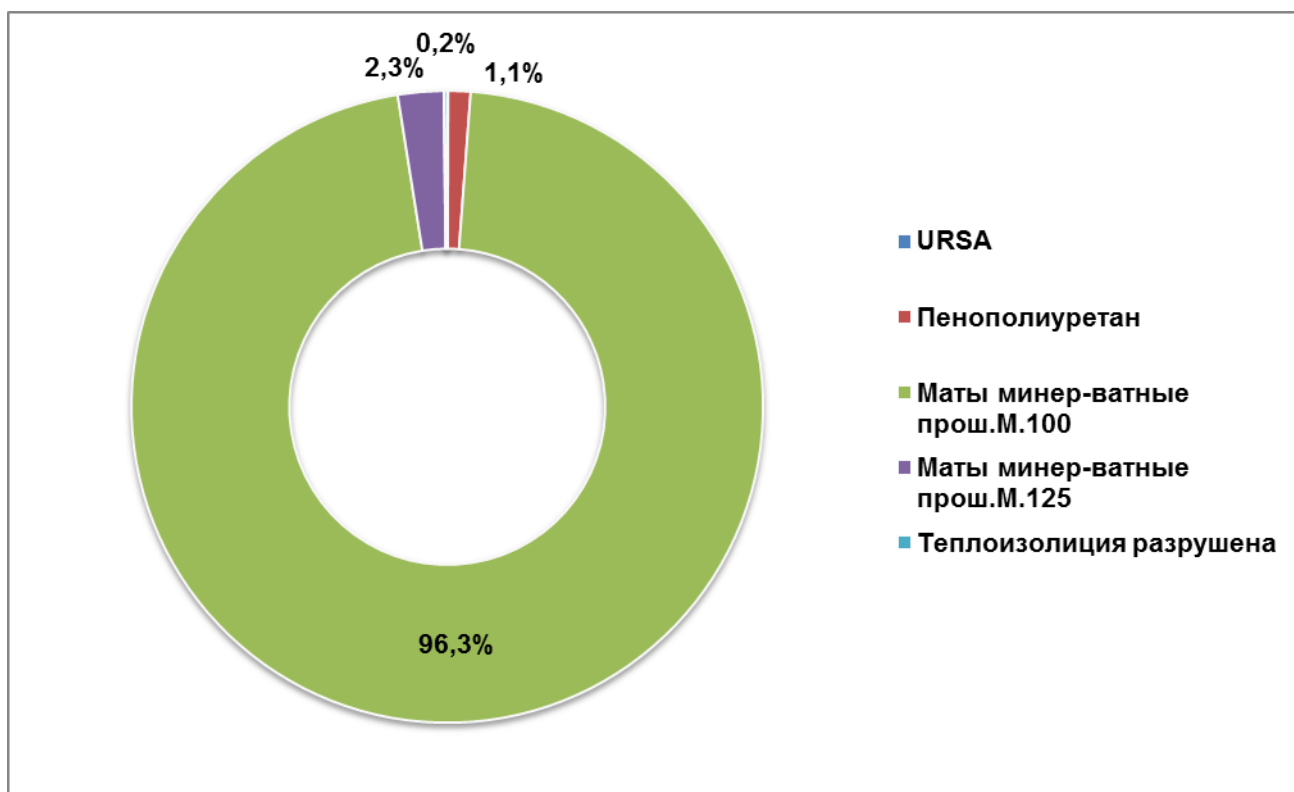


Рисунок 3.24 – Распределение протяженности трубопроводов квартальных тепловых сетей АО «СРТС» по типам изоляции

Как видно из рисунка 3.24 основным типом тепловой изоляции для квартальных трубопроводов тепловых сетей АО «СРТС» являются минераловатные прошивные маты (98,6%).

3.3.2 Тепловые пункты, насосные станции

По состоянию на начало 2018 года АО «СРТС» эксплуатирует 56 центральных тепловых пункта. Внутридомовые системы отопления от ЦТП подключены как по зависимой, так и по независимой схеме.

Насосные станции в СЦТ города Стерлитамак отсутствуют.

Все ЦТП задействованы на приготовление горячего водоснабжения. Для нагрева холодной воды на нужды горячего водоснабжения используется двухступенчатая закрытая схема с использованием обратной сетевой воды. В подавляющем большинстве случаев применяются кожухотрубные бойлеры ОСТ 34-558-68. На всех ЦТП установлены регулирующие клапана, обеспечивающие нормативную температуры ГВС.

16 из 56 ЦТП имеют бойлера централизованного отопления, также в подавляющем большинстве случаев применяются кожухотрубные бойлера ОСТ 34-558-68, на остальных ЦТП теплообменники для централизованного отопления отсутствуют.

Сведения об основном оборудовании и характеристиках тепловых пунктов приведены в таблице 3.19.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Таблица 3.19 – Данные об основном оборудовании и характеристиках тепловых пунктов АО «СРТС»

п/п	ЦТП, адрес	Насосы			ЧРП	Водоподогреватели			Температурный график, °С
		назначение	марка	кол-во		назначение	Ду, мм	кол-во секций	
1	ЦТП № 1, РБ,г.Стерлитамак, ул.Худайбердина,172.	ПН ГВС	К 160/20	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	20	150/70
		ОН	К 20/30	2					
		ОН	НГ 1,6/16	1					
		ЦН ГВС	К 20/30	2					
2	ЦТП № 2, РБ,г.Стерлитамак, ул.Курчатова,12.	ПН ГВС	К 160/20	2	Danfoss VLT	ГВС	16ОСТ 300/4000	12	150/70
		ОН	К 90/85	1	AQVA Drive FC-200		14ОСТ 250/4000	2	
3	ЦТП № 3, РБ,г.Стерлитамак, ул.Коммунистическая,31.	ЦН ГВС	К 20/30	2	Danfoss VLT	ГВС	16ОСТ 300/4000	18	150/70
		ПН ГВС	К 160/20	1	AQVA Drive FC-200				
		ПН ГВС	К 9 0/35	1					
		ОН	К 90/35	1					
		ЦН ЦО	К 45/55	1					
4	ЦТП № 4, РБ,г.Стерлитамак, Пр.Октября,69.	ЦН ГВС	К 20/30	2	Danfoss VLT	ГВС	16ОСТ 300/4000	11	150/70
		ПН ГВС	К 160/20	2	AQVA Drive FC-200		15ОСТ 300/3000	7	
		ОН	К 20/30	2					
		ОН	БК 5/24	1					
		ЦН ЦО	К 160/20	1					
5	ЦТП № 5, РБ,г.Стерлитамак, Пр.Октября,41.	ЦН ЦО	К 45/30	1	Danfoss VLT	ГВС	16ОСТ 300/4000	18	150/70
		ЦН ЦО	К 45/55	1	AQVA Drive FC-200				
		ПН ГВС	К 160/20	2					
6	ЦТП № 6, РБ,г.Стерлитамак, ул.Курчатова,36.					ГВС	16ОСТ 300/4000	9	150/70
7	ЦТП № 7, РБ,г.Стерлитамак, Пр.Октября,21.	ЦН ГВС	К 45/30	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	17	150/70
		ПН ХВС	К 160/30	2			14ОСТ 250/4000	1	
		ОН	БК 5/24	2					
8	ЦТП № 8, РБ,г.Стерлитамак, Пр.Октября,7.	ПН ГВС	К 90/20	2		ГВС	12ОСТ 200/4000	16	150/70

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

п/п	ЦТП, адрес	Насосы			ЧРП марка	Водоподогреватели			Температурный график, °С
		назначение	марка	кол- во		назначение	Ду, мм	кол-во секций	
		ЦН ГВС	К 65/50-160	2					
9	ЦТП № 9, РБ,г.Стерлитамак, ул.Ибрагимов,12.	СН	3К6-а	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	6	150/70
		ПН ГВС	6KM12	1			12ОСТ 400/4000	3	
		ПН ГВС	3К6 - а	1					
		ЦН ГВС	К 20/30	1					
		ЦН ГВС	К 65-50-160	1					
10	ЦТП № 10, РБ,г.Стерлитамак, ул.Коммунистическая,8.	СН	К М 90/35	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	10	150/70
		ПН ГВС	К 160/20	2					
		ЦН ГВС	К 20/30	2					
		ЦН ГВС	К 65-50-160	1					
11	ЦТП № 11, РБ,г.Стерлитамак, ул.Сакко и Ванцетти,72а.	СН	К 160/20	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	11	150/70
		ЦН-ГВС	К 45/30	2					
12	ЦТП № 12, РБ,г.Стерлитамак, ул.Худайбердина,149.	СН	К 45/55	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	3	150/70
		ПН ГВС	К 160/20	2			14ОСТ 250/4000	8	
		ЦН ГВС	IL 40/160-4/2	2		ЦО	16ОСТ 300/4000	3	
13	ЦТП № 13, РБ,г.Стерлитамак, ул.Сазонова,6.	ЦН ЦО	1 Д-630-90А	1		ЦО	14ОСТ 250/4000	40	105/70
		ЦН ЦО	К 200-150-315	1		ГВС	14ОСТ 250/4000	21	
		ПН ГВС	К 160/20	1					
		ПН ГВС	К 90/35	1					
		ЦН ГВС	К 45/55	1		ГВС			
		ЦН ГВС	К 90/20	1		ГВС			
14	ЦТП № 14, РБ,г.Стерлитамак, ул.Дружбы,33.	ПН ГВС	К 90/35	1		ГВС	12ОСТ 200/4000	6	150/70
		ЦН ГВС	HYDRO MPC-S4CR 20-03	2		ГВС	14ОСТ 250/4000	9	
						ГВС	16ОСТ 300/4000	6	
15	ЦТП № 15, РБ,г.Стерлитамак,	ПН ГВС	К 160/30	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	16	150/70

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

п/п	ЦТП, адрес	Насосы			ЧРП	Водоподогреватели			Температурный график, °С
		назначение	марка	кол-во		назначение	Ду, мм	кол-во секций	
	ул.Голикова,22а.	ЦН ГВС	К 45/30	2					
16	ЦТП № 16, РБ,г.Стерлитамак, ул.Шафиева,35.	ЦН ЦО	8К 12	1		ЦО	16ОСТ 300/4000	20	105/70
		ЦН ЦО	К 200-150-315	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	18	
		ЦН ГВС	К 90/30	1					
		ЦН ГВС	К 45/30	1					
		ПН ГВС	К 160/20	2					
		ЦН ГВС	К 80-65-160	1					
17	ЦТП № 17, РБ,г.Стерлитамак, ул.Коммунистическая,81.	ЦН ЦО	К 160/30	3		ЦО	16ОСТ 300/4000	11	105/70
		ПН ГВС	К 45/30	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	7	
		Подпиточный	К 20/30	1					
		ПН ХВС	К 90/35	1					
		ЦН ГВС	К 20/30	2					
18	ЦТП № 18, РБ,г.Стерлитамак, ул.Коммунистическая,32а.	ЦН ЦО	К 290/30	2		ЦО	16ОСТ 300/4000	12	105/70
		ЦН ЦО	К 160/30	1		ГВС	16ОСТ 300/4000	13	
		Подпиточный	К 8/18	2					
		ПН ГВС	КМ 90/35	1					
		ПН ГВС	КМ 100-80160	1					
		ЦН ГВС	К 45/30						
19	ЦТП № 19, РБ,г.Стерлитамак, ул.Худайбердина,52.	ЦН ЦО	К 200-150-315	2		ЦО	16ОСТ 300/4000	22	105/70
		ЦН ЦО	НД 320/55	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	14	
		ЦН ГВС	К 45/30	1					
		ПН ГВС	К 160/30	2					
20	ЦТП № 20, РБ,г.Стерлитамак, ул.Худайбердина,23.	ЦН ЦО	К 340/32	1			16ОСТ 300/4000	24	95/70
		ЦН ЦО	К 290/18	1		ГВС	16ОСТ 300/4000	12	
		ЦН ЦО	К 160/30	1					
		ЦН ЦО	К 290/30	2					
		ПН ГВС	К 90/35	1					

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

п/п	ЦТП, адрес	Насосы			ЧРП	Водоподогреватели			Температурный график, °С
		назначение	марка	кол-во		назначение	Ду, мм	кол-во секций	
		ПН ГВС	К 90/55	1					
		ЦН ГВС	К 45/30	1					
		ЦН ГВС	К 20/30	2					
21	ЦТП № 21, РБ,г.Стерлитамак, ул.Деповская,19а.	ЦН ГВС	К 20/30	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	7	150/70
22	ЦТП № 22, РБ,г.Стерлитамак, ул.Нагуманова,27а.	ЦН ГВС	К 45/30	2		ЦО	Д 500	6	120/70
		ЦН ЦО	К 160/20	1		ЦО	16ОСТ 300/4000	6	
		ЦН ЦО	К 150-125-250	2		ГВС	20ОСТ 400/4000	7	
		Подпиточный	К 8/18	1					
23	ЦТП № 23, РБ,г.Стерлитамак, ул.Вокзальная,23.	ЦН ГВС	1,5К 6	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	4	150/70 (130/70)
		ПН ГВС	1,5К 6	2					
24	ЦТП № 24, РБ,г.Стерлитамак, ул.Черноморская,2.	ЦН ЦО	ТР 80-520/2	3		ЦО	Пластинчатый 2NT100 MНV/D 16/65/89	2	150/70
		ЦН ГВС	IL 40/160-4/2	2		ГВС		2	
25	ЦТП № 25, РБ,г.Стерлитамак, ул.Заводская,23а.	ЦН ГВС	К 45/30	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	2	150/70
		ЦН ГВС	К 20/30	1			12ОСТ 200/4000	11	
26	ЦТП № 26, РБ,г.Стерлитамак, ул.Курчатова,7а.	ПН ГВС	К 45/30	1		ГВС	16ОСТ 300/4000	11	150/70
		ЦН ГВС	К 8/18	2					
27	ЦТП № 27, РБ,г.Стерлитамак, ул.Элеваторнач,9б.	ЦН ЦО	КМ 160/20	1		ГВС	16ОСТ 300/4000	21	150/70
		ЦН ЦО	К 290/30	1					
28	ЦТП № 28, РБ,г.Стерлитамак, ул.Дружбы,58.	ПН ГВС	К 90/20	1		ГВС	16ОСТ 300/4000	14	150/70
		ПН ГВС	К 90/55	1					
		ЦН ГВС	ТР 65-340/2	2					
29	ЦТП № 29, РБ,г.Стерлитамак,	ЦН ГВС	К 45/30	2	Vacon ЭПВ-VL0061 5C2	ГВС	16ОСТ 300/4000	18	150/70

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

п/п	ЦТП, адрес	Насосы			ЧРП	Водоподогреватели			Температурный график, °С
		назначение	марка	кол-во		назначение	Ду, мм	кол-во секций	
	ул.Гоголя,110а.	ПН ГВС	К 160/30	2	H1 SSS Type NXL00465C2H1SSS0000				
		ПН ХВС	К 90/20	4					
30	ЦТП № 30, РБ,г.Стерлитамак, ул.Артема,53.	Подпиточный	К 8/18	2		ЦО	16ОСТ 300/4000	20	130/70
		ПН ГВС	К 160/20	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	14	
		ЦН ЦО	К 160/30	4					
		ЦН ГВС	К 45/30	2					
31	ЦТП № 31, РБ,г.Стерлитамак, ул.Вокзальная,16.	ЦН ГВС	КМ 90/45	1		ГВС	16ОСТ 300/4000	6	150/70
		ЦН ГВС	К 20/30	2					
		ПН ГВС	К 20/30	2					
32	ЦТП № 32, РБ,г.Стерлитамак, ул.Якутова,32.	ОН	К 90/35	2		ГВС	14ОСТ 250/4000	20	150/70
		ЦН ГВС	К 8/18	2					
33	ЦТП № 33, РБ,г.Стерлитамак, ул.Коммунистическая,82.	ЦН ГВС	К 80-65-160	2	AC Drive AT04-37-3	ЦО	16ОСТ 300/4000	20	150/70
		ЦН ЦО	К 160/30	3		ГВС	16ОСТ 300/4000	14	
		Подпиточный	ПК 8/18	2					
		ПН ХВС	К 160/30	2					
		ПН ГВС	К 160/30	2					
34	ЦТП № 34, РБ,г.Стерлитамак, ул.Свердлова,202.	ПН ГВС	К 160/20	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	6	150/70
		ЦН ГВС	К 20/30	2					
35	ЦТП № 35, РБ,г.Стерлитамак, ул.Артема,121.	ПН ГВС	К 160/30	3		ЦО	16ОСТ 300/4000	20	150/70
		ПН ГВС	К 160/20	1		ГВС	16ОСТ 300/4000	14	
		Подпиточный	К 8/18	2					
		ЦН ЦО	К 160/30	2					
36	ЦТП № 36, РБ,г.Стерлитамак, ул.Коммунистическая,114.	ЦН ГВС	К 100-65-200	1		ЦО	16ОСТ 300/4000	28	150/70 (130/70)
		ЦН ГВС	К 45/30	1		ГВС	16ОСТ 300/4000	24	
		ПН ГВС	К 100-65-200	1					

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

п/п	ЦТП, адрес	Насосы			ЧРП	Водоподогреватели			Температурный график, °С
		назначение	марка	кол-во		назначение	Ду, мм	кол-во секций	
		ПН ГВС	К 160/30	1					
		ПН ХВС	К 160/30	2					
		Подпиточный	К 8/18	2					
		ЦН ЦО	К 160/30	1					
		ЦН ЦО	К 290/30	1					
		ЦН ЦО	К 290/20	1					
		ЦН ЦО	К 160/30	2					
37	ЦТП № 37, РБ,г.Стерлитамак, ул. Худайбердина,216.	Подпиточный	К 65-50-160	1		ЦО	16ОСТ 300/4000	18	150/70
		ПН ГВС	К 80-65-160	1		ГВС	16ОСТ 300/4000	18	
		ПН ГВС	К 160/30	1					
		ПН ГВС	К 45/30	1					
		ЦН ГВС	К 65-50-160	3					
38	ЦТП № 38, РБ,г.Стерлитамак, ул.23Мая,34а.	ЦН ГВС	К 20/30	2		ЦО	16ОСТ 300/4000	6	150/70
		ЦН ЦО	К 20/30	2		ГВС	14ОСТ 250/4000	3	
						ГВС	16ОСТ 300/4000	2	
39	ЦТП № 39, РБ,г.Стерлитамак, ул.Гоголя,127.	ПН ГВС	К 160/30	2	Vacon ЭПВ-VL0061 5C2 H1 SSS Type NXL00465C2H1SSS0000	ГВС	16ОСТ 300/4000	18	150/70
		ЦН ГВС	К 45/30	2					
40	ЦТП № 40, РБ,г.Стерлитамак, ул.Патриотическая,45.	ЦН ЦО	К 160/30	3		ЦО	16ОСТ 300/4000	5	150/70
		ПН ХВС	К 160/30	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	14	
		ПН ГВС	К 90/30	2					
		ЦН ГВС	К 20/30	2					
41	ЦТП № 41, РБ,г.Стерлитамак, ул.Черняховского,18.	ЦН ГВС	К 20/30	2		ГВС	10ОСТ 150/4000	6	150/70
		ПН ГВС	К 50-32-125	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	2	
		ЦН ЦО	КМ 90/35	1			14ОСТ 250/4000	5	
42	ЦТП № 42, РБ,г.Стерлитамак,	ЦН ЦО	2Д 630-90А	2		пласт	M15-BF-69	2	105/70

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

п/п	ЦТП, адрес	Насосы			ЧРП	Водоподогреватели			Температурный график, °С
		назначение	марка	кол-во		назначение	Ду, мм	кол-во секций	
	ул.З.Космодемьянской,14.	ЦН ЦО	К 200-150-315	1					
		Подпиточный	К 80-50-200	1					
		Подпиточный	К 20/30	1					
43	ЦТП № 44, РБ,г.Стерлитамак, ул.Мира,26.	ЦН ЦО	К 90/30	2		ЦО	16ОСТ 300/4000	6	150/70
		ПН ХВС	К 90/30	2					
		ЦН ЦО	К 90/30	1					
44	ЦТП № 45, РБ,г.Стерлитамак, ул.Вокзальная,28.	ЦН ГВС	К 20/30	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	7	150/70
45	ЦТП № 46, РБ,г.Стерлитамак, ул.Социалистическая,7а.	ЦН ГВС	IL 40/160-4/2	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	6	150/70
		ОН	К 20/30	1					
46	ЦТП № 47, РБ,г.Стерлитамак, ул.Кочетова,30.	ЦН ГВС	К 20/30	2		ГВС	12ОСТ 200/4000	6	150/70
							10ОСТ 150/4000	6	
47	ЦТП № 48, РБ,г.Стерлитамак, ул.Химиков,30.	ЦН ГВС	К 8/18	2		ГВС	12ОСТ 200/4000	10	150/70
		ПН ГВС	К 90/20	1		ГВС	13ОСТ 250/2000	6	
48	ЦТП № 49, РБ,г.Стерлитамак, ул.23Мая,24а.	ЦН ЦО	К 160/30	3		ГВС	Пластинчатый	2	150/70
		ЦН ГВС	ЛМ 12,5-20	2					
		ПН ГВС	MVI-5003	2					
49	ЦТП № 50, РБ,г.Стерлитамак, ул.Артема,2а.	ЦН ЦО	К 290/30	4	Triol AT 04-037 (2шт)	ЦО	Пластинчатый	2	150/70 (130/70)
		ПН ГВС	К 160/30	2		ГВС	Пластинчатый М 15-BFG8	2	
		ЦН ГВС	К 100-80-160	2					
		ПН ХВС	К 160/30	2					
		ППН ЦО	К 20/30	2					
50	ЦТП № 51, РБ,г.Стерлитамак,	ЦН ГВС	КМ 8/18	2		ГВС	14ОСТ 250/4000	7	150/70

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

п/п	ЦТП, адрес	Насосы			ЧРП	Водоподогреватели			Температурный график, °С
		назначение	марка	кол-во		назначение	Ду, мм	кол-во секций	
	ул.Вокзальная,35.								
51	ЦТП № 52, РБ,г.Стерлитамак, ул.Локомотивная,16.	ЦН ГВС	К 20/30	2		ГВС	14ОСТ 250/4000	8	150/70
52	ЦТП № 53, РБ,г.Стерлитамак, ул.Гоголя,139а.	ЦН ГВС	К 45/30	2		ГВС	12ОСТ 200/4000	1	150/70
		ПН ГВС	К 100-80-160	1		ГВС	16ОСТ 300/4000	6	
		ПН ГВС	К 20/30	1		ГВС	14ОСТ 250/4000	3	
53	ЦТП № 54, РБ,г.Стерлитамак, ул.Гоголя,153.	ПН ГВС	GR-45(15)	5	СУНА 5И-4,0 ВТС-9300	ГВС	Пластинчатый	2	150/70
		ЦН ГВС	К 20/30	2					
54	ЦТП № 55, РБ,г.Стерлитамак, ул.Механизации,37б.	ЦН ЦО	ТР 150-160/4	2		ЦО	Пластинчатый Т100 МНВ	2	95/70
		ЦН ГВС	UPS 50-180FB	2		ГВС		2	
		ПН ГВС	HYDRO MPC-S4CR 20-03	2					
55	ЦТП № 56, РБ,г.Стерлитамак, Пр.Октября,2.	ЦН ГВС	TOR-Z 25/10	1		ГВС	Блок системы ГВС «БГП РИ-ДАН» WL-06270	1	150/70
56	ЦТП № 57, РБ,г.Стерлитамак, ул.Ибрагимова,1.	ЦН ГВС	UPS 32-120 F	1		ГВС	РИДАН	1	150/70
57	Насосная № 1, РБ,г.Стерлитамак, ул.Паровозная,3б.	ОН ЦО	К 160/30	2					

3.3.3 Характеристика тепловых камер, павильонов и арматуры

Тепловые камеры на тепловых сетях АО «СРТС» подземные и имеют следующие конструктивные особенности:

- основание тепловых камер монолитное железобетонное;
- стены тепловых камер выполнены в основном из железобетонных колец или кирпича, имеется небольшой процент тепловых камер с исполнением стен монолитным железобетоном;
- перекрытие тепловых камер выполнено из сборного железобетона (балки, плиты), имеется небольшой процент тепловых камер с исполнением перекрытия монолитным железобетоном.

Павильоны на магистральных тепловых сетях отсутствуют, для обслуживания оборудования предусмотрены открытые площадки обслуживания из металлоконструкций.

В качестве секционирующей арматуры на магистральных тепловых сетях г. Стерлитамак выступают стальные клиновые литые задвижки с выдвижным шпинделем типа 30С64НЖ.

В качестве запорной арматуры на трубопроводах системы отопления (ЦО) в тепловых камерах (ТК) установлены задвижки стальные диаметром: 50, 80, 100, 150, 200 мм, давлением 1,6 МПа – марки 30с41нж. На трубопроводах горячего водоснабжения (ГВС) в тепловых камерах установлены задвижки чугунные диаметрами 50, 80, 100, 150, 200 мм, давлением 1,0 МПа – марки 30ч6бр, кроме того в верхних точках тепловых сетей предусмотрены воздушники (вентили стальные) диаметрами 15, 20, 25 мм, в нижних точках предусмотрены спускники (вентили стальные) диаметром 25, 40 мм.

3.3.4 Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети

Графики регулирования отпуска тепла в магистральные тепловые сети АО «СРТС» аналогичны графикам регулирования отпуска тепла в магистральные тепловые сети Стерлитамакского РТС (п. 3.2.4).

Сведения о графиках регулирования отпуска тепловой энергии от ЦТП АО «СРТС»

приведены в таблице 3.20.

Таблица 3.20 – Температурные графики регулирования отпуска тепла в системы отопления от ЦТП АО «СРТС»

№ п/п	Источник	Привязка к ТМ	Теплопункт	№ ЦТП (МК)	Температурный график, °С	Схема подключения	Адрес
1	СтТЭЦ	ТК120	ЦТП	1	150/70	Зависимая	ул.Худайбердина,172
2	Н-СтТЭЦ	ТК127	ЦТП	2	150/70	Зависимая	ул.Курчатова,12
3	Н-СтТЭЦ	ТК130	ЦТП	3	150/70	Зависимая	ул.Коммунистическая,31
4	Н-СтТЭЦ	ТК130	ЦТП	4	150/70	Зависимая	Пр.Октября,69
5	СтТЭЦ	ТК601	ЦТП	5	150/70	Зависимая	Пр.Октября,41
6	СтТЭЦ	ТК603а	ЦТП	6	150/70	Зависимая	ул.Курчатова,36
7	Н-СтТЭЦ	ТК701	ЦТП	7	150/70	Зависимая	Пр.Октября,21
8	Н-СтТЭЦ	ТК702	ЦТП	8	150/70	Зависимая	Пр.Октября,7
9	Н-СтТЭЦ	ТК611	ЦТП	9	150/70	Зависимая	ул.Ибрагимова,12
10	Н-СтТЭЦ	ТК132	ЦТП	10	150/70	Зависимая	ул.Коммунистическая,8
11	СтТЭЦ	ТК337	ЦТП	11	150/70	Зависимая	ул.Сакко и Ванцети,72а
12	Н-СтТЭЦ	ТК132	ЦТП	12	150/70	Зависимая	ул.Худайбердина,149
13	Н-СтТЭЦ	ТК715	ЦТП	13	105/70	Независимая	ул.Сазонова,6
14	СтТЭЦ	ТК117	ЦТП	14	150/70	Зависимая	ул.Дружбы,33
15	СтТЭЦ	ТК115	ЦТП	15	150/70	Зависимая	ул.Голикова,22а
16	Н-СтТЭЦ	ТК712	ЦТП	16	105/70	Независимая	ул.Шафиева,35
17	Н-СтТЭЦ	ТК612	ЦТП	17	105/70	Независимая	ул.Коммунистическая,81
18	Н-СтТЭЦ	ТК132	ЦТП	18	105/70	Независимая	ул.Коммунистическая,32а
19	Н-СтТЭЦ	ТК721	ЦТП	19	105/70	Независимая	ул.Худайбердина,50
20	КЦ№7	ТК1151	ЦТП	20	95/70	Независимая	ул.Худайбердина,23
21	СтТЭЦ	ТК2116	ЦТП	21	150/70	Зависимая	ул.Деповская,19а
22	СтТЭЦ	ТК335	ЦТП	22	120/70	Независимая	ул.Нагуманова,27а
23	СтТЭЦ	ТК331	ЦТП	23	150/70	Зависимая	ул.Вокзальная,23
24	Н-СтТЭЦ	ТК704	ЦТП	24	150/70	Зависимая	ул.Черноморская,2
	Н-СтТЭЦ	ТК704	ЦТП	24	130/70	Независимая	ул.Черноморская,2
25	СтТЭЦ	ТК407	ЦТП	25	150/70	Зависимая	ул.Заводская,23
26	СтТЭЦ	ТК603	ЦТП	26	150/70	Зависимая	ул.Курчатова,7а
27	СтТЭЦ	ТК407	ЦТП	27	150/70	Зависимая	ул.Элеваторная,9б
28	СтТЭЦ	ТК118	ЦТП	28	150/70	Зависимая	ул.Дружбы,58
29	КЦ№7	ТК1115	ЦТП	29	150/70	Зависимая	ул.Гоголя,110а
30	Н-СтТЭЦ	ТК1007	ЦТП	30	130/70	Независимая	ул.Артёма,53
31	СтТЭЦ	ТК337	ЦТП	31	150/70	Зависимая	ул.Вокзальная,16
32	СтТЭЦ	ТК207	ЦТП	32	150/70	Зависимая	ул.Якутова,32
33	Н-СтТЭЦ	ТК614	ЦТП	33	150/70	Зависимая	ул.Коммунистическая,82
34	СтТЭЦ	ТК1076	ЦТП	34	150/70	Зависимая	ул.Свердлова,202
35	Н-СтТЭЦ	ТК1013	ЦТП	35	150/70	Зависимая	ул.Артёма,121

№ п/п	Источник	Привязка к ТМ	Теплопункт	№ ЦТП (МК)	Температурный график, °С	Схема подключения	Адрес
36	Н-СтТЭЦ	ТК1015	ЦТП	36	150/70	Зависимая	ул.Коммунистическая,114
	Н-СтТЭЦ	ТК1015	ЦТП	36	130/70	Независимая	ул.Коммунистическая,114
37	Н-СтТЭЦ	ТК822	ЦТП	37	150/70	Зависимая	ул.Худайбердина,216
38	КЦ№7	ТК1137	ЦТП	38	150/70	Зависимая	ул.23 Мая,34а
39	КЦ№7	ТК1115	ЦТП	39	150/70	Зависимая	ул.Гоголя,127
40	КЦ№7	ТК1120	ЦТП	40	150/70	Зависимая	ул.Патриотическая,45
41	СтТЭЦ	ТК1313	ЦТП	41	150/70	Зависимая	ул.Черняховского,18
42	Н-СтТЭЦ	ТК1218	ЦТП	42	105/70	Зависимая	ул.3.Космодемьянской,14
43	КЦ№7	ТК1144	ЦТП	44	150/70	Зависимая	ул.Мира,26
44	СтТЭЦ	ТК326	ЦТП	45	150/70	Зависимая	ул.Вокзальная,28
45	СтТЭЦ	ТК505	ЦТП	46	150/70	Зависимая	ул.Социалистическая,7а
46	СтТЭЦ	ТК505а	ЦТП	47	150/70	Зависимая	ул.Кочетова,30
47	СтТЭЦ	ТК310	ЦТП	48	150/70	Зависимая	ул.Химиков,30
48	КЦ№7	ТК1137	ЦТП	49	150/70	Зависимая	ул.23 Мая,24а
49	Н-СтТЭЦ	ТК1016	ЦТП	50	150/70	Зависимая	ул.Артёма,2а
	Н-СтТЭЦ	ТК1016	ЦТП	50	130/70	Независимая	ул.Артёма,2а
50	СтТЭЦ	ТК329	ЦТП	51	150/70	Зависимая	ул.Вокзальная,35
51	СтТЭЦ	ТК326	ЦТП	52	150/70	Зависимая	ул.Локомотивная,16
52	КЦ№7	ТК1108	ЦТП	53	150/70	Зависимая	ул.Гоголя,139а
53	КЦ№7	ТК1103	ЦТП	54	150/70	Зависимая	ул.Гоголя,153
54	КЦ№7	ТК1108	ЦТП	55	95/70	Независимая	ул.Механизации,37б
55	СтТЭЦ	ТК122	ЦТП	56	150/70	Зависимая	Пр.Октября,2
56	Н-СтТЭЦ	ТК610	ЦТП	57	150/70	Зависимая	ул.Ибрагимова,1
57	СтТЭЦ	ТК330	МК	4	150/70	Зависимая	ул.Нагуманова,56
58	Н-СтТЭЦ	ТК608	МК	8	150/70	Зависимая	ул.Коммунистическая,8

Температурный график регулирования отпуска тепла от малой котельной МК-1 – 105/70 °С, от малых котельных МК-2, МК -3, МК -7, МК -10 и МК-14 температурный график регулирования отпуска тепла 95/70 °С.

Малые котельные МК-4 и МК-8 производят отпуск тепла в паре промышленных параметров с давлением 6 кг/см² и температурой 164 °С.

Температурный график регулирования отпуска тепла 105/70 и 95/70 °С представлены на рисунке 2.25, 2.26 и 2.27.

для внутреннего пользования
работниками ООО "БашРТС"

Приложение № 5.1
к Указанию "БашРТС-Стерлитамак"
от 27.12.2017 № 91

График регулирования отпуска тепла
для температурных графиков
150-70 °С, 130-70 °С, 120-70 °С, 105-70 °С, 95-70 °С
по г. Стерлитамак

Среднесуточная температура наружного воздуха, °С	Температура воды в подающем трубопроводе, °С					Температура воды в обратном трубопроводе, °С
	150	130	120	105	95	
+8 (и выше)	53,2	48,9	46,7	43,4	41,2	35,8
+7	55,7	50,9	48,6	45,0	42,7	36,8
+6	58,1	53,0	50,5	46,6	44,1	37,7
+5	60,5	55,1	52,3	48,2	45,5	38,7
+4	62,9	57,1	54,2	49,8	46,9	39,6
+3	65,3	59,1	56,0	51,4	48,3	40,6
+2	67,7	61,1	57,8	52,9	49,7	41,5
+1	70,0	63,1	59,7	54,5	51,0	42,4
0	72,4	65,1	61,5	56,0	52,4	43,3
-1	74,7	67,1	63,2	57,5	53,7	44,2
-2	77,0	69,0	65,0	59,0	55,0	45,0
-3	79,3	71,0	66,8	60,5	56,3	45,9
-4	81,6	72,9	68,6	62,0	57,6	46,7
-5	83,9	74,9	70,3	63,5	58,9	47,6
-6	86,2	76,8	72,0	65,0	60,2	48,4
-7	88,5	78,7	73,8	66,4	61,5	49,2
-8	90,8	80,6	75,5	67,9	62,8	50,1
-9	93,0	82,5	77,2	69,3	64,0	50,9
-10	95,3	84,4	78,9	70,8	65,3	51,7
-11	97,6	86,3	80,6	72,2	66,6	52,5
-12	99,8	88,2	82,3	73,6	67,8	53,3
-13	102,0	90,0	84,0	75,0	69,0	54,0
-14	104,3	91,9	85,7	76,4	70,3	54,8
-15	106,5	93,8	87,4	77,9	71,5	55,6
-16	108,7	95,6	89,1	79,3	72,7	56,3
-17	110,9	97,5	90,7	80,7	73,9	57,1
-18	113,1	99,3	92,4	82,0	75,1	57,9
-19	115,3	101,2	94,1	83,4	76,3	58,6
-20	117,5	103,0	95,7	84,8	77,5	59,4
-21	119,7	104,8	97,4	86,2	78,7	60,1
-22	121,9	106,6	99,0	87,6	79,9	60,8
-23	124,1	108,5	100,6	88,9	81,1	61,6
-24	126,3	110,3	102,3	90,3	82,3	62,3
-25	128,5	112,1	103,9	91,6	83,5	63,0
-26	130,6	113,9	105,5	93,0	84,6	63,7
-27	132,8	115,7	107,2	94,3	85,8	64,4
-28	135,0	117,5	108,8	95,7	87,0	65,1
-29	137,1	119,3	110,4	97,0	88,1	65,8
-30	139,3	121,1	112,0	98,4	89,3	66,5
-31	141,4	122,9	113,6	99,7	90,4	67,2
-32	143,6	124,7	115,2	101,0	91,6	67,9
-33	145,7	126,4	116,8	102,4	92,7	68,6
-34	147,9	128,2	118,4	103,7	93,9	69,3
-35(и ниже)	150,0	130,0	120,0	105,0	95,0	70,0

Примечание:

Минимальная температура для обеспечения нагрузки горячего водоснабжения и срез температуры прямой сетевой воды на выходе теплоисточника задаются в соответствии с утвержденной режимной картой работы тепловых сетей от теплоисточника.

Рисунок 3.25 – Температурный график регулирования отпуска тепла для источников теплоснабжения
г. Стерлитамак

для включения в договора
теплоснабжения

Приложение № 3.1.4
к Указанию "БашПТС-Стерлитамак"
от 27.12.2017 № 91

График температур сетевой воды в обратном трубопроводе,
возвращаемой от потребителя тепловой энергии,
по температурному графику 105-70 °С
г. Стерлитамак

Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T1), °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T2), °С	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T1), °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T2), °С
43	35,5	75	54,0
44	36,1	76	54,6
45	36,7	77	55,1
46	37,3	78	55,7
47	37,9	79	56,2
48	38,5	80	56,8
49	39,1	81	57,3
50	39,7	82	57,8
51	40,3	83	58,4
52	40,9	84	58,9
53	41,5	85	59,5
54	42,1	86	60,0
55	42,7	87	60,5
56	43,3	88	61,1
57	43,9	89	61,6
58	44,4	90	62,1
59	45,0	91	62,7
60	45,6	92	63,2
61	46,2	93	63,7
62	46,7	94	64,3
63	47,3	95	64,8
64	47,9	96	65,3
65	48,4	97	65,8
66	49,0	98	66,4
67	49,6	99	66,9
68	50,1	100	67,4
69	50,7	101	67,9
70	51,2	102	68,4
71	51,8	103	69,0
72	52,4	104	69,5
73	52,9	105	70,0
74	53,5		

Рисунок 3.26 – Температура сетевой воды в подающем и обратном трубопроводе МК-1

для включения в договора
теплоснабжения

Приложение № 3.1.5
к Указанию "БашПТС-Стерлитамак"
от 27.12.2017 № 91

График температур сетевой воды в обратном трубопроводе,
возвращаемой от потребителя тепловой энергии,
по температурному графику 95-70 °С
г. Стерлитамак

Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T1), °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T2), °С	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T1), °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (T2), °С
41	35,6	69	54,0
42	36,3	70	54,6
43	37,0	71	55,3
44	37,7	72	55,9
45	38,3	73	56,5
46	39,0	74	57,2
47	39,7	75	57,8
48	40,4	76	58,4
49	41,0	77	59,0
50	41,7	78	59,6
51	42,4	79	60,3
52	43,0	80	60,9
53	43,7	81	61,5
54	44,4	82	62,1
55	45,0	83	62,7
56	45,7	84	63,3
57	46,3	85	63,9
58	47,0	86	64,6
59	47,6	87	65,2
60	48,3	88	65,8
61	48,9	89	66,4
62	49,6	90	67,0
63	50,2	91	67,6
64	50,8	92	68,2
65	51,5	93	68,8
66	52,1	94	69,4
67	52,7	95	70,0
68	53,4		

Рисунок 3.27 – Температура сетевой воды в подающем и обратном трубопроводе МК-2, 3, 7, 10 и 14

3.3.5 Гидравлические режимы тепловых сетей

Результаты расчетов гидравлических режимов тепловых сетей приведены в документе «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа город Стерлитамак на период до 2033 г. (актуализация на 2019 год). Книга 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения. Приложение 4. Существующие гидравлические режимы тепловых сетей» (шифр 80445.ОМ-ПСТ.001.004).

3.3.6 Статистика отказов и восстановлений тепловых сетей

Повреждаемость тепловых сетей АО «СРТС» по годам за период с 2015 по 2017 годы составила:

- в 2015 году – 660 случаев;
- в 2016 году – 513 случаев;
- в 2017 году – 422 случая.

Таким образом, количество повреждений на трубопроводах тепловых сетей АО «СРТС» с каждым годом снижается, за рассматриваемый период⁸.

Статистика повреждений на тепловых сетях АО «СРТС» приведена в таблице 3.21.

Таблица 3.21 – Статистика повреждений на тепловых сетях АО «СРТС» в 2015 ÷ 2017 г.г.

Месяц	Магистральные и квартальные тепловые сети		
	отопительный / межотопительный период	гидравлические испытания	всего
2015 год			
Январь	15	15	30
Февраль	24	24	48
Март	22	22	44
Апрель	24	24	48
Май	26	58	84
Июнь	17	82	99
Июль	28	46	74
Август	17	51	68
Сентябрь	12	19	31
Октябрь	17	17	34
Ноябрь	22	22	44
Декабрь	28	28	56
Итого в 2015 г.	252	408	660
2016 год			
Январь	25	0	25
Февраль	13	0	13
Март	25	0	25
Апрель	8	0	8
Май	33	10	43
Июнь	29	63	92
Июль	34	73	107

⁸ В статистику отказов на тепловых сетях АО «СРТС» входят отказы на тепловых сетях МК-6, которые с 01.01.2018 года находятся в эксплуатации ООО «ПСК»

Месяц	Магистральные и квартальные тепловые сети		
	отопительный / межотопительный период	гидравлические испытания	всего
Август	26	62	88
Сентябрь	30	16	46
Октябрь	21	0	21
Ноябрь	23	0	23
Декабрь	22	0	22
Итого в 2016 г.	289	224	513
2017 год			
Январь	12	0	12
Февраль	7	0	7
Март	8	0	8
Апрель	12	0	12
Май	1	49	50
Июнь	0	118	118
Июль	0	81	81
Август	0	85	85
Сентябрь	0	33	33
Октябрь	6	0	6
Ноябрь	5	0	5
Декабрь	5	0	5
Итого в 2017 г.	56	366	422

3.3.7 Диагностика и ремонты тепловых сетей

В таблице 3.22 приведена информация о выполненных капитальных ремонтах на тепловых сетях АО «СРТС» за 2016-2017 г.г.

Таблица 3.22 – Капитальные ремонты на тепловых сетях АО «СРТС» за 2016 ÷ 2017 г.г.

№ п/п	Назначение трубопроводов	Диаметр трубопровода, мм условный	Материал трубы	Длина п. м	Способ прокладки	Тип изоляции
2016 г						
1	ЦО	50	Ст	451	канал	стекловолокно
	ЦО	65	Ст	648	канал	стекловолокно
	ЦО	80	Ст	884	канал	стекловолокно
	ЦО	100	Ст	2057	канал	стекловолокно
	ЦО	150	Ст	1956	канал	стекловолокно
	ЦО	200	Ст	631	канал	стекловолокно
	ЦО	250	Ст	223	канал	стекловолокно
	ЦО	300	Ст	158	канал	стекловолокно

№ п/п	Назначение трубопроводов	Диаметр трубопровода, мм условный	Материал трубы	Длина п. м	Способ прокладки	Тип изоляции
	ЦО		ИТОГО:	7008		
2	ГВС	50	Ст	795	канал	стекловолокно
	ГВС	65	Ст	277	канал	стекловолокно
	ГВС	80	Ст	1284	канал	стекловолокно
	ГВС	100	Ст	1458	канал	стекловолокно
	ГВС	150	Ст	1147	канал	стекловолокно
	ГВС	200	Ст	92	канал	стекловолокно
	ГВС	25	полипропилен	62	канал	трубки из вспененного полиэтилена
	ГВС	40	полипропилен	242	канал	трубки из вспененного полиэтилена
	ГВС	50	полипропилен	298	канал	трубки из вспененного полиэтилена
	ГВС	63	полипропилен	456	канал	трубки из вспененного полиэтилена
	ГВС	75	полипропилен	118	канал	трубки из вспененного полиэтилена
			ИТОГО:	6229		
			ВСЕГО за 2016г	13237		
2017г						
1	ЦО	50	Ст	644	канал	стекловолокно
	ЦО	65	Ст	936	канал	стекловолокно
	ЦО	80	Ст	1172	канал	стекловолокно
	ЦО	100	Ст	2079	канал	стекловолокно
	ЦО	150	Ст	2607	канал	стекловолокно
	ЦО	200	Ст	1332	канал	стекловолокно
	ЦО	250	Ст	78	канал	стекловолокно
	ЦО	300	Ст	6	канал	стекловолокно
	ЦО	700	Ст	774	эстакада	стекловолокно
	ЦО	80	ППУ	140	бесканальная	ППУ скорлупа
	ЦО	100	ППУ	534	бесканальная	ППУ скорлупа
	ЦО	150	ППУ	74	бесканальная	ППУ скорлупа
	ЦО	200	ППУ	30	бесканальная	ППУ скорлупа
			ИТОГО:	10406		
2	ГВС	50	Ст	200	канал	стекловолокно
	ГВС	65	Ст	608	канал	стекловолокно
	ГВС	80	Ст	726	канал	стекловолокно
	ГВС	100	Ст	1355	канал	стекловолокно
	ГВС	150	Ст	779	канал	стекловолокно
	ГВС	100	ППУ	15	бесканальная	ППУ скорлупа
	ГВС	150	ППУ	15	бесканальная	ППУ скорлупа
	ГВС	30	полипропилен	107	канал	трубки из вспененного полиэтилена

№ п\п	Назначение трубопроводов	Диаметр трубопровода, мм условный	Материал трубы	Длина п. м	Способ прокладки	Тип изоляции
	ГВС	40	полипропилен	971	канал	трубки из вспененного полиэтилена
	ГВС	50	полипропилен	918	канал	трубки из вспененного полиэтилена
	ГВС	63	полипропилен	443	канал	трубки из вспененного полиэтилена
	ГВС	90	полипропилен	313	канал	трубки из вспененного полиэтилена
			ИТОГО:	6450		
			ВСЕГО за 2017г	16856		

3.3.8 Анализ нормативных и фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя

Данные по затратам и потерям теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях АО «СРТС» за 2016 и 2017 годы представлены в таблице 3.25. В таблице приводятся нормативные значения указанных параметров, а также фактические значения затрат и потерь теплоносителя и тепловой энергии, принятые по отчетным данным АО «СРТС».

Таблица 3.23 – Годовые затраты и потери теплоносителя и тепловой энергии АО «СРТС» в 2016 и 2017 годах

Год	Утвержденные нормативные потери			Фактические потери		
	потери т/э, Гкал/год		потери теплоносителя, тн/год	потери т/э, Гкал/год		потери теплоносителя, тн/год
	через изоляцию	с утечкой		через изоляцию	с утечкой	
2016	145470	10063	190763	111762	5358	91526
2017	141392	11975	194011	134605	5180	91214

Нормативные потери тепла при транспорте по тепловым сетям АО «СРТС» в 2017 году составили 153,4 тыс. Гкал, в том числе 92,2 % - с тепловым потоком через изоляцию трубопроводов тепловых сетей и 7,8 % - с утечками теплоносителя.

Фактические потери и затраты теплоносителя в 2017 году в тепловых сетях АО «СРТС» ниже нормативных значений.

3.3.9 Описание основных схем присоединения потребителей к тепловым сетям

Потребителями, подключенными к тепловым сетям АО «СРТС», являются в основном конечные потребители 2-го контура теплоснабжения от ЦТП АО «СРТС».

Поскольку отпуск тепловой энергии на отопление от большинства ЦТП выполняется по температурным графикам 105/70 и 130/70 °С, подключение потребителей на 2-м контуре по отоплению выполняется также либо по независимой схеме отопления посредством теплообменников в ИТП, либо по зависимой схеме посредством элеваторных узлов.

Подключение потребителей на 2-м контуре по ГВС осуществляется по закрытой системе посредством теплосетевых контуров ГВС от ЦТП, при этом от некоторых ЦТП без циркуляции.

3.3.10 Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии и теплоносителя, отпущенных из тепловых сетей потребителям

В 32 ЦТП АО «СРТС» установлены приборы учета отпуска тепла потребителям, характеристика приборов учета представлена в таблице 3.24.

Таблица 3.24 – Приборы учета тепла, установленные на ЦТП АО «СРТС»

№ п/п	Наименование узла учета и верхний предел измерения	Оснащение	Тип	Класс точности	Регистрация показаний
1.	ЦТП №1 (ПСВ Ду200) (ОСВ Ду200)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т1) US 800 Ду200 (Т2)		
2.	ЦТП №2 (ПСВ Ду150) (ОСВ Ду150)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду150 (Т1) US 800 Ду150 (Т2)		
3.	ЦТП №3	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП -

№ п/п	Наименование узла учета и верх- ний предел изме- рения	Оснащение	Тип	Класс точности	Регистрация показаний
	(ПСВ Ду200) (ОСВ Ду200)	Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	СЕТЬ
		Комплект термопреобразовате- лей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т1)		
			US 800 Ду200 (Т2)		
4.	ЦТП №4 (ПСВ Ду200) (ОСВ Ду200)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразовате- лей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т1)		
			US 800 Ду200 (Т2)		
5.	ЦТП №5 (ПСВ Ду150) (ОСВ Ду150)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразовате- лей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду150 (Т1)		
			US 800 Ду150 (Т2)		
6.	ЦТП №6 (ПСВ Ду150) (ОСВ Ду150)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразовате- лей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду150 (Т1)		
			US 800 Ду150 (Т2)		
7.	ЦТП №7 (ПСВ Ду200) (ОСВ Ду200)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразовате- лей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т1)		
			US 800 Ду200 (Т2)		
8.	ЦТП №8 (ПСВ Ду200) (ОСВ Ду200)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразовате- лей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т1)		
			US 800 Ду200 (Т2)		
9.	ЦТП №9 (ПСВ Ду150) (ОСВ Ду150)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразовате- лей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду150 (Т1)		
			US 800 Ду150 (Т2)		
10.	ЦТП №10 (ПСВ Ду200) (ОСВ Ду200)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразовате- лей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т1)		
			US 800 Ду200 (Т2)		

№ п/п	Наименование узла учета и верхний предел измерения	Оснащение	Тип	Класс точности	Регистрация показаний
11.	ЦТП №13 (ПСВ Ду200) (ОСВ Ду200) (Подпитка Ду32)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т1) US 800 Ду200 (Т2)		
		Расходомер-счётчик электромагнитный	Взлёт ЭР исп. 420Ф Ду32		
12.	ЦТП №14 (ПСВ Ду200) (ОСВ Ду200)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т1) US 800 Ду200 (Т2)		
13.	ЦТП №15 (ПСВ Ду150) (ОСВ Ду150)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду150 (Т1) US 800 Ду150 (Т2)		
14.	ЦТП №16 (ПСВ Ду250) (ОСВ Ду250) (Подпитка Ду32)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду250 (Т1) US 800 Ду250 (Т2)		
		Расходомер-счётчик электромагнитный	Взлёт ЭР исп. 420Ф Ду32		
15.	ЦТП №18 (ПСВ Ду150) (ОСВ Ду150) (Подпитка Ду32)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду150 (Т1) US 800 Ду150 (Т2)		
		Расходомер-счётчик электромагнитный	Взлёт ЭР исп. 420Ф Ду32		
16.	ЦТП №19 (ПСВ Ду200) (ОСВ Ду200) (Подпитка Ду32)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т1) US 800 Ду200 (Т2)		
		Расходомер-счётчик электромагнитный	Взлёт ЭР исп. 420Ф Ду32		
17.	ЦТП №20 (ПСВ Ду200) (ОСВ Ду200) (Подпитка Ду32)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости	US 800 Ду200 (Т1)		

№ п/п	Наименование узла учета и верхний предел измерения	Оснащение	Тип	Класс точности	Регистрация показаний
		ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т2)		
		Расходомер-счётчик электромагнитный	Взлёт ЭР исп. 420Ф Ду32		
18.	ЦТП №22 (ПСВ Ду150) (ОСВ Ду150) (Подпитка Ду32)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду150 (Т1)		
			US 800 Ду150 (Т2)		
		Расходомер-счётчик электромагнитный	Взлёт ЭР исп. 420Ф Ду32		
19.	ЦТП №27 (ПСВ Ду200) (ОСВ Ду200)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т1)		
			US 800 Ду200 (Т2)		
20.	ЦТП №28 (ПСВ Ду200) (ОСВ Ду200)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т1)		
			US 800 Ду200 (Т2)		
21.	ЦТП №29 (ПСВ Ду250) (ОСВ Ду250)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду250 (Т1)		
			US 800 Ду250 (Т2)		
22.	ЦТП №30 (ПСВ Ду150) (ОСВ Ду150) (Подпитка Ду32)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду150 (Т1)		
			US 800 Ду150 (Т2)		
		Расходомер-счётчик электромагнитный	Взлёт ЭР исп. 420Ф Ду32		
23.	ЦТП №33 (ПСВ Ду200) (ОСВ Ду200) (Подпитка Ду32)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т1)		
			US 800 Ду200 (Т2)		
		Расходомер-счётчик электромагнитный	Взлёт ЭР исп. 420Ф Ду32		
24.	ЦТП №35 (ПСВ Ду150) (ОСВ Ду150) (Подпитка Ду32)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	

№ п/п	Наименование узла учета и верхний предел измерения	Оснащение	Тип	Класс точности	Регистрация показаний
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т1)		
		US 800 Ду200 (Т2)			
		Расходомер-счётчик электромагнитный	Взлёт ЭР исп. 420Ф Ду32		
25.	ЦТП №36 (ПСВ Ду150) (ОСВ Ду150) (Подпитка Ду32)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2	0,5	Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ		
		Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду150 (Т1)		
		US 800 Ду150 (Т2)			
		Расходомер-счётчик электромагнитный	Взлёт ЭР исп. 420Ф Ду32		
26.	ЦТП №39 (ПСВ Ду200) (ОСВ Ду200)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2	0,5	Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ		
		Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т1)		
		US 800 Ду200 (Т2)			
		Расходомер-счётчик электромагнитный	Взлёт ЭР исп. 420Ф Ду32		
27.	ЦТП №42 (ПСВ Ду150) (ОСВ Ду150) (Подпитка Ду32)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2	0,5	Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ		
		Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду150 (Т1)		
		US 800 Ду150 (Т2)			
		Расходомер-счётчик электромагнитный	Взлёт ЭР исп. 420Ф Ду32		
28.	ЦТП №44 (ПСВ Ду80) (ОСВ Ду80) (Подпитка Ду25)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2	0,5	Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ		
		Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду80 (Т1)		
		US 800 Ду80 (Т2)			
		Расходомер-счётчик электромагнитный	Взлёт ЭР исп. 420Ф Ду25		
29.	ЦТП №49 (ПСВ Ду100) (ОСВ Ду100) (Подпитка Ду25)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2	0,5	Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ		
		Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду100 (Т1)		
		US 800 Ду100 (Т2)			
		Расходомер-счётчик электромагнитный	Взлёт ЭР исп. 420Ф Ду25		
30.	ЦТП №50 (ПСВ Ду200) (ОСВ Ду200) (Подпитка Ду32)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2	0,5	Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ		
		Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т1)		
		US 800 Ду200 (Т2)			
		Расходомер-счётчик электромагнитный	Взлёт ЭР исп. 420Ф Ду32		

№ п/п	Наименование узла учета и верхний предел измерения	Оснащение	Тип	Класс точности	Регистрация показаний
31.	ЦТП №53 (ПСВ Ду200) (ОСВ Ду200)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т1)		
			US 800 Ду200 (Т2)		
32.	ЦТП №54 (ПСВ Ду100) (ОСВ Ду100)	Тепловычислитель	СПТ - 961.2		Пролог, СП - СЕТЬ
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду100 (Т1)		
			US 800 Ду100 (Т2)		

На выводах малых котельных АО «СРТС» приборного учета тепловой энергии не ведется, тепловычислители не установлены.

Учет отпуска тепла осуществляется по расходу топлива и КПД котлов.

3.3.11 Анализ работы диспетчерских служб

В зоне тепловых сетей АО «СРТС» функционирует ОДС АО «СРТС», отвечающая за диспетчеризацию поставок теплоносителя по теплосети, мониторинг поставки теплоносителя, оперативное руководство подключением и отключением потребителей, диспетчеризацию аварийно-восстановительного ремонта, регистрацию заявок на устранение неисправностей системы.

Кроме того на территории города функционирует «ЕДДС» («Единая дежурная диспетчерская служба городского округа г. Стерлитамак»). Ее функции описаны в разделе 3.2.11

3.3.12 Уровень автоматизации насосных станций и тепловых пунктов

Системами диспетчерского контроля оснащено 12 ЦТП АО «СРТС». Данные по типу средств измерения и автоматики, установленных на ЦТП, представлены в таблице 3.25.

Таблица 3.25 – Средства измерения и автоматики на ЦТП АО «СРТС»

п/п	График	Тип средств измерения и автоматики	Гр. отп.	Дата изготовления
ЦТП № 13				
1	105/70	ТРМ-32	1,2,3,4,5,6,7,8	2011г.
2		МЭО100/63-0,63-99К		2011г
3		ПБР-3		2011г.
4		ТСМ - Гр. 50М		
ЦПТ № 16				
1	105/70	ТРМ-32	1,2,3,4	2011г.
2		МЭО100/63-0,63		2011г
3		ПБР-3		2011г.
4		ТСМ - Гр. 50М		
ЦТП № 17				
1	105/70	ТРМ148	1	2013
2		МЭО87-250/25-0,25		1992
3		ПБР-3		19
4		ТСМ0879-50М		
5	105/70	ТРМ148	2	2013
6		МЭО87-100/25-0,25		1993
7		ПБР-3		19
8		ТСМ0879-50М		
9	105/70	ТРМ148	3	2013
10		МЭО87-100/25-0,25		1992
11		ПБР-3		19
12		ТСМ0879-50М		
ЦТП № 18				
13	105/70	ТРМ32	1,2,3	2012
14		МЭО40 -40/25-0,25		1983
15		ПБР-2		1994
16		ТСМ-гр.50М		
ЦТП № 19				
17	105/70	Т48М-1	1,2,3,4	1989
18		МЭО40 -250/63-0,25		1989
19		ПБР-2		
20		ТСМ0879-гр50М		1989
21	105/70	АРТ-01	5	
22		25ч945нж 3/Р		
23				
24		ТС (специальный)		
ЦТП № 20				
25	120/70	ТРМ32	1,2,3	2013
		МЭО100/63-0,63		2013

п/п	График	Тип средств измерения и автоматики	Гр. отп.	Дата изготовления
26		ПБР-3А		2013
27		ТСМ-гр.50М		
28	120/70	ТРМ32	4	2013
29		МЭО100/63-0,63		2013
30		ПБР-3А		92/89
31		ТСМ1088-гр50М		1995
32	120/70	ТРМ32 МЭО100/63-0,63	5	2013 2013
33				
34		ПБР-3А		2013
35		ТСМ1088-гр50М		
ЦТП № 22				
36	120/70	ТРМ-32	1,3	2012г.
37		МЭО100/63-0,63		2011г.
38		ПБР-3		2012
39		ТСМ - Гр. 50М		
40	120/70	Т48-1	2,4	
41		МЭО82 40/63-0,63		
42		ПБР-2М		
43		ТСМ-гр.50М		
ЦТП № 30				
44	130/70	ТРМ32	1,2	2010
45		МЭО100/63-0,63-99К		2010
46		ПБР-3А		2010
47		ТСМ0879-50М		1985
48	130/70	ТРМ32	3,4	2010
49		МЭО100/63-0,63-99К		2010
50		ПБР-3А		2010
51		ТСМ0879-50М		1985
ЦТП № 36				
52	130/70	ТРМ32	1	2010
53		МЭО100/63-0,63-99К		2010
54		ПБР-3А		2010
55		ТСМ 50М		1985
56	130/70	ТРМ32	2	2010
57		МЭО100/63-0,63-99К		2010
58		ПБР-3А		2010
59		ТСМ0879 50М		1987
60	130/70	ТРМ32	3	2010
61		МЭО100/63-0,63-99К		2010
62		ПБР-3А		2010
63		ТСМ 0879 50М		1985
ЦТП № 42				

п/п	График	Тип средств измерения и автоматики	Гр. отп.	Дата изготовления
64		TAC2112	1	
65				
66				
67		TAC2112	2	
68				
69				
ЦТП № 50				
70	130/70	МИТЕРМ2.174	1 Пластинч бойлер	
71		МЭО87-		
72		У300		
73		TСМ0879 50M		
74	130/70	МИТЕРМ2.174	2 Пластинч бойлер	
75		МЭО87-		
76		У300		
77		TСМ0879 50M		
ЦТП № 55				
78		ECL110-130	Пластинч бойлер	2012
79		Клапан. per.VFS2		2012

3.3.13 Защита тепловых сетей от превышения давления

Оборудование для защиты тепловых сетей от гидравлических ударов, превышения давления на источниках тепловой энергии и тепловых сетях АО «СРТС» не установлено.

При повышении давления сверх установленных допустимых значений на ЦТП происходит срабатывание предохранительного клапана, являющегося средством защиты от повышения давления в обратном трубопроводе тепловой сети.

3.3.14 Испытания тепловых сетей

Отчетность в составе ООО «БашРТС» - филиал «БашРТС-Стерлитамак», см. п. 3.2.14.

3.3.15 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации

Предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети за период с 2015 по 2017 годы выдано не было.

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

Перечень бесхозных сетей, предоставленный АО «СРТС» на начало 2018 года, приведен в таблице 3.26. Общая протяженность бесхозных сетей составляет 8 343 м в однострунном исчислении. Выявляемые бесхозные тепловые сети, которые имеют непосредственное присоединение к тепловым сетям АО «СРТС» принимаются на баланс АО «СРТС».

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Таблица 3.26– Перечень бесхозяйных тепловых сетей, предоставленный АО «СРТС»

№ п/п	Наименование объекта	Месторасположение объекта	Год ввода в эксплуатацию	Протяженность, м	Общая площадь, кв. м	Владелец сетей, точки подключен
1	от тк-303 до точки врезки в тепловые сети на общежитие ул.Кочетова 45	ул. Профсоюзная-ул.Кочетова	1987	2d-350 мм, L-162 м	Жигаadlo А.В. (2902,61), ООО «Стандарт плюс»(4537), ИП Хамитов В.А. (503,77), ООО УК ЖКХ (1346,83), ИП Чер- нова - (242,5) , ИП Фале- ева - (395,7) , общ. Коче- това 45 - (1193,9).	от магистральных сетей ООО «БашРТС»
				2d-250 мм, L-458,6 м		
				2d-100 мм, L-627,05 м		
2	от тк-1131 ООО «БашРТС» до стены здания д/сада №88 (филиал)	ул.Пантелькина 54/б	2014	2d-57 мм, L-10 м	833,9	от магистральных сетей ООО «БашРТС»
3	от ТК №824 М1АТК-5 до ж.д. стр. №9 (Хвойная 8) мкр.1А Западный	ул. Хвойная 8	2011	2d-300 мм, L-68 м	17536	сети «ИнвестРайСтройза- казчика»
4	от ТК №824 М1АТК-5 до ж.д. №8 (Хвойная 6) мкр.1А Западный	ул. Хвойная 6	2013	2d-100 мм, L-48 м	9695,1	
5	от ТК №824 М1АТК-2 до ж.д. №6 (Хвойная 2) мкр.1А Западный	ул. Хвойная 2	2013	2d-100 мм, L-48 м	11289,5	
6	от точки врезки в техподполье ж/д по ул. Артема 67 до элеваторного узла Управления МВД по ул.Артема 69/а	ул.Артема 69/а	1990	2d-70 мм, L-10 м	2425,6	после узла учета МКД ООО «УК «ТЖХ»
7	от ЦТП №25 АО «СРТС» от стены здания ул. Волочаевская 1/а до элеваторного узла, от которого запитаны Управление МВД и СКБ «Станкостроение»	ул. Волочаевская 1/а	1990	2d-80 мм, L-15,65 м	1823,63	граница наружная стена здания
				2d-50 мм, L-1,1 м		
8	от ЦТП №7 тк 7-9 АО «СРТС» от стены жилого дома ул.И.Насыри 17 до группового элеваторного узла, от группового элеваторного узла до стены жилых домов И.Насыри 19, 15	ул. И. Насыри 17	1960	2d-100 мм, L-6 м	1017,6	Групповой элеваторный узел ООО «УК «ТЖХ» для трех МКД
		ул. И. Насыри 19	1960	2d-70 мм, L-15 м	1011,7	
		ул. И. Насыри 17	1960	2d-100 мм, L-26 м	1017,6	
		ул. И. Насыри 15	1960	2d-70 мм, L-30 м	1029,5	
9	от ЦТП №1 АО «СРТС» от точки врезки в техподполье ж/д ул.Худайбердина 178 до элеваторного узла Пенс.фонда РФ	ул. Худайбердина 178	1967	2d-50 мм, L-120 м	5397,9	от сетей АО «СРТС»
10	от ЦТП №31 АО «СРТС» от точки врезки в техподполье здания ул.Вокзальная 9/а до потребителя Церковь Христиан Веры Евангельской «Живая Вера»	ул. Вокзальная 9/а	2001	2d-80 мм, L-219,8 м (2d-80 мм, L-176 м, 2d-100 мм, L-83 м)	ИП Абзалилов Р.А. (2903), ООО «Акватит» (315,2), ИП Букс- ман А.А. (119,4), Местная рели- гиозная организация Церковь	от сетей АО «СРТС»

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование объекта	Месторасположение объекта	Год ввода в эксплуатацию	Протяженность, м	Общая площадь, кв. м	Владелец сетей, точки подключен
					Христиан Веры Евангельской «Живая Вера» (328), Куйбышевская дирекция по тепловодоснабжению - СП ЦДТВ - филиала ОАО «РЖД»(343)	
11	от ТК-704 ООО «БашРТС» от тк-1 АО «СРТС», от точки врезки на эстакаде до стены здания ул.Элеваторная 49	ул. Элеваторная 49	1992	2d-80 мм, L-12,9 м	ГБУ РБ УГАК (455,3), Минэкологии РБ (195), МКУ «ОЖКХ г.Стерлитамак» (31,2), ООО «Центр гигиены» (26,3), ООО «ЦППЭ» (33), ООО «ЭКО-Партнёр» (41,3), Управление ветеринарии РБ (71,6), Управление ФССП по РБ Стерлитамак (193,6), ФГБУ «Башкирское УГМС» (95),	от сетей АО «СРТС»
12	от тк-1101/в ООО «БашРТС» до БИТП №1,2 ж/д ул.Гоголя 130/а	ул. Гоголя 130/а	1985	2d-200 мм, L-15 м	11214,4	от магистральных сетей ООО «БашРТС»
		ул. Гоголя 130/а	1985	2d-150 мм, L-250 м		
13	от ЦТП №50 АО «СРТС» тк 50-10 до стены здания д/сада №33	ул. Артема 148/а	2016	2d-70 мм, L-16 м	3900	от сетей АО «СРТС»
14	от тк-1008 М4Б ТК-5 до стены здания д/сада №31	ул. Артема 82	2015	2d-70 мм, L-74,4 м	4858,2	от сетей АО «СРТС»
15	от тк-505/б тк 18-3 АО «СРТС» до стены здания ж/д ул.Кочетова 31/а	ул. Кочетова 31/а	2016	2d-80 мм, L-9 м	4021,2	пост.№352 от 01.03.2017г
16	от тк-505/б тк 18-3 АО «СРТС» до стены здания ж/д ул.Тукаева 14/а	ул. Тукаева 14/а	2016	2d-100 мм, L-16 м	10204,6	пост.№2712 от 22.12.2016г
17	на вводе в ЦТП №34 АО «СРТС» тк-219 до стены ж/д ул.Николаева 24	ул. Николаева 24	2015	2d-80 мм, L-45 м	5057,1	застройщик ООО «ЖИЛЬЕ»
18	от ЦТП №50 АО «СРТС» тк 50-25 до стены ж/д ул. Юрматинская 10	ул. Юрматинская 10	2014	2d-70 мм, L-44 м	6823,3	застройщикООО «Пром-строй»
19	от ЦТП №50 АО «СРТС» тк 50-25 до стены ж/д ул. Юрматинская 12	ул. Юрматинская 12	2016	2d-70 мм, L-65 м	6094,7	
20	от ЦТП №50 АО «СРТС» тк 50-24 до стены ж/д ул. Юрматинская 8	ул. Юрматинская 8	2014	2d-100 мм, L-210 м	7795,8	
21	от ЦТП №36 АО «СРТС» тк 36-29 до стены здания ж/д ул. Артема 151/а	ул.Артема 151/а	2013	2d-80 м, L-33 м	5735	застройщик ООО «Трест СМ-1» ОАО «Строймеханизация»

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

№ п/п	Наименование объекта	Месторасположение объекта	Год ввода в эксплуатацию	Протяженность, м	Общая площадь, кв. м	Владелец сетей, точки подключен
22	от ЦТП №36 АО «СРТС» тк 36-27 до стены здания детского сада №7	ул. Юрматинская 1/в	2011	2d-80 мм, L-72,5 м	2002,86	пост.№1496 от 27.06.2014г.
23	от тк-1402 АО «СРТС» от 4МБТК 3 до стены ж/д ул.Артема 70 (БИТП №3)	ул. Артема 70	2009	2d-125 мм, L-34 м	45891,18	от сетей АО «СРТС»
24	от ЦТП №51 АО «СРТС» тк 51-12 до стены ж/д ул.Связистов 5/а	ул. Связистов 5/а	2014	2d-100 мм, L-13 м	1269,6	застройщик ООО «Стройинвест»
25	от ЦТП №51 АО «СРТС» тк 51-12 от точки врезки в техподполье ж/д ул.Связистов 5/а до стены ж/д ул.Связистов 7/а	ул. Связистов 7/а	2015	2d-40 мм, L-31 м	1184,9	
26	от ЦТП №55 АО «СРТС» тк 55-16 до стены ж/д ул. Стерлиб.тракт 35/а	ул. Стерлиб.тракт 35/а	2015	2d-50 мм, L-29 м	1213,7	
27	на вводе ЦТП №1 АО «СРТС» до стены ж/д ул.Худайбердина 150/б	ул.Худайбердина 150/б	2014	2d-70 мм, L-100 м	2842,5	застройщик ООО «Промстрой»
		ул.Худайбердина 150/б	2014	2d-80 мм, L-20 м		
28	на вводе ЦТП №1 АО «СРТС» до стены здания ул.Худайбердина 150/а	ул.Худайбердина 150/а	2014	2d-80 мм, L-8,1 м	629,9	
29	от ЦТП №29 АО «СРТС» тк 29-22 до стены ж/д ул. Полевая 23	ул. Полевая 23	2013	2d-80 мм, L-43 м	3265,4	
30	от тк 55-4 АО «СРТС» до жилого дома Стерлибашевский тракт,33/а	Стерлибашевский тракт,33/а		2D-70мм, L-55м		застройщик Башрегионстрой
31	от тк 55-8 АО «СРТС» до жилого дома Стерлибашевский тракт,31/а	Стерлибашевский тракт,31/а		2D-70мм, L-1м4		застройщик ООО Стройинвест
32	от тк 54-11 АО «СРТС» до ж.д. по ул.Гоголя,161/а	ул.Гоголя,161/а	2014	2D-100мм L-65м; 2D-70мм L-45м		ООО ДСК
33	от тк 54-12 АО «СРТС» до ж.д. по ул.Гоголя,163/а	ул.Гоголя,163/а		2D-70мм, L-19м		ООО ПКФ Гранат
34	от тк 52-20 АО «СРТС» до ж.д. по ул.Вокзальная,16/а	ул.Вокзальная,16/а	2014	2D-50мм, L-25м		ООО ДСК
35	от тк 52-19 АО «СРТС» до ж.д. по ул.Вокзальная,18/а	ул.Вокзальная,18/а	2014	2D-50мм L-18м		ООО ДСК
36	от тк 4-7 АО «СРТС» до ж.д. по ул.Вокзальная,6/а	ул.Вокзальная,6/а	2015	2D-70мм, L-42м		ООО Новострой
37	ТМ-8 ООО «БашРТС» от н.о.33 на ж.д.Раевский тракт 2,3	Раевский тр.2,3		2D-50мм, L-42м		от магистральных сетей ООО «БашРТС»
38	от ТК-407 ООО «БашРТС» до завода МТЕ	ул.Элеваторная,37		2D-500мм, L-593м		от магистральных сетей ООО «БашРТС»

3.4 Тепловые сети ООО «ПСК»

3.4.1 Общая характеристика тепловых сетей

Тепловые сети ООО «ПСК» включают в себя тепловые сети от малой котельной МК-6, обеспечивающей теплоснабжение пос. Шах-Тау города Стерлитамак.

Протяженность трубопроводов тепловых сетей ООО «ПСК» на 02.01.2018 составила 6,7 км в однострубно́м исчислении, материальная характеристика – 857,7 м².

Сведения о протяженности, материальной характеристике и внутреннем объеме трубопроводов тепловых сетей различного диаметра представлены в таблице 3.27 и на рисунке 3.28.

Таблица 3.27 – Распределение протяженности, материальной характеристики и внутреннего объема трубопроводов тепловых сетей ООО «ПСК» с разбивкой по условному диаметру

Ду, мм	Протяженность трубопроводов тепловых сетей в однострубно́м исчислении, п.м	Материальная характеристика трубопроводов тепловых сетей, м ²	Внутренний объем трубо- проводов тепловых сетей, м ³
30	106,00	3,39	0,07
50	997,20	56,84	1,96
80	1 714,00	151,62	8,53
100	1 810,00	195,48	14,21
150	540,00	85,86	9,54
200	1 320,00	289,08	41,45
300	232,00	75,40	16,39
Итого	6 719,20	857,68	92,14

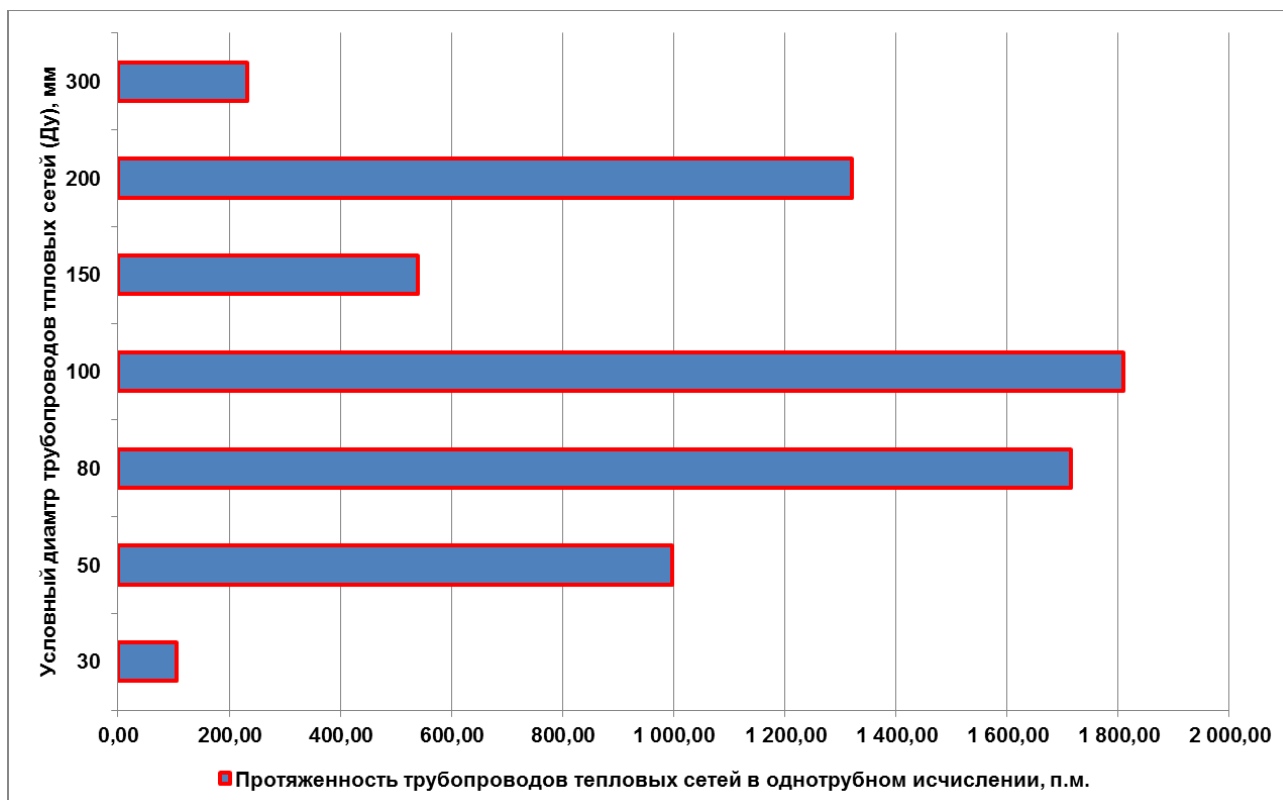


Рисунок 3.28 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей ООО «ПСК» по диаметрам

Как следует из рисунка 3.1, по протяженности преобладают трубопроводы с небольшими диаметрами 100 и 80 мм.

В таблице 3.28, на рисунке 3.29 представлено распределение протяженности трубопроводов и их материальной характеристики по способам прокладки.

Таблица 3.28 – Распределение протяженности и материальной характеристики трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по способам прокладки

Тип прокладки трубопроводов тепловых сетей	Протяженность трубопроводов тепловых сетей в однострубно́м исчислении, п.м.	Материальная характеристика трубопроводов тепловых сетей, м ²
Подземная	5 779,20	771,23
Надземная	940,00	86,44
ИТОГО:	6 719,20	857,68

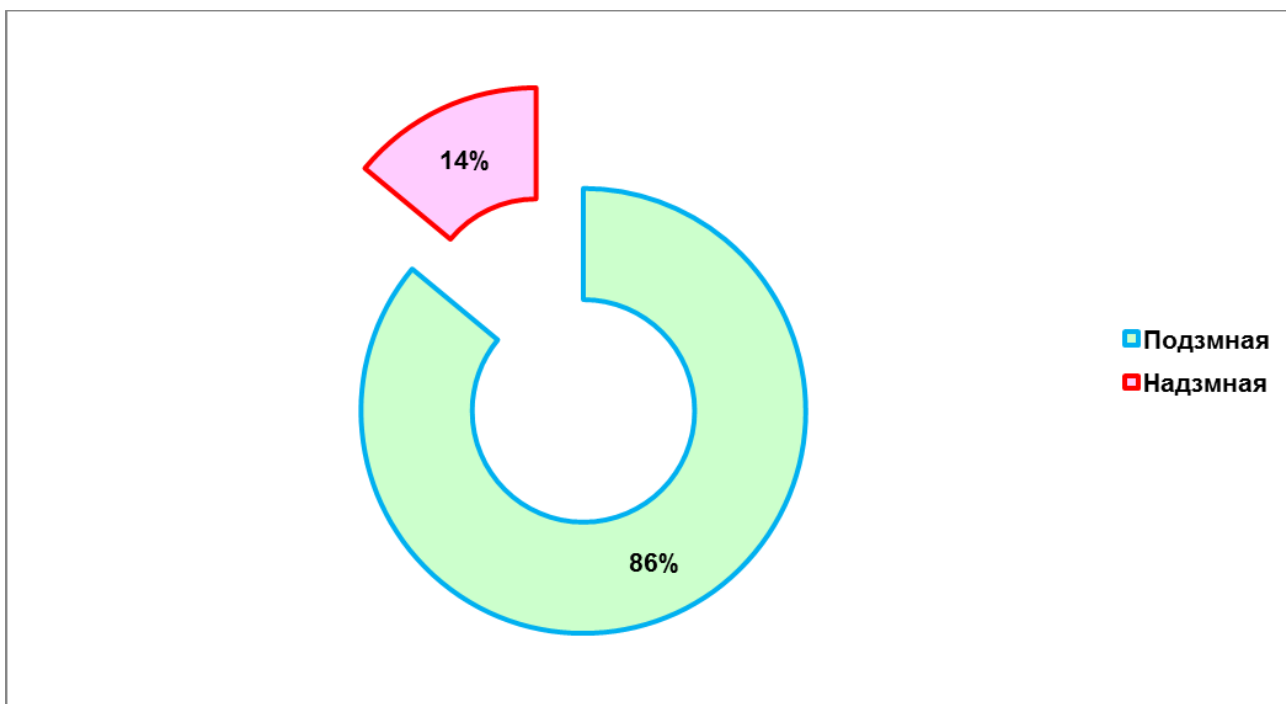


Рисунок 3.29 – Соотношение протяженности трубопроводов тепловых сетей ООО «ПСК» надземной и подземной прокладки

Доля подземной прокладки трубопроводов тепловых сетей больше надземной, при этом в основном при подземной прокладке в основном используется прокладка в непроходном канале. Доля надземной прокладки трубопроводов тепловых сетей составляет 14%, надземная прокладка трубопроводов тепловых сетей выполнена в подвалах жилых зданий.

3.4.2 Тепловые пункты, насосные станции

Тепловые пункты и насосные станции в зоне действия ООО «ПСК» отсутствуют.

3.4.3 Характеристика тепловых камер, павильонов и арматуры

Тепловые камеры на тепловых сетях ООО «ПСК» подземные и имеют следующие конструктивные особенности:

- основание тепловых камер монолитное железобетонное;
- стены тепловых камер выполнены в основном из железобетонных колец или кирпича, имеется небольшой процент тепловых камер с исполнением

стен монолитным железобетоном;

- перекрытие тепловых камер выполнено из сборного железобетона (балки, плиты), имеется небольшой процент тепловых камер с исполнением перекрытия монолитным железобетоном.

3.4.4 Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети. Фактические температурные режимы отпуска тепла

От МК-6 осуществлено центральное качественное регулирование отпуска тепла в тепловые сети. Отпуск тепла на нужды отопления регулируется с помощью изменения температуры теплоносителя, подаваемого в тепловую сеть, в зависимости от температуры наружного воздуха при постоянном расходе теплоносителя.

Изменение температуры теплоносителя производится вручную оперативным персоналом или автоматически с помощью изменения количества подаваемого на сжигание топлива.

Температурный график регулирования отпуска тепла от котельной составляет 115/70 °С.

Температурный график регулирования отпуска тепла 115/70 °С представлены на рисунке 2.30.

3.4.5 Гидравлические режимы тепловых сетей

Результаты расчетов гидравлических режимов тепловых сетей приведены в документе «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа город Стерлитамак до 2033 г. (актуализация на 2019 год). Книга 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения. Приложение 4. Существующие гидравлические режимы тепловых сетей» (шифр 80445.ОМ-ПСТ.001.004).

3.4.6 Анализ нормативных и фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя

Данные по затратам и потерям теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях ООО «ПСК» за 2016 и 2017 годы представлены в таблице 3.29. В таблице

приводятся нормативные значения указанных параметров, а также фактические значения затрат и потерь теплоносителя и тепловой энергии, принятые по отчетным данным АО «СРТС»⁹.

Таблица 3.29 – Годовые затраты и потери теплоносителя и тепловой энергии ООО «ПСК» в 2016 и 2017 годах

Год	Утвержденные нормативные потери			Фактические потери		
	потери т/э, Гкал/год		потери теплоносителя, тн/год	потери т/э, Гкал/год		потери теплоносителя, тн/год
	через изоляцию	с утечкой		через изоляцию	с утечкой	
2016	1980	100	2547	1801	53	790
2017	1998	101	2564	1128	54	1151

Нормативные потери тепла при транспорте по тепловым сетям ООО «ПСК» в 2017 году составили 153,4 тыс. Гкал, в том числе 92,2 % - с тепловым потоком через изоляцию трубопроводов тепловых сетей и 7,8 % - с утечками теплоносителя.

Фактические потери и затраты теплоносителя в 2016 и 2017 годах в тепловых сетях ООО «ПСК» ниже нормативных значений.

3.4.7 Статистика отказов и восстановлений тепловых сетей

Статистика отказов и восстановления тепловых сетей ООО «ПСК» от малой котельной МК-6 представлена в пункте 3.3.6, т.к. до 01.01.2018 года МК-6 и тепловые сети котельной находились в эксплуатации АО «СРТС»

3.4.8 Диагностика и ремонты тепловых сетей

Данные по диагностике и ремонту тепловых сетей ООО «ПСК» от малой котельной МК-6 представлены в пункте 3.3.7, т.к. до 01.01.2018 года МК-6 и тепловые сети котельной находились в эксплуатации АО «СРТС».

⁹ До 01.01.2018 года МК-6 и тепловые сети котельной находились в эксплуатации АО «СРТС»

3.4.9 Описание основных схем присоединения потребителей к тепловым сетям

Система централизованного теплоснабжения МК-6 закрытая, абоненты в основном подключены по зависимой схеме с узлом смещения на ИТП домов.

3.4.10 Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии и теплоносителя, отпущенных из тепловых сетей потребителям

В настоящее время у 12 абонентов (порядка 80% по тепловой нагрузке) ООО «ПСК» установлены приборы учета.

3.4.11 Анализ работы диспетчерских служб

В зоне тепловых сетей ООО «ПСК» функционирует диспетчерская служба ООО «ПСК», отвечающая за диспетчеризацию поставок теплоносителя по теплосети, мониторинг поставки теплоносителя, оперативное руководство подключением и отключением потребителей, диспетчеризацию аварийно-восстановительного ремонта, регистрацию заявок на устранение неисправностей системы.

Кроме того на территории города функционирует «ЕДДС» («Единая дежурная диспетчерская служба городского округа г. Стерлитамак»). Ее функции описаны в разделе 3.2.11

3.4.12 Уровень автоматизации насосных станций и тепловых пунктов

Централизованные тепловые пункты и насосные станции в эксплуатации ООО «ПСК» отсутствуют.

3.4.13 Защита тепловых сетей от превышения давления

Защита тепловых сетей ООО «ПСК» от превышения давления отсутствует.

3.4.14 Испытания тепловых сетей

Данные по испытаниям тепловых сетей ООО «ПСК» представлены в пункте 3.4.14, т.к. до 01.01.2018 МК-6 и тепловые сети котельной находились в эксплуатации АО «СРТС».

3.4.15 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации

Предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей за период с 2015 по 2017 годы выдано не было.

4 ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

4.1 Зоны действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии

На территории городского округа город Стерлитамак действуют два источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии: Стерлитамакская ТЭЦ и Ново-Стерлитамакская ТЭЦ.

Зоны действия ТЭЦ представлены на рисунке 4.1.

Суммарная договорная тепловая нагрузка потребителей, расположенных в зонах действия ТЭЦ, составляет 738,94 Гкал/ч.

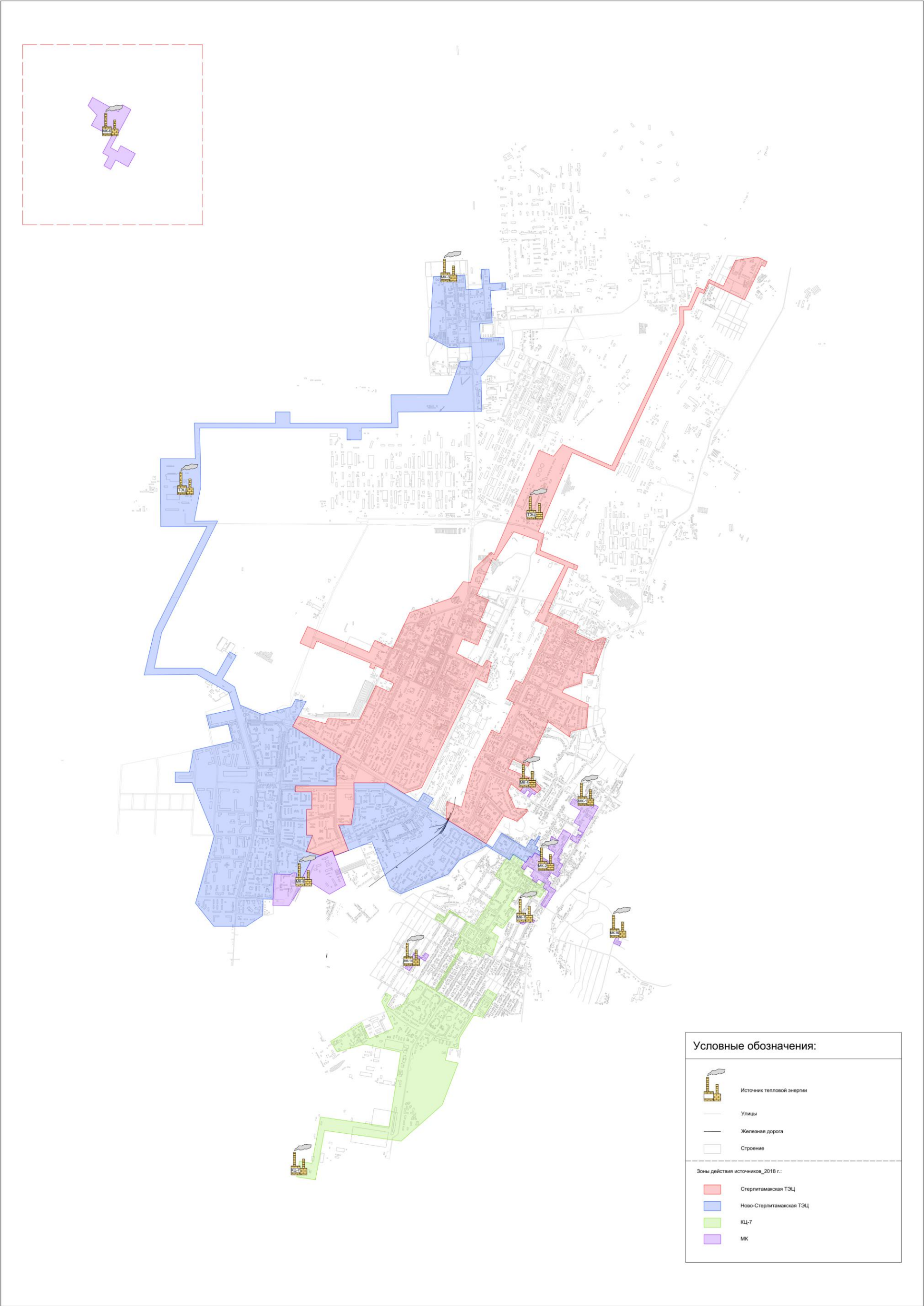


Рисунок 4.1 – Зоны действия источников тепловой энергии на территории городского округа город Стерлитамак

4.2 Зона действия КЦ-7 «БашРТС-Стерлитамак» филиала ООО «БашРТС»

Зона действия КЦ-7 «БашРТС-Стерлитамак» филиала ООО «БашРТС» представлена на рисунке 4.1.

Суммарная договорная тепловая нагрузка потребителей, расположенных в зоне действия КЦ-7, составляет 104,92 Гкал/ч.

4.3 Зоны действия котельных АО «СРТС»

Зоны действия котельных АО «СРТС» представлены на рисунке 4.1.

Суммарная договорная тепловая нагрузка потребителей, расположенных в зонах действия котельных, составляет 13,15 Гкал/ч.

Таблица 4.1 – Перечень котельных АО «СРТС»

№ п/п	Наименования источников в системе теплоснабжения
1	МК-1; г. Стерлитамак, ул. К. Маркса, 151
2	МК-2; г. Стерлитамак, ул. Комсомольская, 84
3	МК-3; г. Стерлитамак, ул. Бородина, 3а
4	МК-4; г. Стерлитамак, ул. Нагуманова, 56
5	МК-7; г. Стерлитамак, ул. К. Маркса, 54
6	МК-8; г. Стерлитамак, ул. Коммунистическая, 97
7	МК-10; г. Стерлитамак, ул. Фучика, 1
8	МК-14; г. Стерлитамак, ул. Полевая, 138

4.4 Зона действия котельной ООО «ПСК»

Зона действия МК-6 ООО «ПСК» представлена на рисунке 4.1.

Суммарная договорная тепловая нагрузка потребителей, расположенных в зоне действия котельной, составляет 8,04 Гкал/ч.

4.5 Определение эффективного радиуса теплоснабжения

Радиус эффективного теплоснабжения - максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе тепло-

снабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

Подключение дополнительной тепловой нагрузки с увеличением радиуса действия источника тепловой энергии приводит к возрастанию затрат на производство и транспорт тепловой энергии и одновременно к увеличению доходов от дополнительного объема ее реализации. Радиус эффективного теплоснабжения представляет собой то расстояние, при котором увеличение доходов равно по величине возрастанию затрат. Для действующих источников тепловой энергии это означает, что удельные затраты (на единицу отпущенной потребителям тепловой энергии) являются минимальными.

В основу расчета были положены полуэмпирические соотношения, которые представлены в «Нормах по проектированию тепловых сетей», изданных в 1938 году. Для приведения указанных зависимостей к современным условиям была проведена дополнительная работа по анализу структуры себестоимости производства и транспорта тепловой энергии в функционирующих в настоящее время системах теплоснабжения. В результате этой работы были получены эмпирические коэффициенты, которые позволили уточнить имеющиеся зависимости и применить их для определения минимальных удельных затрат при действующих в настоящее время ценовых индикаторах.

Связь между удельными затратами на производство и транспорт тепловой энергии с радиусом теплоснабжения определяется следующей полуэмпирической зависимостью:

$$S = b + \frac{30 \times 10^8 \varphi}{R^2 \Pi} + \frac{95 \times R^{0,86} B^{0,26} s}{\Pi^{0,62} H^{0,19} \Delta \tau^{0,38}}, \quad (4.1)$$

где

R - радиус действия тепловой сети (длина главной тепловой магистрали самого протяженного вывода от источника тепловой энергии), км;

H - потеря напора на трение при транспорте теплоносителя по тепловой магистрали, м вод. ст.;

b - эмпирический коэффициент удельных затрат в единицу тепловой мощности котельной, руб./Гкал/ч;

s - удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети, руб/м²;

B - среднее число абонентов на единицу площади зоны действия источника тепловой энергии, 1/км²;

Π - теплоплотность района, Гкал/ч×км²;

$\Delta \tau$ - расчетный перепад температур теплоносителя в тепловой сети, °С;

φ - поправочный коэффициент, принимаемый равным 1,3 для ТЭЦ и 1 для котельных.

Дифференцируя полученное соотношение по параметру R , и приравнявая к нулю производную, можно получить формулу для определения эффективного радиуса теплоснабжения в виде:

$$R_{\text{э}} = 563 \cdot \left(\frac{\varphi}{s} \right)^{0,35} \cdot \frac{H^{0,07}}{B^{0,09}} \cdot \left(\frac{\Delta \tau}{\Pi} \right)^{0,13}. \quad (4.2)$$

Результаты расчета эффективного и фактического радиусов теплоснабжения приводятся в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Расчет эффективного и фактического радиусов теплоснабжения

№ п/п	Наименование источника	Эффективный радиус, км	Фактический радиус, км
1	Стерлитамакская ТЭЦ	6,690	5,617
2	Ново-Стерлитамакская ТЭЦ	7,529	7,213
3	КЦ-7	6,801	5,504
4	МК-1	1,143	0,490
5	МК-2	1,610	0,683
6	МК-6	1,948	0,550
7	МК-7	0,254	0,242
8	МК-10	0,286	0,150
9	МК-14	0,595	0,356

5 ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ

5.1 Потребление тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха

Подробные сведения о потреблении тепловой энергии потребителями городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан при расчетных температурах наружного воздуха представлены в приложении 1 к данной книге, суммарные значения по источникам тепловой энергии – в разделе 5.4.

5.2 Описание случаев (условий) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

В городе имеются три многоквартирный жилых дома с поквартирным отоплением от индивидуальных газовых котлов (ул. Республиканская, 18, ул. Карла Маркса, 152, ул. Нагуманова, 8) и один многоквартирный жилой дом с крышной котельной (ул. 7 Ноября, 103).

5.3 Потребление тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом

Подробные сведения о потреблении тепловой энергии за отопительный период и за год в целом потребителями городского округа город Стерлитамак представлены в приложении 1 к данной книге, суммарные значения по источникам тепловой энергии – в документе «Схема теплоснабжения городского округа город Стерлита-

мак на период до 2033 года (актуализация на 2019 год)» (шифр 80445.СТ-ПСТ.000.000).

5.4 Значения потребления тепловой энергии при расчётных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии

5.4.1 Расчетные договорные тепловые нагрузки потребителей, подключенных к источникам комбинированной выработки тепловой и электрической энергии города Стерлитамак

Суммарная расчётная договорная тепловая нагрузка потребителей (рассчитанная на температуру наружного воздуха, равную расчетной температуре на отопление), подключенных к источникам комбинированной выработки тепловой и электрической энергии города Стерлитамак, по состоянию на конец 2017 года составляет 730,7 Гкал/ч, в т.ч.:

- тепловая нагрузка отопления и вентиляции – 631,9 Гкал/ч;
- тепловая нагрузка ГВС – 98,8 Гкал/ч.

5.4.2 Расчетные договорные тепловые нагрузки потребителей, подключенных к КЦ-7 БашРТС-Стерлитамак

Суммарная расчётная договорная тепловая нагрузка потребителей (рассчитанная на температуру наружного воздуха, равную расчетной температуре на отопление), подключенных к КЦ-7, по состоянию на конец 2017 года составляет 104,8 Гкал/ч, в т.ч.:

- тепловая нагрузка отопления и вентиляции – 89,3 Гкал/ч;
- тепловая нагрузка ГВС – 15,5 Гкал/ч.

5.4.3 Расчетные договорные тепловые нагрузки потребителей, подключенных к малым котельным АО «СРТС»

Суммарные расчётные договорные тепловые нагрузки потребителей (рассчитанная не температуру наружного воздуха равную расчетной температуре на отопление), подключенных к малым котельным АО «СРТС», по состоянию на конец 2017 года составляет 13,97 Гкал/ч, в т.ч.:

- тепловая нагрузка отопления и вентиляции – 11,6 Гкал/ч;
- тепловая нагрузка ГВС – 1,3 Гкал/ч;
- паровая тепловая нагрузка – 1,1 Гкал/ч.

Суммарные расчетные договорные тепловые нагрузки потребителей, подключенных к котельным АО «СРТС» в 2017 году представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Суммарные расчетные договорные тепловые нагрузки потребителей, подключенных к котельным АО «СРТС» в 2017 году, Гкал/ч

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Присоединенная тепловая нагрузка 2017 год			
		отопительно-вентиляционная нагрузка	среднечасовая за неделю нагрузка горячего водоснабжения	паровая нагрузка	сумма
1	Малая котельная № 1 АО «СРТС», г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 151	3,09	0,30		3,39
2	Малая котельная № 2 АО «СРТС», г. Стерлитамак, ул. Комсомольская, 84	7,34	0,53		7,87
3	Малая котельная № 3 АО «СРТС», г. Стерлитамак, ул. Бородин, 3а		0,42		0,42
4	Малая котельная № 4 АО «СРТС», г. Стерлитамак, ул. Нагуманова, 56			0,42	0,42
5	Малая котельная № 7 АО «СРТС», г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 54	0,19			0,19
6	Малая котельная № 8 АО «СРТС», г. Стерлитамак, ул. Коммунистическая, 97			0,63	0,63
7	Малая котельная № 10 АО «СРТС», г. Стерлитамак, ул. Фучика, 1	0,14			0,14
8	Малая котельная № 14 АО «СРТС», г. Стерлитамак, ул. Полевая, 138	0,83	0,08		0,92
Итого		11,58	1,34	1,05	131,11

5.4.4 Расчетные договорные тепловые нагрузки потребителей, подключенных малой котельной ООО «ПСК»

Суммарная расчётная договорная тепловая нагрузка потребителей (рассчитанная на температуру наружного воздуха, равную расчетной температуре на отопление), подключенных к МК-6, по состоянию на конец 2017 года составляет 8,04 Гкал/ч, в т.ч.:

- тепловая нагрузка отопления и вентиляции – 5,7 Гкал/ч;
- тепловая нагрузка ГВС – 2,34 Гкал/ч.
-

5.4.5 Анализ фактического теплопотребления. Определение фактических тепловых нагрузок

5.4.5.1. *Определение фактических тепловых нагрузок Стерлитамакской ТЭЦ*

Анализ фактического теплопотребления в горячей воде за 2017 год в целом, приведен для тепловых выводов СтТЭЦ, оснащенных узлами коммерческого учета:

- 1 – ТМ-1 «Город»
- 2 – ТМ-3 «Город»;
- 3 – ТМ-13 «Строймаш».

Анализ проводился на основании данных об отпуске тепловой энергии в сеть, за 2017 год в целом.

Среднесуточная температура наружного воздуха в отопительный период 2016 - 2017 годов изменялась в диапазоне от плюс 15 до минус -25 °С. Минимальные температуры наружного воздуха, наиболее близкие к расчетному значению, наблюдались в период с 14 января по 18 января 2017 года и с 28 января по 01 февраля (в среднем минус 20 °С). Средняя температура самой холодной пятидневки составила минус 21 °С.

Регулирование отпуска тепла от станции происходит качественным способом по температурному графику.

Полученные данные позволяют определить максимальный фактический отпуск при расчетной температуре в предположении отсутствия срезки температурного

графика. Данная величина используется для расчета фактической присоединенной нагрузки.

Широкий диапазон изменения температур наружного воздуха в течение отопительного периода позволяет построить зависимость отпуска тепловой энергии от температуры и установить тот диапазон температур, в котором осуществляется регулирование тепловой нагрузки с соблюдением температурного графика.

Для пересчета данных по отпуску тепловой энергии за рассматриваемый период на расчетную температуру для проектирования систем отопления были использованы следующие положения:

- отпуск тепловой энергии, включая потери в тепловых сетях, в системы отопления, вентиляции и ГВС в отопительный период зависит от температуры наружного воздуха и достаточно точно может быть представлен линейной функцией;
- среднечасовой отпуск тепловой энергии, включая потери в тепловых сетях, на нужды ГВС в летний (неотопительный) период рассчитывается как среднее значение за весь период;
- теплопотребление в системах ГВС в течение отопительного периода считается неизменным;
- зимняя (за отопительный период) среднечасовая нагрузка ГВС определяется с учетом изменения температуры холодной (водопроводной) воды в зимний и летний периоды, и снижения нагрузки ГВС в летний период за счет отпусков.

Учитывая это, фактические данные по отпуску тепловой энергии в сети могут быть аппроксимированы линейной функцией.

Для построения этой зависимости данные по отпуску тепловой энергии в сети были отображены в прямоугольной системе координат, в которой по оси абсцисс отложена средняя за сутки температура наружного воздуха, по оси ординат – средний за сутки часовой отпуск тепловой энергии.

Все данные по среднему за сутки часовому отпуску тепловой энергии в сети за отопительный период 2017 года и полученные линейные зависимости по выводам станции представлены на рисунках 5.1 - 5.3.

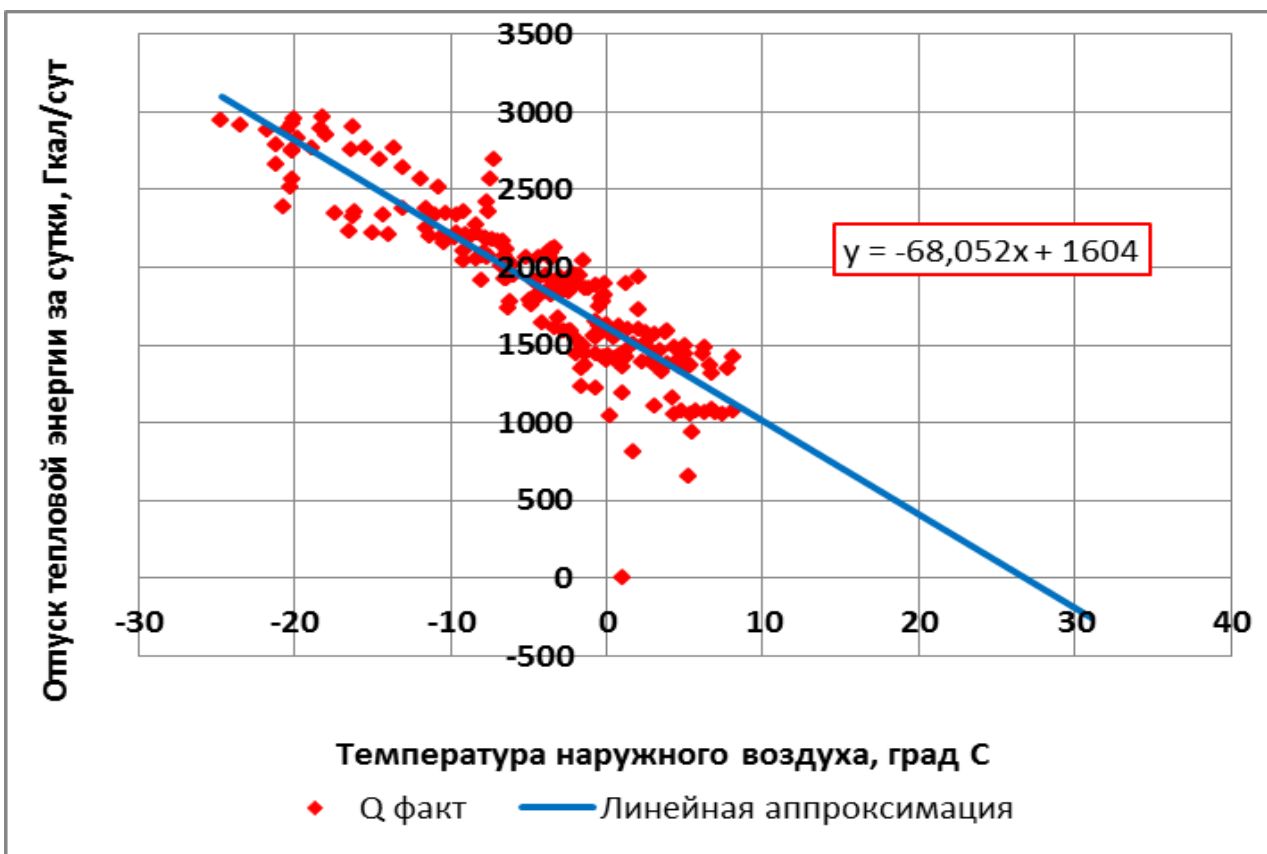


Рисунок 5.1 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2017 году по выводу ТМ-1 «Город»

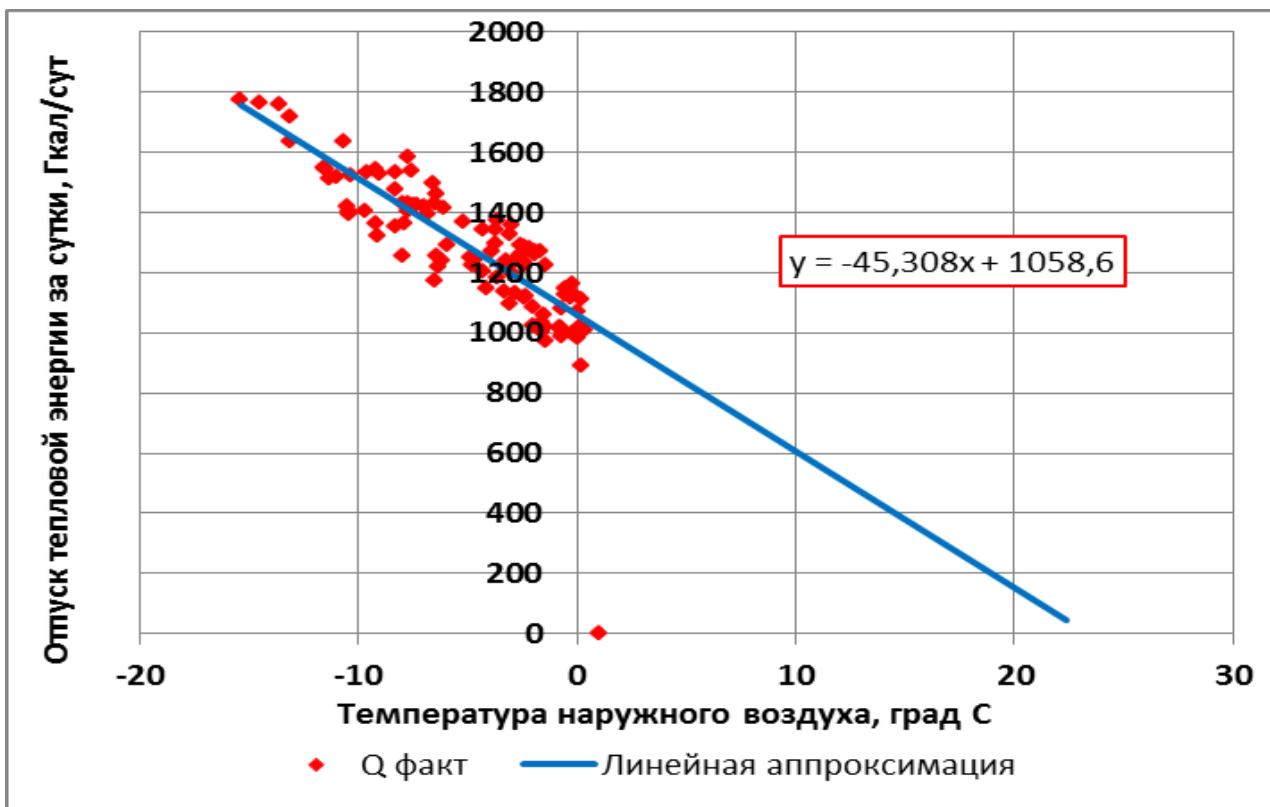


Рисунок 5.2 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2017 году по выводу ТМ-3 «Город»

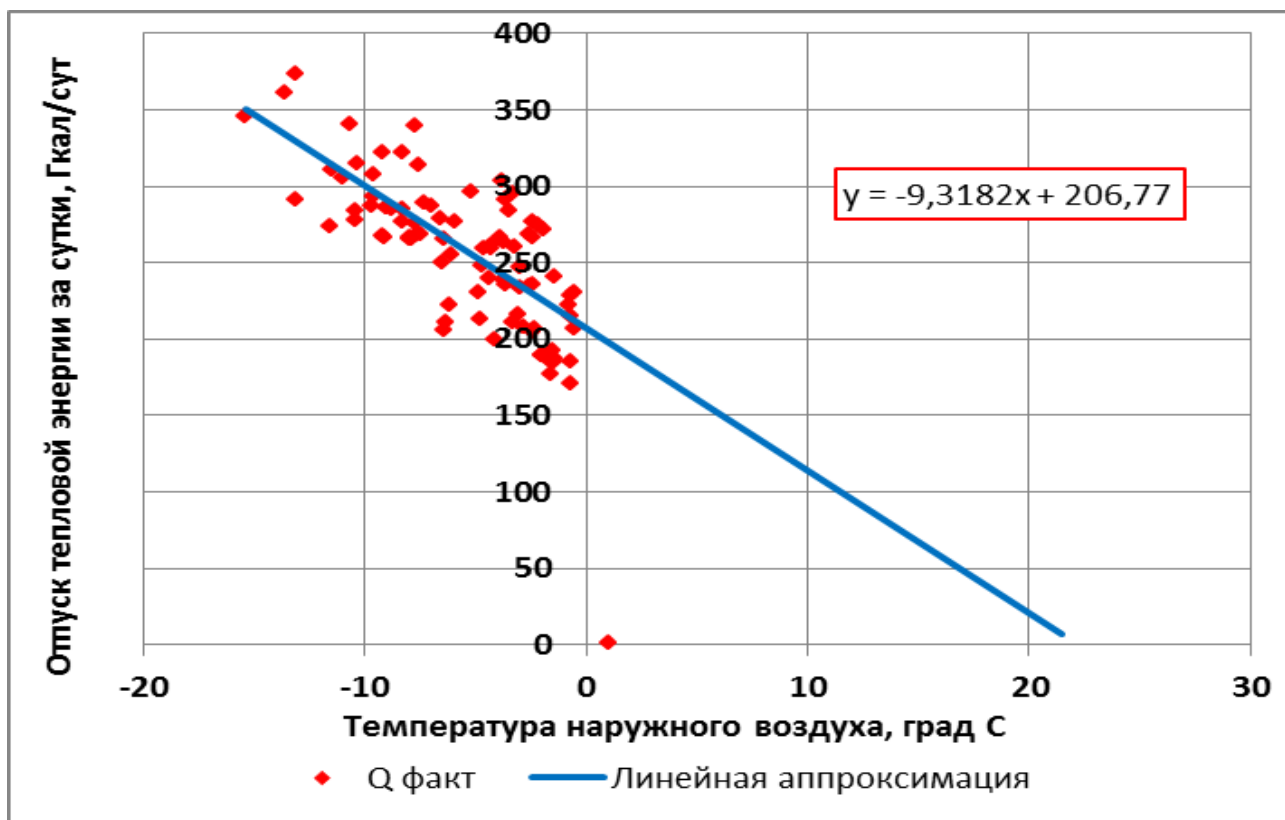


Рисунок 5.3 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2017 году по выводу ТМ-13 «Строймаш»

Анализ полученных данных показывает, регулирование отпуска тепловой энергии в зависимости от температуры наружного воздуха осуществлялось в диапазоне температур от минус 15 до 0 °С. Вне этого диапазона сказывалось влияние отклонения температуры теплоносителя от температурного графика, обусловленное ограничением температуры воды в подающем трубопроводе при низких температурах наружного воздуха и спрямлением температурного графика для нужд ГВС при температурах наружного воздуха выше 0 °С. В связи с этим для построения аппроксимирующих зависимостей были использованы данные из диапазона температур от минус -15 до 0 °С.

Результаты расчетов фактической тепловой нагрузки на коллекторах СтТЭЦ представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Фактическая тепловая нагрузка на коллекторах СтТЭЦ

Вывод	Фактическая нагрузка на коллекторах в отопительный период 2017 года, Гкал/ч	Фактическая нагрузка на коллекторах в летний период 2017 года, Гкал/ч
ТМ-1 «Город»	166,08	14,24
ТМ-3 «Город»	110,18	11,40
ТМ-13 «Строймаш»	22,20	1,42
Всего СтТЭЦ	298,46	27,06

5.4.5.2. Определение фактических тепловых нагрузок Ново-Стерлитамакской ТЭЦ

Анализ фактического теплопотребления в горячей воде за 2017 год в целом, приведен для тепловых выводов Н-СтТЭЦ, оснащенных узлами коммерческого учета:

- 1 – ТМ-8 «Город»;
- 2 – ТМ-9 «Каустик».

Тепломагистраль ТМ-9 функционирует только в отопительный период.

Анализ проводился аналогично описанному анализу фактического отпуска по СтТЭЦ.

Все данные по среднему за сутки часовому отпуску тепловой энергии в сети за 2017 год и полученные линейные зависимости по выводам станции представлены на рисунках 5.4 и 5.5.

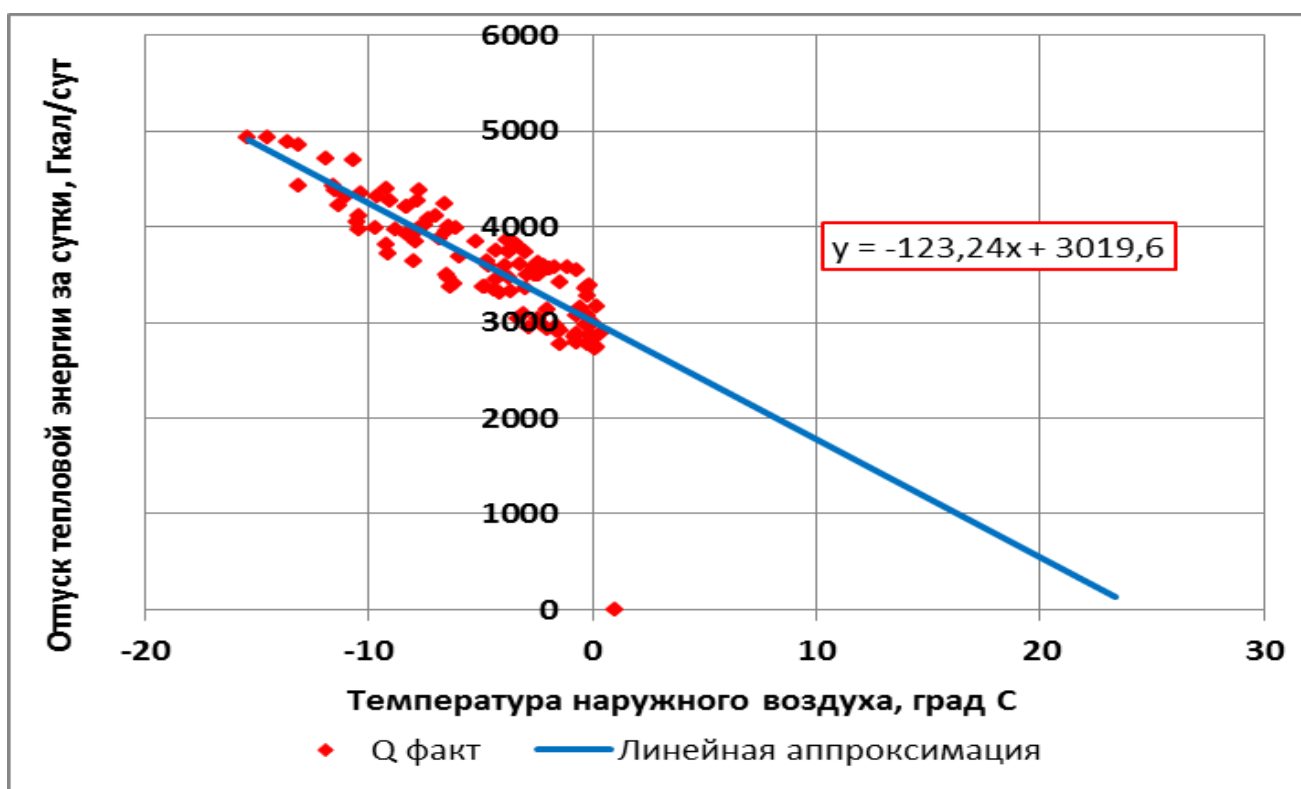


Рисунок 5.4 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2017 году по выводу ТМ-8 «Город»

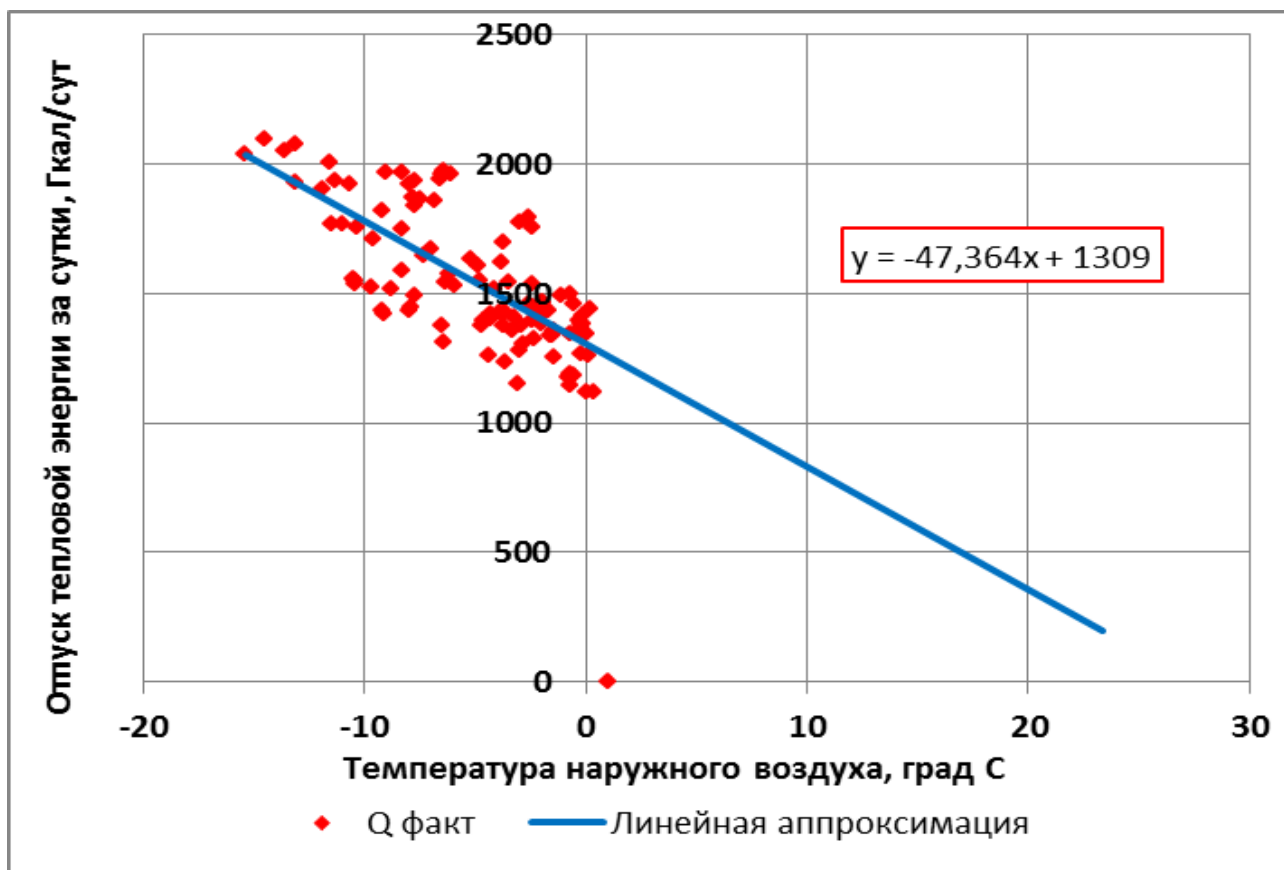


Рисунок 5.5 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2017 году по выводу ТМ-9 «Каустик»

Анализ полученных данных показывает, что регулирование отпуска тепловой энергии в зависимости от температуры наружного воздуха осуществлялось в диапазоне температур от минус 15 до 0 °С. Вне этого диапазона сказывалось влияние отклонения температуры теплоносителя от температурного графика, обусловленное ограничением температуры воды в подающем трубопроводе при низких температурах наружного воздуха и спрямлением температурного графика для нужд ГВС при температурах наружного воздуха выше 0 °С. В связи с этим для построения аппроксимирующих зависимостей были использованы данные из диапазона температур от минус -15 до 0 °С.

Результаты расчетов фактической тепловой нагрузки на коллекторах Н-СтТЭЦ представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Фактическая тепловая нагрузка на коллекторах Н-СтТЭЦ

Вывод	Фактическая нагрузка на коллекторах в отопительный период 2017 года, Гкал/ч	Фактическая нагрузка на коллекторах в летний период 2017 года, Гкал/ч
ТМ-8 «Город»	305,54	36,19
ТМ-9 «Каустик»	123,61	
Всего Н-СтТЭЦ	429,15	36,19

5.4.5.3. *Определение фактических тепловых нагрузок котельной котельного цеха №7 (КЦ-7) ООО «БашРТС»*

Анализ фактического теплопотребления в горячей воде за 2017 год в целом приведен для теплового вывода КЦ-7, оснащенного узлами коммерческого учета (вывод ТМ-11 «Город»).

Анализ проводился аналогично описанному анализу фактического отпуска по СтТЭЦ и Н-СтТЭЦ.

Все данные по среднему за сутки часовому отпуску тепловой энергии в сети за 2017 год и полученные линейные зависимости по выводам станции представлены на рисунке 5.6.

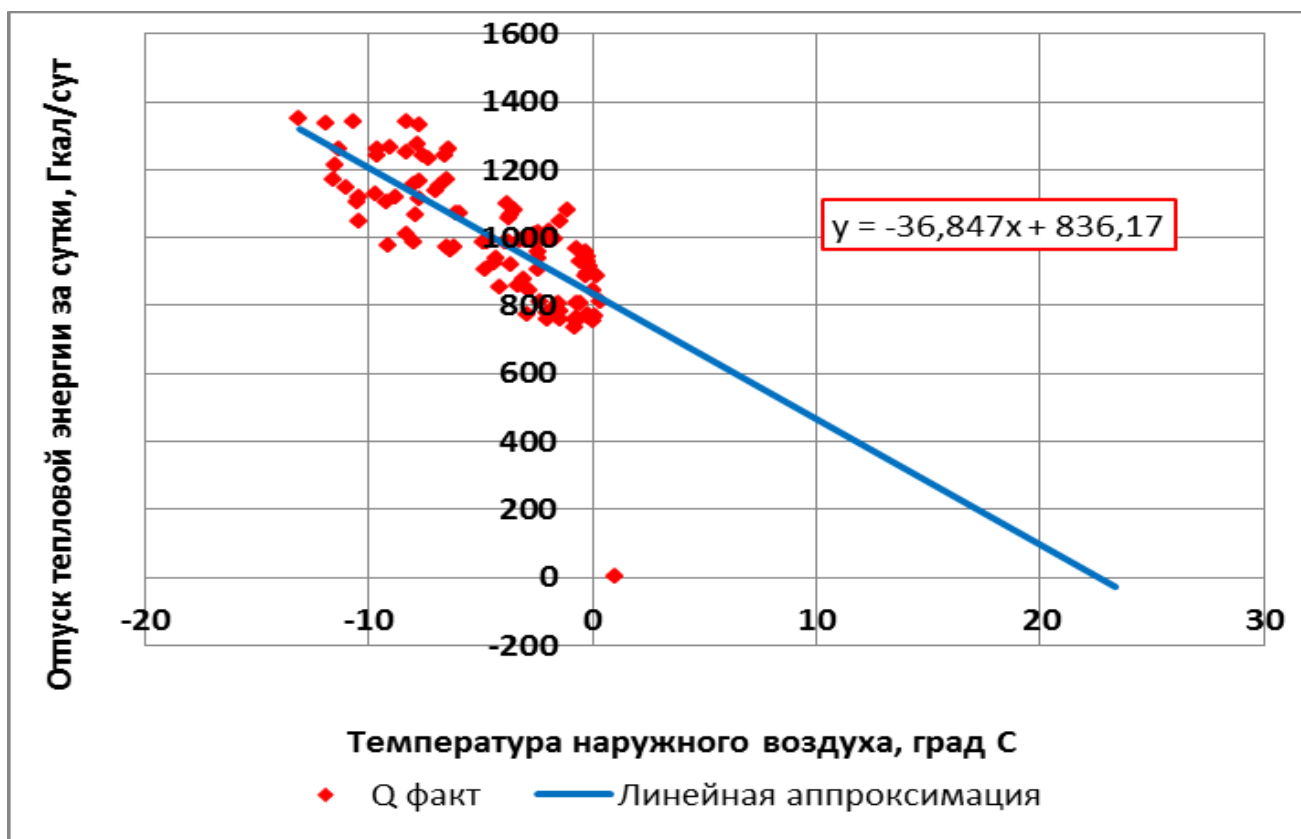


Рисунок 5.6 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2017 году по выводу ТМ-11 «Город»

Результаты расчетов фактической тепловой нагрузки на коллекторах КЦ-7:

- фактическая тепловая нагрузка в горячей воде на коллекторах котельной при расчетной на отопление температуре наружного воздуха составляет 88,58 Гкал/ч;

- средняя фактическая тепловая нагрузка в горячей воде на коллекторах котельной в летний период составляет 8,96 Гкал/ч.

5.5 Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению на территории города Стерлитамак утверждены Постановлением Государственного комитета Республики Башкортостан по тарифам от 29.09.2016 №122 «Об утверждении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях, на общедомовые нужды, при использовании земельного участка и надворных построек (централизованное теплоснабжение) на территории республики Башкортостан в отопительный период, определенных расчетным методом».

Нормативы установлены в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23.05.2006 № 306 «Об утверждении Правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг» и постановлением Правительства Российской Федерации от 28.03.2012 № 258 «О внесении изменений в Правила установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг».

При установлении нормативов применялся расчетный метод. При этом учитывалась этажность зданий и год постройки. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению представляют собой потребление тепловой энергии на отопление жилых помещений за один месяц отопительного периода, отнесенное к общей площади всех помещений в многоквартирном или жилом доме. Продолжительность отопительного периода равна количеству календарных месяцев, в том числе и неполных, в отопительном периоде. Норматив потребления коммунальной услуги по отоплению на общедомовые нужды принимается равным нормативу потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях

Установленные нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4— Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях на территории республики Башкортостан в отопительный период* (Гкал на 1 кв. м в месяц)

Многоквартирного (жилого) дома	Норматив потребления (Гкал на 1 кв. метр общей площади жилого помещения в месяц)		
	многоквартирные и жилые дома со стенами из камня, кирпича	многоквартирные и жилые дома со стенами из панелей, блоков	многоквартирные и жилые дома со стенами из дерева, смешанных и других материалов
Этажность	многоквартирные и жилые дома до 1999 года постройки включительно		
1	0,05	0,052	0,048
2	0,043	0,047	0,04
3	0,029	0,032	0,041
5	0,027	0,027	0,026
10	0,028	0,028	X
11	0,028	X	X
12	0,034	0,031	X
13	0,036	0,04	X
14	0,032	0,024	X
15	0,03	X	X
16 и более	0,028	0,025	X
Этажность	многоквартирные и жилые дома после 1999 года постройки		
1	0,021	0,02	0,021
2	0,023	0,018	0,017
3	0,025	0,018	X
4	0,022	0,019	0,018
6	0,022	0,026	X
8	0,033	X	X
9	0,021	0,028	X
10	0,024	0,023	X
11	0,031	0,015	X
12 и более	0,027	0,028	X

Нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению на территории города Стерлитамак утверждены Постановлением Государственного комитета Республики Башкортостан по тарифам от 29.09.2016 №120 «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг по холодному (горячему) водоснабжению в жилых помещениях, коммунальных ресурсов в целях содержания общественного имущества в многоквартирном доме, по холодному водоснабжению при использовании земельного участка и надворных построек на территории республики Башкортостан, определенных расчетным методом (с изменениями на 14.06.2017)».

Нормативы установлены в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23.05.2006 № 306 «Об утверждении Правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг» и постановлением Правительства Российской Федерации от 28.03.2012 № 258 «О внесении изменений в Правила установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг».

При установлении нормативов применялся расчетный метод. При этом учитывалась вид и благоустройство жилых домов. Нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению представляют собой потребление горячей воды в жилых помещениях одним человеком за один месяц. При расчетах температура горячей воды принималась равной 60 °С.

Отдельно установлены нормативы потребления горячей воды на общедомовые нужды. Норматив потребления горячей воды на общедомовые нужды представляет собой расход горячей воды за один месяц, отнесенный к общей площади помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме. При установлении данных нормативов также применялся расчетный метод. При этом учитывались вид и благоустройство жилых домов и этажность зданий.

Установленные нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению в жилых помещениях представлены в таблице 5.5, нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению на общедомовые нужды показаны в таблице 5.6.

Таблица 5.5 – Нормативы потребления коммунальных услуг по горячему водоснабжению в жилых помещениях на территории Республики Башкортостан, куб. м в месяц/чел.

№ п/п	Категория жилых помещений	Норматив потребления коммунальной услуги горячей воды
1.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами сидячими длиной 1200 мм с душем	3,131
2.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1500 - 1550 мм с душем	3,186
3.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1650 - 1700 мм с душем	3,24
4.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами без душа	1,649
5.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душем	2,582
6.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами сидячими длиной 1200 мм с душем	X
7.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами длиной 1500 - 1550 мм с душем	X
8.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами длиной 1650 - 1700 мм с душем	X
9.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами без душа	X

№ п/п	Категория жилых помещений	Норматив потребления коммунальной услуги горячей воды
(в ред. Постановления Государственного комитета РБ по тарифам от 14.06.2017 N 89)		
10.	Многokвартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами	X
11.	Многokвартирные и жилые дома без водонагревателей с водопроводом и канализацией, оборудованные раковинами, мойками и унитазами	X
12.	Многokвартирные и жилые дома без водонагревателей с централизованным холодным водоснабжением и водоотведением, оборудованные раковинами и мойками	X
13.	Многokвартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, без централизованного водоотведения, оборудованные умывальниками, мойками, унитазами, ваннами, душами	X
14.	Многokвартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, без централизованного водоотведения, оборудованные умывальниками, мойками, унитазами	X
15.	Многokвартирные и жилые дома с водоразборной колонкой	X
16.	Дома, использующиеся в качестве общежитий, оборудованные мойками, раковинами, унитазами, с душевыми с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением	1,873

Таблица 5.6 – Нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению на общедомовые нужды на территории Республики Башкортостан, м³ в месяц/м² общей площади

№ п/п	Категория жилых помещений	Этажность	Норматив потребления горячей воды в целях содержания общего имущества в многоквартирном доме
1.	Многokвартирные дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением	от 1 до 5	0,0393
		от 6 до 9	0,0315
		от 10 до 16	0,0213
		более 16	0,0143
2.	Многokвартирные дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением	от 1 до 5	X
		от 6 до 9	X
		от 10 до 16	X
		более 16	X
3.	Многokвартирные дома без водонагревателей с централизованным холодным водоснабжением и водоотведением, оборудованные раковинами, мойками и унитазами	от 1 до 5	X
		от 6 до 9	X
		от 10 до 16	X
		более 16	X
4.	Многokвартирные дома с централизованным холодным водоснабжением без централизованного водоотведения		X
Примечание - Общая площадь помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме, определяется как суммарная площадь следующих помещений, не являющихся частями квартир многоквартирного дома и предназначенных для обслуживания более одного помещения в многоквартирном доме (согласно сведениям, указанным в паспорте многоквартирного дома): площади межквартирных лестничных площадок, лестниц, коридоров, тамбуров, холлов, вестибюлей, колясочных, помещений охраны (консьержа) в этом многоквартирном доме, не принадлежащих отдельным собственникам			

6 БАЛАНСЫ ТЕПЛОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ

Тепловые балансы в зонах действия источников тепловой энергии города Стерлитамак разработаны на основании договорных и фактических тепловых нагрузок потребителей и данных по установленным, располагаемым мощностям источников тепловой энергии.

6.1 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии города Стерлитамак

6.1.1 Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне дей- ствия Стерлитамакской ТЭЦ ООО «БГК»

6.1.1.1. *Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки, резервы и дефициты тепловой мощности СтТЭЦ*

Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки СтТЭЦ составлен на основании данных о располагаемой тепловой мощности станции и присоединенных договорных и фактических тепловых нагрузках. Соответственно балансы были составлены для договорной и фактической тепловой нагрузки.

Договорные тепловые нагрузки на выводах СтТЭЦ определены на основании абонентской базы БашРТС-Стерлитамак. Фактические тепловые нагрузки на коллекторах СтТЭЦ определены на основании анализа фактического отпуска тепла от станции (приведены в разделе 5.4).

Балансы тепловой мощности и присоединенной договорной и фактической тепловой нагрузки составлены по состоянию на 2017 год.

Указанные балансы установленной тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Тепловой баланс СтТЭЦ в 2017 году, Гкал/ч

Наименование показателя	2017
Установленная тепловая мощность, в т.ч.	1 539,00
отборы паровых турбин, в т.ч.	814,00
<i>производственных параметров (с учетом противодействия)</i>	<i>546,00</i>
<i>отопительных параметров (с учетом противодействия)</i>	<i>268,00</i>
РОУ	525,00
ПВК	200,00
Располагаемая тепловая мощность станции	1 539,00
Располагаемая тепловая мощность ТФУ в горячей воде	480,00
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	26,20
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	9,00
Потери в тепловых сетях в горячей воде	42,03
Потери в паропроводах	8,85
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	308,92
Вывода на «Город» ТМ-1	184,36
<i>отопление и вентиляция</i>	<i>159,91</i>
<i>горячее водоснабжение</i>	<i>24,45</i>
Вывода на «Город» ТМ-3	102,51
<i>отопление и вентиляция</i>	<i>89,05</i>
<i>горячее водоснабжение</i>	<i>13,46</i>
Вывод «Строймаш» ТМ-13	22,05
<i>отопление и вентиляция</i>	<i>19,54</i>
<i>горячее водоснабжение</i>	<i>2,51</i>
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в т.ч.	298,46
<i>Вывода на «Город» ТМ-1</i>	<i>166,08</i>
<i>Вывода на «Город» ТМ-3</i>	<i>110,18</i>
<i>Вывод «Строймаш» ТМ-13</i>	<i>22,20</i>
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре, в т.ч.	294,90
ОАО «Синтез-Каучук»	232,90
ОАО «СНХЗ»	62,00
Резерв/дефицит тепловой мощности в горячей воде (по договорной нагрузке)	102,85
Резерв/дефицит тепловой мощности в горячей воде (по фактической нагрузке)	155,34

Анализ таблицы 6.1 показывает, что:

- резерв тепловой мощности в горячей воде при составлении баланса по договорной тепловой нагрузке на СтТЭЦ по состоянию на 2017 год составляет 102,9 Гкал/ч;
- резерв тепловой мощности в горячей воде при составлении баланса по фактической тепловой нагрузке на СтТЭЦ по состоянию на 2017 год составляет 155,3 Гкал/ч.

6.1.1.2. *Причины возникновения дефицитов тепловой мощности СтТЭЦ и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения*

В утвержденной ранее схеме теплоснабжения по состоянию на 2015 год и в актуализируемом варианте схемы теплоснабжения на 2017 года дефицита располагаемой тепловой мощности на СтТЭЦ не наблюдается.

6.1.1.3. *Резервы тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможности расширения технологической зоны действия СтТЭЦ в зоны действия с дефицитом тепловой мощности*

Резерв тепловой мощности по фактической тепловой нагрузке в зоне действия СтТЭЦ, сложившейся к 2018 году, составляет 155,3 Гкал/ч. Данный резерв позволяет рассматривать расширение зоны действия СтТЭЦ за счет подключения перспективной застройки и переключения на СтТЭЦ зон действия существующих источников тепловой энергии.

6.1.2 *Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия Ново-Стерлитамакской ТЭЦ ООО «БГК»*

6.1.2.1. *Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки, резервы и дефициты тепловой мощности Н-СтТЭЦ*

Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки Н-СтТЭЦ оставлен на основании данных о располагаемой тепловой мощности станции и присоединенных договорных и фактических тепловых нагрузках. Соответственно балансы были составлены для договорной и фактической тепловой нагрузки.

Договорные тепловые нагрузки на выводах Н-СтТЭЦ были определены на основании абонентской базы БашРТС-Стерлитамак.

Фактические тепловые нагрузки на коллекторах Н-СтТЭЦ были определены на основании анализа фактического отпуска тепла от станции (приведены в разделе 5.4).

Баланс тепловой мощности и присоединенной договорной и фактической тепловой нагрузки составлены по состоянию на 2017 год.

Указанный баланс установленной тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Тепловой баланс Н-СтТЭЦ на 2017 год, Гкал/ч

Наименование показателя	2017
Установленная тепловая мощность, в т.ч.	1 511,20
отборы паровых турбин, в т.ч.	587,00
<i>производственных параметров (с учетом противодавления)</i>	364,00
<i>отопительных параметров (с учетом противодавления)</i>	223,00
РОУ	624,20
ПВК	300,00
Располагаемая тепловая мощность станции	1 511,20
Располагаемая тепловая мощность ТФУ в горячей воде	575,00
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	3,80
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	13,30
Потери в тепловых сетях в горячей воде	57,39
Потери в паропроводах	12,87
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	421,80
<i>Вывода на «Город» ТМ-8</i>	312,48
<i>отопление и вентиляция</i>	254,09
<i>горячее водоснабжение</i>	58,39
<i>Вывод «Каустик» ТМ-9 (сезонная работа)</i>	109,31
<i>отопление и вентиляция</i>	109,31
<i>горячее водоснабжение</i>	
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в т.ч.	429,15
<i>Вывода на «Город» ТМ-8</i>	305,54
<i>Вывод «Каустик» ТМ-9 (сезонная работа)</i>	123,61
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре, в т.ч.	152,2
ОАО «БСК»	152
ИП Анохина	0,2
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре (на коллекторах станции), в т.ч.	128,45
ОАО «БСК»	128,25
ИП Анохина	0,20
Резерв/дефицит тепловой мощности в горячей воде (по договорной нагрузке)	92,01
Резерв/дефицит тепловой мощности в горячей воде (по фактической нагрузке)	142,05

Анализ таблицы 6.2 показывает, что:

- резерв тепловой мощности в горячей воде при составлении баланса по договорной тепловой нагрузке на Н-СтТЭЦ по состоянию на 2017 год составляет 92 Гкал/ч;

- резерв тепловой мощности в горячей воде при составлении баланса по фактической тепловой нагрузке на Н-СтТЭЦ по состоянию на 2017 год составляет 142 Гкал/ч.

6.1.2.2. *Причины возникновения дефицитов тепловой мощности Н-СтТЭЦ и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения*

В утвержденной ранее схеме теплоснабжения по состоянию на 2015 год и в актуализируемом варианте схемы теплоснабжения на 2017 года дефицита располагаемой тепловой мощности на Н-СтТЭЦ не наблюдается.

6.1.2.3. *Резервы тепловой мощности нетто и возможности расширения технологической зоны действия Н-СтТЭЦ в зоны действия с дефицитом тепловой мощности*

Резерв тепловой мощности по фактической тепловой нагрузке в зоне действия Н-СтТЭЦ, сложившейся к 2018 году, составляет 142 Гкал/ч. Данный резерв позволяет рассматривать расширение зоны действия Н-СтТЭЦ за счет подключения перспективной застройки и переключения на Н-СтТЭЦ зон действия существующих источников тепловой энергии.

6.2 *Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия котельных города Стерлитамак*

6.2.1 *Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия котельной котельного цеха №7 (КЦ-7) ООО «Баш-РТС»*

6.2.1.1. *Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки, резервы и дефициты тепловой мощности КЦ-7*

Балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки КЦ-7 составлены на основании данных об установленной и располагаемой тепловой мощности ко-

тельной и присоединенных договорных и фактических тепловых нагрузках. Соответственно балансы были составлены для договорной и фактической тепловой нагрузки.

Балансы установленной тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки КЦ-7 по состоянию на 01.01.2017 приведены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки КЦ-7 в 2017 году, Гкал/ч

Наименование показателя	2017
Установленная тепловая мощность, в т.ч.	387,64
- в горячей воде	332,75
Располагаемая тепловая мощность, в т.ч.:	387,64
- в горячей воде	330,20
Затраты тепла на собственные нужды котельной, в т.ч.:	4,62
- в горячей воде	3,69
- в паре	0,93
Потери в тепловых сетях, в т.ч.	22,43
- в водяных тепловых сетях	21,66
- в паропроводах	0,77
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.:	104,83
- на отопление и вентиляцию	89,29
- на ГВС	15,54
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде на коллекторах котельной	88,58
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	6,40
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре на коллекторах котельной	0,88
Резерв/дефицит тепловой мощности в горячей воде по договорной нагрузке	200,02
Резерв/дефицит тепловой мощности в горячей воде по фактической нагрузке	237,93
Суммарный резерв/дефицит тепловой мощности по договорной нагрузке	249,36
Суммарный резерв/дефицит тепловой мощности по фактической нагрузке	292,66
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	283,02
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного котла	67,87

Анализ таблицы 6.3 показывает, что:

- резерв тепловой мощности в горячей воде при составлении баланса по договорной тепловой нагрузке на КЦ-7 по состоянию на 2017 год составляет 200 Гкал/ч;
- резерв тепловой мощности в горячей воде при составлении баланса по фактической тепловой нагрузке на КЦ-7 по состоянию на 2017 год составляет 238 Гкал/ч.

6.2.1.2. *Причины возникновения дефицитов тепловой мощности КЦ-7 и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения*

В утвержденной ранее схеме теплоснабжения по состоянию на 2015 год и в актуализируемом варианте схемы теплоснабжения на 2017 года дефицита располагаемой тепловой мощности на КЦ-7 не наблюдается.

6.2.1.3. *Резервы тепловой мощности нетто и возможности расширения технологической зоны действия КЦ-7 с резервом тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности*

Резерв тепловой мощности по фактической тепловой нагрузке в зоне действия КЦ-7, сложившейся к 2018 году, составляет 292,7 Гкал/ч. Данный резерв позволяет рассматривать расширение зоны действия КЦ-7 за счет подключения перспективной застройки и переключения на КЦ-7 зон действия существующих источников тепловой энергии.

6.2.2 *Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия малых котельных АО «СРТС»*

В таблице 6.4 приведены балансы установленной тепловой мощности и договорной присоединенной тепловой нагрузки потребителей малых котельных АО «СРТС».

Балансы составлены по договорной тепловой нагрузке по причине отсутствия информации о фактической тепловой нагрузке.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Таблица 6.4 – Балансы установленной тепловой мощности и договорной присоединенной тепловой нагрузки потребителей малых котельных АО «СРТС», Гкал/ч

№ п/п	Наименование котельной	Адрес котельной	Установленная мощность	Располагаемая тепловая мощность	Расчетное потребление тепловой мощности на собственные нужды	Тепловая мощность нетто	Потери в тепловых сетях	Тепловая нагрузка, Гкал/ч		Резерв (+)/ дефицит (-) тепловой мощности по договорной тепловой нагрузке
								в горячей воде	в паре	
1	МК-1	г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 151	5,16	5,16	0,02	5,14	0,54	3,39		1,21
2	МК-2	г. Стерлитамак, ул. Комсомольская, 84	10,00	10,00	0,12	9,88	1,61	7,87		0,40
3	МК-3	г. Стерлитамак, ул. Бородина, 3а	1,29	1,29	0,00	1,29	0,04	0,42		0,83
4	МК-4	г. Стерлитамак, ул. Нагуманова, 56	0,65	0,65	0,00	0,65	0,09		0,42	0,14
7	МК-7	г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 54	1,17	1,17	0,00	1,17	0,04	0,19		0,94
8	МК-8	г. Стерлитамак, ул. Коммунистическая, 97	1,30	1,30	0,11	1,19	0,14		0,63	0,43
10	МК-10	г. Стерлитамак, ул. Фучика, 1	1,17	1,17	0,00	1,17	0,04	0,14		0,99
14	МК-14	г. Стерлитамак, ул. Полевая, 138	1,76	1,76	0,01	1,75	0,36	0,92		0,47
			22,50	22,50	0,26	22,23	2,86	12,92	1,05	5,41

Анализ таблиц 6.4 и 6.5 показывает, что:

- суммарная располагаемая и установленная тепловые мощности котельных составляют 22,5 Гкал/ч;
- суммарный резерв тепловой мощности котельных составляет 5,41 Гкал/ч;
- все котельные имеют резерв установленной тепловой мощности.

6.2.3 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной ООО «ПСК»

В таблице 6.5 приведен баланс установленной тепловой мощности и договорной присоединенной тепловой нагрузки потребителей котельной ООО «ПСК», обеспечивающей теплоснабжение пос. Шах-Тау города Стерлитамак (МК-6).

Баланс составлен по договорной тепловой нагрузке по причине отсутствия информации о фактической тепловой нагрузке.

Таблица 6.5 – Балансы установленной тепловой мощности и договорной присоединенной тепловой нагрузки потребителей МК-6 ООО «ПСК», Гкал/ч

Наименование показателя	2017
Установленная тепловая мощность	13,00
Располагаемая тепловая мощность	13,00
Затраты тепла на собственные нужды котельной	0,05
Потери в тепловых сетях	0,68
Присоединенная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	8,04
- на отопление и вентиляцию	5,70
- на ГВС	2,34
- в паре	
Резерв/дефицит тепловой мощности	4,23
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	10,35
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного котла	5,70

Из таблицы 6.5 видно, что котельная МК-6 имеет резерв установленной тепловой мощности в объеме 4,23 Гкал/ч.

7 БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

Системы теплоснабжения города Стерлитамак закрытого типа. Теплоноситель в закрытых системах теплоснабжения предназначен для передачи теплоты на нужды систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения (без разбора теплоносителя из тепловых сетей на нужды ГВС).

Теплоноситель, используемый для подпитки тепловой сети, обеспечивает:

- компенсацию утечек в тепловых сетях и абонентских установках потребителей;
- компенсацию затрат при технологических испытаниях и ремонтах на тепловых сетях, связанных с его дренированием на момент производства работ.

Кроме подпитки тепловой сети, вода, поступающая на источники, расходуется на их собственные и хозяйственные нужды.

Подпитка тепловой сети города Стерлитамак производится от водоподготовительных установок СтТЭЦ, Н-СтТЭЦ, КЦ-7, МК-1, МК-3, МК-7.

Подпитка тепловых сетей МК-2 осуществляется подпиточной водой СтТЭЦ от ЦТП-19.

Подпитка тепловых сетей МК-10 и МК-14 осуществляется сырой водой.

Описание водоподготовительных установок теплоисточников приведено в разделе 2 настоящего отчета.

7.1 Балансы теплоносителя в зонах действия СтТЭЦ, Н-СтТЭЦ и котельной КЦ-7

7.1.1 Годовой расход воды на компенсацию потерь и затрат теплоносителя при передаче тепловой энергии в зонах действия СтТЭЦ, Н-СтТЭЦ и котельной КЦ-7

Годовой расход теплоносителя в зонах действия СтТЭЦ, Н-СтТЭЦ и котельной КЦ-7 с утечками представлен в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Годовой расход теплоносителя в зонах действия СтТЭЦ, Н-СтТЭЦ и котельной КЦ-7

Наименование показателя	Ед. изм.	2017
Всего потери теплоносителя, в т.ч.:	тыс. м ³	440,63
нормативные потери теплоносителя	тыс. м ³	528,51
сверхнормативные потери теплоносителя	тыс. м ³	-87,89

7.1.2 Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей СтТЭЦ, Н-СтТЭЦ и котельной КЦ-7

Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей в зонах действия СтТЭЦ и Н-СтТЭЦ, а также КЦ-7 представлены в таблицах 7.2 и 7.3.

Таблица 7.2 – Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей в зонах действия СтТЭЦ и Н-СтТЭЦ

Параметр	Единицы измерения	2017
Стерлитамакская ТЭЦ		
Производительность ВПУ	т/ч	200
Срок службы	лет	54
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1
Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³	100
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	70,06
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	46,71
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	129,94
Доля резерва	%	64,97
Ново-Стерлитамакская ТЭЦ		
Производительность ВПУ	т/ч	400
Срок службы	лет	40
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	3
Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³	1000
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	95,66
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	637,70
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	304,34
Доля резерва	%	76,09

Анализ результатов расчета показывают достаточность производительности ВПУ для подпитки тепловых сетей в зонах действия СтТЭЦ и Н-СтТЭЦ в 2017 году.

Таблица 7.3 – Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей в зоне действия КЦ-7

Параметр	Единицы измерения	2017
КЦ-7		
Производительность ВПУ	т/ч	100
Срок службы	лет	32
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	3
Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³	63
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	20,25
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	4,579
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,002
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	нет учета
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,000
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	158,49
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	79,75
Доля резерва	%	79,75

Анализ результатов расчета показывают достаточность производительности ВПУ для подпитки тепловых сетей в зоне действия КЦ-7 в 2017 году.

7.2 Балансы теплоносителя в зонах действия малых котельных АО «СРТС»

7.2.1 Годовой расход воды на компенсацию потерь и затрат теплоносителя при передаче тепловой энергии в зонах действия малых котельных АО «СРТС»

Годовой расход теплоносителя в зонах действия малой котельной ООО «СРТС» (за исключением МК-2 подпитка теплосетей которой производится от ЦТП-19) с утечками представлен в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Годовой расход теплоносителя в зонах действия котельных АО «СРТС»

Наименование показателя	Ед. изм.	2016	2017
Всего потери теплоносителя, в т.ч.:	тыс. м ³	1,739	1,733
нормативные потери теплоносителя	тыс. м ³	3,624	3,686
сверхнормативные потери теплоносителя	тыс. м ³	-1,885	-1,935

7.2.2 Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей в зонах действия малых котельных АО «СРТС»

Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей в зонах действия малых котельных ОАО «СРТС» представлены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей в зонах действия малых котельных АО «СРТС»

Параметр	Единицы измерения	2017
МК-1		
Производительность ВПУ	т/ч	7,0
Срок службы	лет	13
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,32
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	2,16
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	6,68
Доля резерва	%	95,38
МК-2		
Производительность ВПУ	т/ч	5,5
Срок службы	лет	56
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,77
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	5,12
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	4,73
Доля резерва	%	86,03
МК-3		
Производительность ВПУ	т/ч	0,9
Срок службы	лет	13
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,00
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,000
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	0,00
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,90
Доля резерва	%	100,00
МК-7		
Производительность ВПУ	т/ч	1,3
Срок службы	лет	45
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,02

Параметр	Единицы измерения	2017
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	0,13
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,28
Доля резерва	%	98,47
МК-10		
Производительность ВПУ	т/ч	0,0
Срок службы	лет	39
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,01
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	0,10
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-0,01
Доля резерва	%	0,00
МК-14		
Производительность ВПУ	т/ч	0,0
Срок службы	лет	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,09
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	0,58
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-0,09
Доля резерва	%	0,00

7.3 Балансы теплоносителя в зоне действия малой котельной ООО «ПСК»

7.3.1 Годовой расход воды на компенсацию потерь и затрат теплоносителя при передаче тепловой энергии в зоне действия малой котельной ООО «ПСК»

Годовой расход теплоносителя в зонах действия малых котельных ООО «ПСК» с утечками представлен в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Годовой расход теплоносителя в зонах действия котельной ООО «ПСК»

Наименование показателя	Ед. изм.	2016	2017
Всего потери теплоносителя, в т.ч.:	тыс. м ³	0,790	1,257
нормативные потери теплоносителя	тыс. м ³	2,547	2,564
сверхнормативные потери	тыс. м ³	-1,757	-1,307

7.3.2 Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей в зоне действия малой котельной ООО «ПСК»

Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей в зоне действия малой котельной ООО «ПСК» представлены в таблице 7.7.

Таблица 7.7 – Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей в зоне действия малой котельной ООО «ПСК»

Параметр	Единицы измерения	2017
МК-6		
Производительность ВПУ	т/ч	3,5
Срок службы	лет	5
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,60
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	3,98
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	2,90
Доля резерва	%	82,95

8 ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ

8.1 Топливные балансы и система обеспечения топливом Стерлитамакской ТЭЦ

8.1.1 Описание видов и количества используемого основного топлива СтТЭЦ

Проектным основным топливом для СтТЭЦ является природный газ, резервным и аварийным – топочный мазут.

В настоящее время в качестве основного топлива используются природный газ, подаваемый в общем потоке по газопроводу Ишимбай-Уфа. В качестве резервного и аварийного топлива используется топочный мазут.

Средняя теплота сгорания природного газа на СтТЭЦ за 2017 года составила 8 131,5 ккал/м³, мазута 8 810 ккал/кг.

В таблице 2.14 представлена теплотворная способность сжигаемого на СтТЭЦ природного газа по месяцам за 2017 год.

В таблице 2.15 представлены характеристики сжигаемого на СтТЭЦ мазута.

В таблице 2.16 представлены расход сжигаемого на СтТЭЦ природного газа и мазута за период с 2014 по 2017 годы.

В таблице 8.1 представлен топливный баланс СтТЭЦ за период с 2014 по 2017 годы.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Таблица 8.1 – Топливный баланс СтТЭЦ за 2014 ÷ 2017 годы

Баланс топлива за год	Единица измерения	Остаток топлива на начало года	Приход топлива за год	Израсходовано топлива за год				Остаток топлива	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/м³)	Влажность, %	Зольность, %
				всего	на отпуск электрической и тепловой энергии		на другие цели				
					натур.	услов.					
2014 г.											
Газ	тыс. м³ (т у.т.)		734 274	734 274	734 274	853 869			8 140		
Нефтетопливо, в т.ч.	т н.т. (т у.т.)	14 467	0	0	0	0	1 100	13 367	10 198		
- мазут	т н.т. (т у.т.)	14 467	0	0	0	0	1 100	13 367	10 198		
Итого	т у.т.					853 869					
2015 г.											
Газ	тыс. м³ (т у.т.)		686 631	686 631	686 631	803 067			8 187		
Нефтетопливо, в т.ч.	т н.т. (т у.т.)	13 367	4 961	2 443	2 443	3 559		15 885	10 198	2,8	
- мазут	т н.т. (т у.т.)	13 367	4 961	2 443	2 443	3 559		15 885	10 198		
Итого	т у.т.					806 626					
2016 г.											
Газ	тыс. м³ (т у.т.)		692 152	692 152	692 152	807 739			8 169		
Нефтетопливо, в т.ч.	т н.т. (т у.т.)	15 885	22 163	17 090	17 090	23 110		20 958	9 466	9,1	
- мазут	т н.т. (т у.т.)	15 885	22 163	17 090	17 090	23 110		20 958	9 466		
Итого	т у.т.					830 849					
2017 г.											
Газ	тыс. м³ (т у.т.)		734 096	734 096	734 096	852 760			8 132		
Нефтетопливо, в т.ч.	т н.т. (т у.т.)	20 985	0	2 640	2 640	3 321	104	18 214	8 810	12,0	
- мазут	т н.т. (т у.т.)	20 985	0	2 640	2 640	3 321	104	18 214			
Итого	т у.т.					856 081					

Из приведенной выше таблицы следует, что потребление топлива в период 2014 ÷ 2017 годов оставалось на уровне 856 ÷ 807 тыс. т у.т., причем в 2014 и 2017 годах потребление топлива было максимальным 854 и 856 тыс. т у.т., соответственно.

Основной расход топлива приходится на природный газ, который совокупно за 4 года составил около 99,1% от общего расхода топлива, мазут – 0,9%.

8.1.2 Описание видов резервного и аварийного топлива СтТЭЦ и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями

Основным топливом для СтТЭЦ является природный газ, резервным и аварийным видом топлива является точный мазут марки М100.

В таблице 8.2 приведены величины неснижаемого нормативного запаса топлива (далее по тексту - ННЗТ), нормативного эксплуатационного запаса топлива (далее по тексту - НЭЗТ) и общего нормативного запаса топлива (далее по тексту - ОНЗТ), установленные на 2016 и 2017 годы.

Таблица 8.2 – Утвержденные на 2016 и 2017 г. значения запасов мазута на СтТЭЦ, тыс. т н.т.

Вид топлива	ННЗТ	НЭЗТ	ОНЗТ
2016 г.			
мазут	3,80	6,96	10,76
2017 г.			
мазут	3,80	8,037	11,837

Мазут на станцию подается железнодорожными составами, мазутное хозяйство Стерлитамакской ТЭЦ включает в себя следующие объекты:

- приемно-сливное устройство (ПСУ), состоящее из 2-х путной эстакады. Каждый путь рассчитан на 14-ть 4-х осных или 8-мь 8-ми осных железнодорожных цистерн;
- мазутные резервуары, 7 штук;
- мазутонасосная (МН);
- эстакада трубопроводов пара, конденсата, мазута;
- установка пено-пожаротушения мазутных резервуаров.

Суммарная фактическая емкость резервуаров мазутного хранилища составляет 31000 м³. Геометрический объем каждого резервуара № 6, 7, 8, 9, 12 равен 5000 м³, №10, 11 - 3000 м³. Все резервуары металлические, цилиндрической формы.

Вместимость резервуаров мазутного хозяйства СтТЭЦ позволяет создать резервы топчного мазута в объеме ОНЗТ, также из таблицы 8.1 видно, что остаточный объем мазута на мазутном хозяйстве станции превышает ОНЗТ.

Анализ таблиц 8.1 и 8.2 показывает, что в 2014 ÷ 2017 годах фактические остатки топчного мазута обеспечивали общий нормативный запас топлива (ОНЗТ).

8.1.3 Описание особенностей характеристик топлив СтТЭЦ в зависимости от мест поставки

Качественные характеристики топчного мазута сжигаемого на СтТЭЦ приведены в таблице 2.15.

Характеристики природного газа, используемого на СтТЭЦ, (в качестве паспортов качества газа) за январь и декабрь 2017 года представлены на рисунках 8.1 ÷ 8.4.

Публичное Акционерное Общество «Газпром»
Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Уфа»
Стерлитамакское ЛПУМГ

Адрес: 450054, г. Уфа, Республика Башкортостан
ул. Р. Зорге, 59
Телефон: (347) 237-35-68, 269-22-56

Утверждаю
Главный инженер-
заместитель начальника
Стерлитамакского ЛПУМГ
ООО «Газпром трансгаз Уфа»

Р.Р. Усманов
« 20 » 01 2017 г.



Паспорт № 9
качества газа за январь 2017 г.
Газ горючий природный, ГОСТ 5542
Код ОКП 06.20.10.110

1. Паспорт распространяется на объемы газа поданного в общем потоке по газопроводу **Ишимбай-Уфа**, покупателям (потребителям) Российской Федерации с 10 часов 1-го дня месяца до 10 часов 1-го дня последующего месяца через газораспределительные станции (пункты): Куганак, Рошинский, ТКН, Буруновка, Стерлитамак-3, Байрак, Семенкино, Верхние Услы, Преображенровка, Наумовка.
2. Паспорт распространяется на газы горючие природные по Общероссийскому классификатору продукции ОК 034-2014.
3. Паспорт оформлен на основании результатов измерений физико-химических показателей газа в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542, условиями технического соглашения в развитие договоров по транспортировке газа.
4. Результаты испытаний приведены в таблице.

Место отбора проб газа: **ГРС Стерлитамак-3**

Показатель качества и численное значение в таблице по п.9 ГОСТ 5542 не регламентирует.

5. Показатели качества газа по п.п. 1, 2, 3, 4 таблицы определены на основании данных потокового хроматографа за январь 2017 г.

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Нормированное значение по ГОСТ 5542	Средне-месячный показатель
1.	Компонентный состав, молярная доля:	%	ГОСТ 31371.1 - ГОСТ 31371.7		
1.1	метан			не норм.	96,35
1.2	этан			не норм.	1,79
1.3	пропан			не норм.	0,565
1.4	изо-бутан			не норм.	0,091
1.5	норм-бутан			не норм.	0,096
1.6	изо-пентан			не норм.	0,0213
1.7	норм-пентан			не норм.	0,0163
1.8	гексаны			не норм.	0,0228
1.9	диоксид углерода			не более 2,5	0,143
1.10	азот			не норм.	0,88
1.11	кислород			не более 0,050	0,0075
2. ¹	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м ³ (ккал/м ³)	ГОСТ 31369	не менее 31,80 (7600)	34,05 8133

стр. 1 из 2 Паспорт № 9

Рисунок 8.1 – Паспорт качества газа, сжигаемого на СтТЭЦ за январь 2017 года

КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

3.	Число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м ³ (ккал/м ³)	ГОСТ 31369	от 41,20 до 54,50 (от 9840 до 13020)	49,66 11861
4.	Плотность при стандартных условиях	кг/м ³	ГОСТ 31369	не норм.	0,6961
5. ²	Массовая концентрация сероводорода	г/м ³	ГОСТ 22387.2	не более 0,020	менее 0,0010
6. ²	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м ³	ГОСТ 22387.2	не более 0,036	0,0016
7. ²	Массовая концентрация механических примесей	г/м ³	ГОСТ 22387.4	не более 0,001	отсутствие
8.	Температура точки росы по воде при давлении в точке отбора пробы	°C	ГОСТ Р 53763	ниже температуры газа	минус 18,9
9.	Температура газа в точке отбора пробы	°C	-	-	плюс 3,5
10. ³	Интенсивность запаха ГТП при объемной доле 1% в воздухе	балл	ГОСТ 22387.5	не менее 3	не определ.

Значения показателей по п.п. 5, 6, 7 определены в Службе лабораторного контроля и охраны окружающей среды Стерлитамакского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Уфа» (свидетельство об оценке состояния измерений № 224 от «30» января 2015 г.).

Ответственный исполнитель:

Инженер-руководитель СЛКиООС Стерлитамакского ЛПУМГ


подпись

Л.Р. Курбангалеева
инициалы, фамилия

Заполняется региональным или филиалом ООО «Газпром межрегионгаз»

Копия паспорта выдана поставщиком

наименование регионального или филиала

покупателю (потребителю) (ненужное зачеркнуть) по его запросу

наименование предприятия

«__» ____ 20__ г.
дата

¹ Для информации значение показателя указывается в ккал/м³ (соотношение единиц приведено в приложении № 3 к Положению о единицах величин, допускаемых к применению в РФ).

² Показатели установлены по результатам одного определения в месяц. Место отбора проб ГРС Стерлитамак-3 Стерлитамакского ЛПУМГ.

³ Показатель определяется ГРО согласно технического соглашения в конечных точках газораспределительной сети.

Публичное Акционерное Общество «Газпром»
Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Уфа»
Стерлитамакское ЛПУМГ

Адрес: 450054, г. Уфа, Республика Башкортостан
ул. Р. Зорге, 59
Телефон: (347) 237-35-68, 269-22-56

Утверждаю
Главный инженер-
заместитель начальника
Стерлитамакского ЛПУМГ
ООО «Газпром трансгаз Уфа»
Р.Р. Усманов
«27» 12 2017 г.

Паспорт № 9
качества газа за декабрь 2017 г.
Газ горючий природный, ГОСТ 5542
Код ОКПД2 06.20.10.110

1. Паспорт распространяется на объемы газа поданного в общем потоке по газопроводу **Ишимбай-Уфа**, покупателям (потребителям) Российской Федерации с 10 часов 1-го дня месяца до 10 часов 1-го дня последующего месяца через газораспределительные станции (пункты): Кутанак, Рошинский, ТКН, Буруновка, Стерлитамак-3, Байрак, Семенкино, Верхние Услы, Преображенка, Наумовка.
2. Паспорт распространяется на газы горючие природные по Общероссийскому классификатору продукции ОК 034-2014.
3. Паспорт оформлен на основании результатов измерений физико-химических показателей газа в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542, условиями технического соглашения в развитие договоров по транспортировке газа.
4. Результаты испытаний приведены в таблице.
Место отбора проб газа: ГРС Стерлитамак-3
- Показатель качества и численное значение в таблице по п.9 ГОСТ 5542 не регламентирует.
5. Показатели качества газа по п.п. 1, 2, 3, 4 таблицы определены на основании данных потокового хроматографа за декабрь 2017 г.

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Нормированное значение по ГОСТ 5542	Средне-месячный показатель
1.	Компонентный состав, молярная доля:	%	ГОСТ 31371.1 - ГОСТ 31371.7		
1.1	метан			не норм.	95,81
1.2	этан			не норм.	2,00
1.3	пропан			не норм.	0,588
1.4	изо-бутан			не норм.	0,088
1.5	норм-бутан			не норм.	0,097
1.6	изо-пентан			не норм.	0,0218
1.7	норм-пентан			не норм.	0,0167
1.8	гексаны			не норм.	0,0239
1.9	диоксид углерода			не более 2,5	0,238
1.10	азот			не норм.	1,10
1.11	кислород			не более 0,050	0,0026
2.	Нижшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м ³ (ккал/м ³)	ГОСТ 31369	не менее 31,80 (7600)	34,02 8126

стр. 1 из 2 Паспорт № 9

Рисунок 8.3 – Паспорт качества газа, сжигаемого на СтТЭЦ за декабрь 2017 года

КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

3.	Число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м ³ (ккал/м ³)	ГОСТ 31369	от 41,20 до 54,50 (от 9840 до 13020)	49,47 11816
4.	Плотность при стандартных условиях	кг/м ³	ГОСТ 31369	не норм.	0,6999
5. ²	Массовая концентрация сероводорода	г/м ³	ГОСТ 22387.2	не более 0,020	менее 0,0010
6. ²	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м ³	ГОСТ 22387.2	не более 0,036	менее 0,0010
7. ²	Массовая концентрация механических примесей	г/м ³	ГОСТ 22387.4	не более 0,001	отсутствие
8.	Температура точки росы по воде при давлении в точке отбора пробы	°C	ГОСТ Р 53763	ниже температуры газа	минус 15,1
9.	Температура газа в точке отбора пробы	°C	-	-	плюс 3,5
10. ³	Интенсивность запаха ГП при объемной доле 1% в воздухе	балл	ГОСТ 22387.5	не менее 3	не определ.

Значения показателей по п.п. 5, 6, 7 определены в Службе лабораторного контроля и охраны окружающей среды Стерлитамакского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Уфа» (аттестат аккредитации № RA.RU.21АП36 от «15» февраля 2017 г.).

Ответственный исполнитель:
временно исполняющий обязанности
инженера-руководителя СККиООС
Стерлитамакского ЛПУМГ


подпись

Д.Н.Нигаматуллина
инициалы, фамилия

Заполняется регистрирующей или филиалом ООО «Газпром межрегионгаз»

Копия паспорта выдана поставщиком

наименование регистрирующей или филиала

покупателю (потребителю) (ненужное зачеркнуть) по его запросу

наименование предприятия

«__» _____ 20__ г.
дата

¹ Для информации значение показателя указывается в ккал/м³ (соответствие единиц приведено в приложении № 3 к Положению о единицах величин, допускаемых к применению в РФ).

² Показатели устанавливаются по результатам одного определения в месяц. Место отбора проб ГРС: Стерлитамак-3 Стерлитамакского ЛПУМГ.

³ Показатель определяется ГРО согласно технического соглашения в конечных точках газораспределительной сети.

8.1.4 Анализ поставки топлива на СтТЭЦ в периоды расчётных температур наружного воздуха

Способ доставки мазута на ТЭЦ – железнодорожный. Время доставки мазута составляет 7/4 суток. Срывы поставок топлива на станцию за предыдущие пять лет отсутствуют. Коэффициент возможного срыва поставки $K_{\text{ср}}$ для мазута составляет 1,5.

8.2 Топливные балансы и система обеспечения топливом Ново-Стерлитамакской ТЭЦ

8.2.1 Описание видов и количества используемого основного топлива Н-СтТЭЦ

Проектным основным топливом для СтТЭЦ является природный газ, резервным и аварийным – топочный мазут.

В настоящее время в качестве основного топлива используются природный газ, подаваемый в общем потоке по газопроводу Ишимбай-Уфа. В качестве резервного и аварийного топлива используется топочный мазут.

Средняя теплота сгорания природного газа на Н-СтТЭЦ за 2017 года составила 8 129,0 ккал/м³, теплота сгорания природного газа по месяцам 2017 года представлена в таблице 2.30.

В таблице 2.30 представлена теплотворная способность сжигаемого на Н-СтТЭЦ природного газа по месяцам за 2017 год.

На рисунке 2.12 представлены характеристики сжигаемого на Н-СтТЭЦ мазута.

В таблице 2.31 представлен расход сжигаемого на Н-СтТЭЦ природного газа и мазута за период с 2014 по 2017 годы.

В таблице 8.3 представлен топливный баланс Н-СтТЭЦ за период с 2014 по 2017 годы.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Таблица 8.3 – Топливный баланс Н-СтТЭЦ за 2014 ÷ 2017 годы

Баланс топлива за год	Единица измерения	Остаток топлива на начало года	Приход топлива за год	Израсходовано топлива за год			Остаток топлива	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/м³)	Влажность, %	Зольность, %	
				всего	на отпуск электрической и тепловой энергии						на другие цели
					натур.	услов.					
2014 г.											
Газ	тыс. м³ (т у.т.)		570 752	570 752	570 752	663 397			8 136		
Нефтетопливо, в т.ч.	т н.т. (т у.т.)	12 890	0	0	0	0	0	12 890	9 549	2,4	
- мазут	т н.т. (т у.т.)	12 890	0	0	0	0	0	12 890			
Итого	т у.т.					663 397					
2015 г.											
Газ	тыс. м³ (т у.т.)		549 540	549 540	549 540	642 331			8 182		
Нефтетопливо, в т.ч.	т н.т. (т у.т.)	12 890	4 977	1 240	1 240	1 680		16 589	9 484	2,8	
- мазут	т н.т. (т у.т.)	12 890	4 977	1 240	1 240	1 680		16 589			
Итого	т у.т.					644 011					
2016 г.											
Газ	тыс. м³ (т у.т.)		562 666	562 666	562 666	656 567			8 168		
Нефтетопливо, в т.ч.	т н.т. (т у.т.)	16 589	27 772	23 594	23 594	30 946		20 767	9 181	4,5	
- мазут	т н.т. (т у.т.)	16 589	27 772	23 594	23 594	30 946		20 767			
Итого	т у.т.					687 513					
2017 г.											
Газ	тыс. м³ (т у.т.)		529 805	529 805	529 805	615 273			8 129		
Нефтетопливо, в т.ч.	т н.т. (т у.т.)	20 767		894	894	1 187		19 873	9 294		
- мазут	т н.т. (т у.т.)	20 767		894	894	1 187		19 873			
Итого	т у.т.					616 460					

Из приведенной выше таблицы следует, что в период в 2015 году имела место снижение расхода топлива по сравнению с 2014 годом, в 2016 году расход топлива на станции снова возрос, но в 2017 году значительно снизился (на 10,3% по сравнению с 2016 годом).

Основной расход топлива станцией приходится на природный газ который совокупно за 4 года составил более 98,7 % от общего расхода топлива, на топочный мазут приходится 1,2% , на мазут – 1,3 %.

8.2.2 Описание видов резервного и аварийного топлива Н-СтТЭЦ и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями

Основным топливом для Н-СтТЭЦ является природный газ, резервным и аварийным видом топлива является топочный мазут марки М100.

В таблице 8.4 приведены величины неснижаемого нормативного запаса топлива (далее по тексту - ННЗТ), нормативного эксплуатационного запаса топлива (далее по тексту - НЭЗТ) и общего нормативного запаса топлива (далее по тексту - ОНЗТ), установленные на 2016 и 2017 годы.

Таблица 8.4 – Утвержденные на 2016 и 2017 гг. значения запасов мазута на Н-СтТЭЦ, тыс. т н.т.

Вид топлива	ННЗТ	НЭЗТ	ОНЗТ
2016 г.			
мазут	3,867	6,834	10,701
2017 г.			
мазут	4,387	6 834	11,221

Мазут на станцию подается железнодорожными составами, мазутное хозяйство Ново-Стерлитамакской включает в себя три бака запаса конденсата с объемом 10 м³.

Техническая характеристика резервуаров запаса мазута Н-СтТЭЦ представлена на рисунке 1.13. Суммарная рабочая емкость мазутных баков на станции составляет 29,8 тыс. м³.

Емкость резервуаров для хранения мазута Н-СтТЭЦ позволяет создавать резервы топочного мазута в объеме ОНЗТ.

Анализ таблиц 8.3 и 8.4 показывает, что в 2014 ÷ 2016 годах фактические остатки

топочного мазута обеспечивали общий нормативный запас топлива (ОНЗТ).

8.2.3 Описание особенностей характеристик топлив Н-СтТЭЦ

Качественные характеристики топочного мазута, сжигаемого на Н-СтТЭЦ, приведены на рисунке 2.12.

Характеристики природного газа, используемого на Н-СтТЭЦ, аналогичны характеристикам природного газа, используемого на СтТЭЦ, и представлены (в качестве паспортов качества газа) за январь и декабрь 2017 года на рисунках 8.1 ÷ 8.4.

8.2.4 Анализ поставки топлива на Н-СтТЭЦ в периоды расчётных температур наружного воздуха

Способ доставки мазута на ТЭЦ – железнодорожный транспорт. Время доставки мазута составляет 7/4 суток. Срывы поставок топлива на станцию за предыдущие пять лет отсутствуют. Коэффициент возможного срыва поставки $K_{ср}$ для мазута составляет 1,5.

8.3 Топливные балансы котельных города Стерлитамак

8.3.1 Топливные балансы и система обеспечения топливом котельной котельного цеха № 7 ООО «БашРТС» (КЦ-7)

8.3.1.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для КЦ-7

Проектным и фактическим основным топливом для КЦ-7 является природный газ, подаваемый в общем потоке Ишимбай – Уфа. Поставщиком газа является ПАО «Газпром» ООО «Газпром трансгаз Уфа» Стерлитамакское ЛПУМГ.

Расход природного газа по КЦ-7 за период 2016 ÷ 2017 годы составил:

- в 2016 году – 31 995 тыс.м³ или 37 305 т.у.т (калорийность – 8 162 ккал/м³);

- в 2017 году – 32 929 тыс.м³ или 38 258 т.у.т. (калорийность – 8 133 ккал/м³).

Расход и калорийность природного газа на КЦ-7 за период 2016 ÷ 2017 годы помесечно представлена в таблице 2.39

8.3.1.2. *Описание видов резервного и аварийного топлива КЦ-7 и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями*

Проектным и фактическим резервным и аварийным топливом для КЦ-7 является топочный мазут.

Потребление топочного мазута на теплоисточниках ООО «БашРТС» незначительно, жидкое топлива используется только для проведения тренировок по переходу с одного вида топлива на другое в период подготовки к ОЗП или замена одного вида топлива на другое (за период 2016 ÷ 2017 годы жидкое топливо на КЦ-7 не использовалось). Поставщиком жидкого топлива для котельных ООО «БашРТС», по действующему договору является ООО «БГК» (ТЭЦ ООО «БГК» по территориальной принадлежности).

Мазутное хозяйство на котельной отсутствует, мазут на котельную подается по трубопроводу.

8.3.1.3. *Описание особенностей характеристик топлива используемых на КЦ-7 в зависимости от мест поставки*

Паспорт качества газа, поставляемого на КЦ-7, представлен на рисунке 2.21.

Качественные показатели жидкого резервного топлива для КЦ-7 приведены в таблице 2.39.

8.3.1.4. *Анализ поставки топлива на КЦ-7 в периоды расчётных температур наружного воздуха*

Мазут на котельную подается по трубопроводу. За последние три года ограничения поставок топлива (природного газа и мазута) при прохождении зимнего максимума тепловых нагрузок отсутствовали.

8.3.2 Топливные балансы и система обеспечения топливом малых котельных АО «СРТС»

8.3.2.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии

Проектным и фактическим основным топливом для малых котельных АО «СРТС» является природный газ, подаваемый в общем потоке Ишимбай – Уфа. Поставщиком газа является ПАО «Газпром» ООО «Газпром трансгаз Уфа» Стерлитамакское ЛПУМГ.

Потребление природного газа малыми котельными АО «СРТС» представлено в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Потребление природного газа малыми котельными АО «СРТС» в 2017 году

№ кот.	Наименование котельной, адрес	Проектный вид топлива	Используемый вид топлива	Годовой расход топлива, т у.т.	
				природный газ	Σ
1	МК-1, г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 151	прир.газ	диз.топливо	1 221,47	1 221,47
3	МК-2, г. Стерлитамак, ул. Комсомольская, 84	прир.газ	нет	2 620,12	2 620,12
4	МК-3, г. Стерлитамак, ул. Бородин, 3а	прир.газ	нет	112,33	112,33
5	МК-4, г. Стерлитамак, ул. Нагуманова, 56	прир.газ	нет	4,11	4,11
6	МК-7, г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 54	прир.газ	нет	49,06	49,06
7	МК-8, г. Стерлитамак, ул. Коммунистическая, 97	прир.газ	нет	142,60	142,60
8	МК-10, г. Стерлитамак, ул. Фучика, 1	прир.газ	нет	68,69	68,69
9	МК-14, г. Стерлитамак, ул. Полевая, 138	прир.газ	нет	431,62	431,62
ИТОГО				4 649,98	4 649,98

Средняя за 2017 год калорийность природного газа используемого на малых котельных составила 8 133 ккал/м³, средняя калорийность природного газа по месяцам 2017 года представлена в таблице 2.50.

Как следует из таблицы 8.5, природный газ является доминирующим видом топлива, используемым котельными, представленными в таблице. На природный газ приходится 100 % суммарного топливопотребления в 2017 году.

8.3.2.2. *Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями*

Проектным и фактическим резервным и аварийным топливом для МК-1 является дизельное топливо, для остальных котельных резервного топлива не предусмотрено.

8.3.2.3. *Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки*

Паспорт газа за декабрь 2017 года представлен на рисунке 2.28 и 2.29.

8.3.2.4. *Анализ поставки топлива в периоды расчётных температур наружного воздуха*

Данные за последние три года об ограничении поставок топлива на малые котельные АО «СРТС» при прохождении зимнего максимума тепловых нагрузок отсутствуют.

8.3.3 *Топливные балансы и система обеспечения топливом малой котельных ООО «ПСК»*

8.3.3.1. *Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии*

Проектным и фактическим основным топливом для МК-6 является природный газ, подаваемый в общем потоке Ишимбай – Уфа. Поставщиком газа является ПАО «Газпром» ООО «Газпром трансгаз Уфа» Стерлитамакское ЛПУМГ.

Потребление топлива МК-6 в 2017 году составило 2 036,56 тыс. нм³ природного газа или 2 368,17 т у.т.

8.3.3.2. *Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями*

Резервное и аварийное топливо на МК-6 отсутствует.

8.3.3.3. *Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки*

Характеристики природного газа, используемого на малой котельной ООО «ПСК», аналогичны характеристикам природного газа, используемого на малых котельных АО «СРТС». Паспорт газа за декабрь 2017 года представлен на рисунке 2.28 и 2.29.

8.3.3.4. *Анализ поставки топлива в периоды расчётных температур наружного воздуха*

Данные за последние три года об ограничении поставок топлива на малую котельные АО «СРТС» при прохождении зимнего максимума тепловых нагрузок отсутствуют.

9 НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

9.1 Общие положения

Надежность – свойство участка тепловой сети или элемента тепловой сети сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность обеспечивать передачу теплоносителя в заданных режимах и условиях применения и технического обслуживания. Надежность тепловой сети и системы теплоснабжения является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость или определенные сочетания этих свойств.

Методика расчета надежности тепловых сетей городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан, а также расчеты вероятности безотказной работы участков тепловой сети от источников тепловой энергии до наиболее удаленных конечных потребителей тепловой энергии представлены в приложении 3.

9.2 Исходные данные

Исходной информацией для расчета надежности системы тепловых сетей являются данные о структуре схемы теплоснабжения, длине и диаметре магистральных трубопроводов от источников тепловой энергии (котельных) до конечных, наиболее удаленных потребителей.

При расчете надежности системы транспорта теплоносителя городского округа город Стерлитамак использовались следующие исходные данные:

- продолжительность отопительного периода – 221 суток;
- нормативный показатель вероятности безотказной работы тепловых сетей – $РТС = 0,9$ (по СНиП 41-02-2003);
- параметр потока отказов ω (1/м·год) – учитывает только те отказы, которые приводят к потере тепла.

Расчет выполнялся для теплопроводов наиболее удаленных абонентов от источников тепловой энергии городского округа город Стерлитамак. В качестве аба-

нентов рассматривались конечные потребители, входящие в состав подсистемы каждого источника тепловой энергии в электронной модели системы теплоснабжения города.

Обозначения участков тепловых сетей приведены в соответствии с электронной моделью системы теплоснабжения города.

9.3 Анализ повреждений в тепловых сетях

Анализ повреждений оборудования и трубопроводов тепловых сетей городского округа город Стерлитамак проведен в подразделах 3.2.6, 3.3.6 и 3.4.6 настоящего документа.

9.4 Обработка данных о повреждаемости тепловых сетей

Интенсивность отказов оборудования тепловых сетей должна вычисляться для следующих условий:

- интегральная интенсивность отказов/повреждений в течение года;
- интенсивность отказов/повреждений в течение отопительного периода;
- распределенная интенсивность отказов/повреждений по месяцам отопительного периода;
- интенсивность отказов/повреждений по диаметрам теплопроводов.

Средняя интегральная интенсивность отказов (повреждений) вычислялась следующим образом:

$$\bar{\lambda}_{j,m} = \frac{\sum_{i=1}^{i=N} n_{i,j,m}}{L_{j,m}}, \quad (9.1)$$

где

- | | | |
|-----|---|--|
| i | - | номер зарегистрированного события, состоящего в отказе оборудования тепловой сети; |
| j | - | год регистрации события; |
| m | - | номер системы теплоснабжения (зоны действия системы теплоснабжения), для которой определяется частота отказов; |

N	- общее число событий (отказов) за j -й год в зоне действия системы теплоснабжения m ;
$n_{i,j,m}$	- i -й отказ оборудования тепловой сети (участка, ЗРА, НС, и т.д.) в зоне действия системы теплоснабжения m за j -й год;
$L_{j,m}$	- протяженность теплопроводов (прямого и обратного) тепловой сети, км.

В число событий для вычисления средней интегральной интенсивности отказов/повреждений в течение года включаются все зарегистрированные отказы тепловых сетей, после обнаружения которых проведена процедура ремонта (восстановления) оборудования тепловой сети в течение отопительного и неотопительного (в процессе гидравлических испытаний) периодов.

Протяженность тепловых сетей устанавливается по данным о протяженности прямого и обратного теплопроводов тепловой сети, представленных в электронной модели системы теплоснабжения и/или по данным расчета энергетических характеристик тепловых сетей.

Для вычисления интенсивности отказов/повреждений в расчет принимаются все зафиксированные события отказов оборудования тепловых сетей в течение календарного года, в том числе события отказов, которые не приводили к прекращению теплоснабжения потребителей, а также события отказов (повреждения, свищи на теплопроводах) с отложенным ремонтом.

В процессе вычислений предполагается, что протяженность и материальная характеристика тепловых сетей, а также значения тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, остаются неизменными.

В дальнейшем для расчетов вероятности отказов участков тепловых сетей приняты следующие зависимости:

- для описания интенсивности устойчивых отказов тепловых сетей в зависимости от диаметра теплопроводов:

$$\lambda_0 = 0,1 \exp(-2,8 D_y) \cdot 1/\text{км/год}, \quad (9.2)$$

где

D_y - условный диаметр участка тепловой сети, м.

- для описания интенсивности отказов участков тепловых сетей в зависимости от срока службы:

$$\lambda = \lambda_0 (0,1\tau) \exp(\alpha - 1)^{1/\text{км/год}}, \quad (9.3)$$

где

- λ_0 - интенсивность устойчивых отказов, 1/км/год;
 τ - срок эксплуатации участка тепловой сети, лет;
 α - параметр распределения Гнеденко-Вейбулла.

где параметр распределения вычисляется как

$$\alpha = \begin{cases} 0,8 \cdot n_{\text{пр}} \cdot 0 < \tau \leq 3 \\ 1 \cdot n_{\text{пр}} \cdot 3 < \tau \leq 17 \\ 0,5 \times e^{(\tau/20)} \cdot n_{\text{пр}} \cdot \tau > 17 \end{cases} \quad (9.4)$$

В таблице 9.1 приведены данные расчетов интенсивности устойчивых отказов на участках тепловых сетей с разными диаметрами и интенсивности отказов для участков со сроком эксплуатации 37 лет, рассчитанные с использованием уравнений 9.2 и 9.3.

Таблица 9.1 – Базовые показатели интенсивности отказов тепловых сетей

Диаметр участков тепловых сетей, м	Интенсивность устойчивых отказов, 1/км/год	Интенсивность отказов для участков со сроком эксплуатации 37 лет
0,05	0,087	1,506
0,07	0,082	1,424
0,08	0,080	1,385
0,1	0,076	1,309
0,15	0,066	1,138
0,2	0,057	0,99
0,25	0,050	0,86
0,3	0,043	0,748
0,35	0,038	0,650
0,4	0,033	0,565
0,5	0,025	0,427
0,6	0,019	0,323
0,7	0,014	0,244

9.5 Восстановление (продолжительность ремонтов) тепловых сетей

Одним из важнейших параметров при восстановлении тепловых сетей является продолжительность ремонтов, или ремонтпригодность. Под ремонтпригодностью понимается способность к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния участков тепловых сетей путем обеспечения их ремонта с последующим вводом в эксплуатацию после ремонта. В качестве основного параметра, характеризующего ремонтпригодность теплопровода, принимается время z_p (формула 9.1), необходимое для ликвидации повреждения.

Этот параметр зависит от конструкции теплопровода и типа его прокладки (надземный или подземный), от диаметра теплопровода, расстояния между секционирующими задвижками, определяющими объем сетевой воды, которую нужно дренировать до начала ремонта, а затем восполнить после его завершения.

Параметр z_p также зависит от оснащения теплосетевой организации машинами, механизмами и транспортом, которые требуются для выполнения аварийно-восстановительных работ. Как правило, параметр z_p определяется по эксплуатационным данным, характерным для каждого теплоснабжающего предприятия.

В составе данных, представленных Стерлитамакским РТС и АО «СРТС», содержатся:

- дата начала ликвидации отказа (отключения теплоснабжения);
- дата завершения ликвидации отказа (включения теплоснабжения).

Однако, из-за отсутствия в составе исходных данных такого важнейшего параметра, как продолжительность ремонтных работ (продолжительность «простоя», в часах), провести детальный анализ времени восстановления тепловых сетей города не представляется возможным. Поэтому эмпирические коэффициенты (a, b, c), которые применяются для описания базового состояния по отказам тепловых сетей, для городского округа город Стерлитамак принимаются в соответствии с аналогичными показателями других городов-аналогов за период 2010 – 2017 годов.

Для определения параметра z_p была рассмотрена выборка данных по анализу повреждений оборудования и трубопроводов тепловых сетей нескольких городов-аналогов за период 2010 - 2017 годов. С целью выявления взаимосвязи времени ликви-

дации повреждения и диаметра теплопровода, а также причин повреждения и времени ликвидации аварии, проводится дисперсионный анализ данных, представленный на рисунке 9.1.

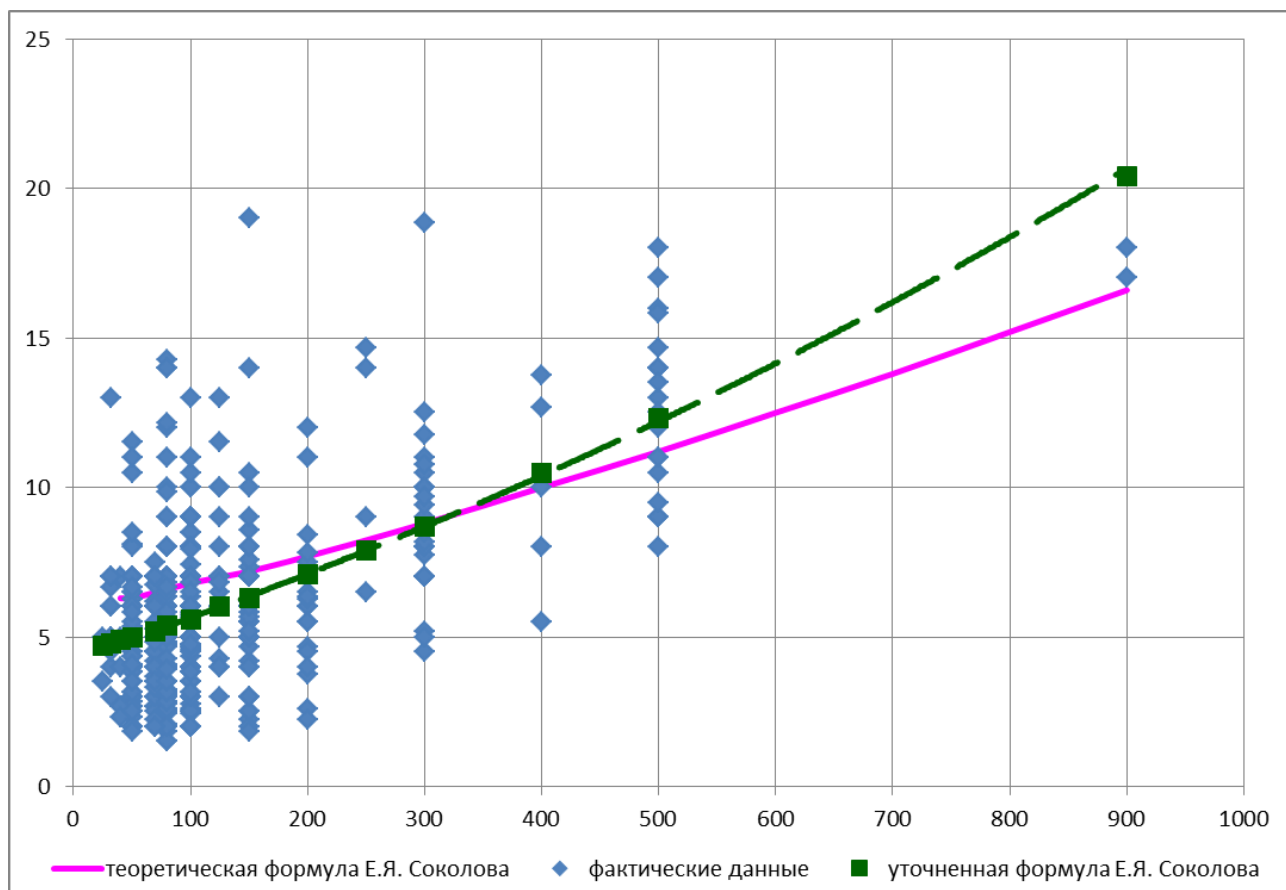


Рисунок 9.1 – Анализ продолжительности ремонтов (восстановлений) теплоснабжения

Из множества данных были определены коэффициенты a , b , c , необходимые для расчета z_p . Вычисление среднего времени восстановления осуществляется в соответствии с формулой Е.Я. Соколова:

$$z_p = a \left[1 + (b + c l_{c.3}) D^{1,2} \right], \quad (9.5)$$

Для расчетов времени продолжительности ремонтов тепловых сетей в зависимости от условных диаметров трубопроводов приняты следующие постоянные в формуле (9.5):

- для надземной прокладки тепловых сетей:

$$a = 4,6; b = 0,9; c = 0,15 \quad (9.6)$$

- для подземной прокладки тепловых сетей:

$$a = 4,5; b = 1,0; c = 3,0 \quad (9.7)$$

9.6 Результаты расчетов

Расчеты вероятности безотказной работы участков тепловой сети от источников тепловой энергии до конечных потребителей тепловой энергии городского округа город Стерлитамак представлены в приложении 3.

При проведении данного анализа следует учитывать, что около 39 % тепловых сетей городского округа город Стерлитамак проложены не позднее 1990 года, средневзвешенный срок их эксплуатации составляет более 27 лет.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД).
КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

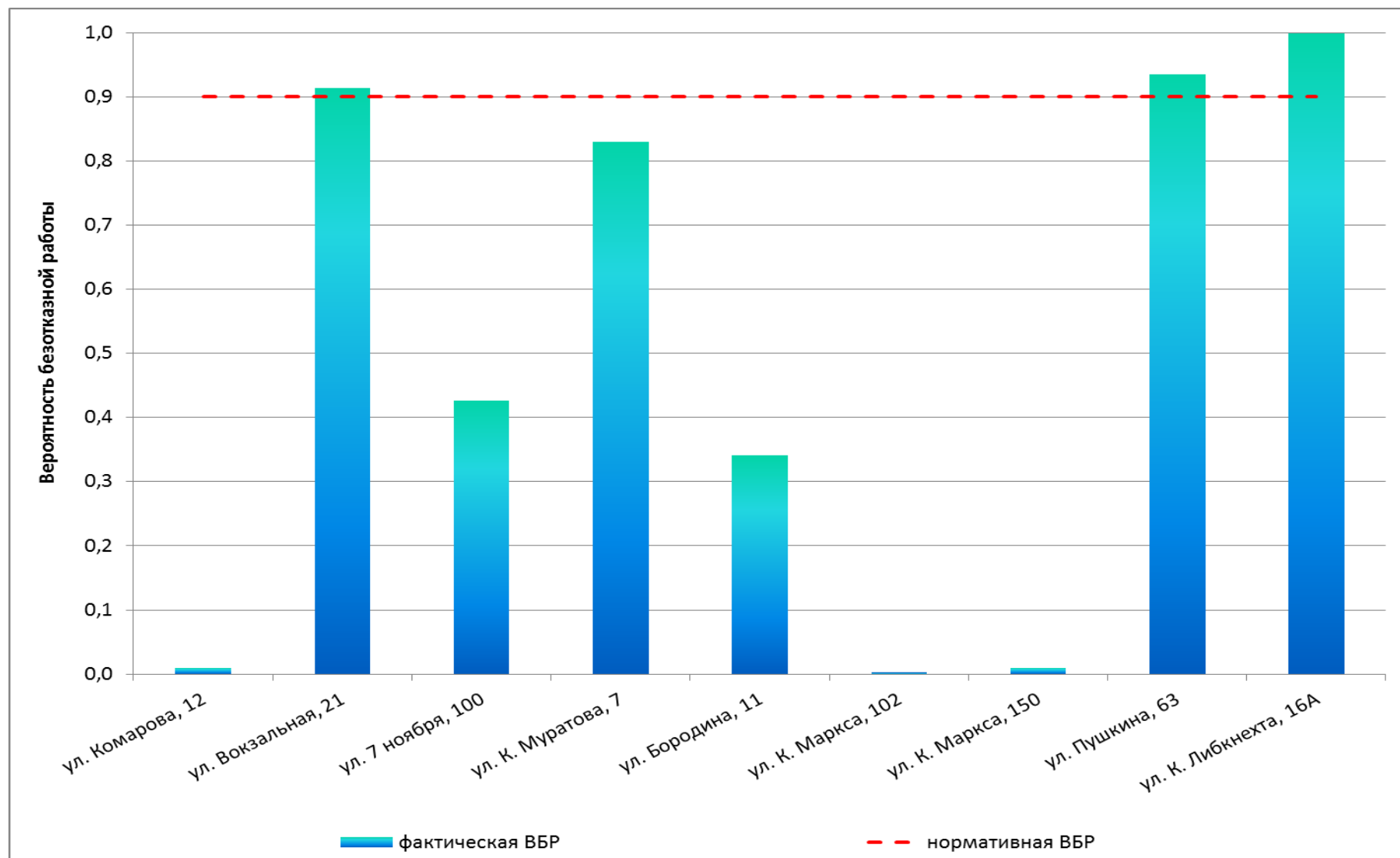


Рисунок 9.2 – Сравнительная оценка значений вероятности безотказной работы наиболее удаленных от источников потребителей тепловой энергии городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан

Сравнительная оценка значений вероятности безотказной работы наиболее удаленных от источников потребителей тепловой энергии показана на рисунке 9.2.

Из анализа данных расчета можно сделать следующие выводы:

- значение средневзвешенной ВБР как показателя надежности тепловых сетей Стерлитамакской ТЭЦ для наиболее удаленных потребителей тепла составляет около 0,44, что ниже их нормативного значения ВБР (равного 0,9) из-за продолжительного срока эксплуатации этих тепловых сетей без проведения их реконструкции;
- средневзвешенная величина ВБР в зоне действия источника тепловой энергии Ново-Стерлитамакской ТЭЦ для наиболее удаленных потребителей тепла составляет около 0,53, что также ниже их нормативного значения из-за продолжительного срока эксплуатации этих тепловых сетей без проведения их реконструкции;
- значение средневзвешенной ВБР в зоне действия источника тепловой энергии котельного цеха №7 для наиболее удаленных потребителей тепла крайне низко и составляет около 0,05, что существенно ниже их нормативного значения из-за продолжительного срока эксплуатации некоторых участков тепловых сетей без проведения их реконструкции;
- значение средневзвешенной ВБР в зоне действия источника тепловой энергии малых котельных для наиболее удаленных потребителей тепла составляет около 0,65, что также ниже их нормативного значения.

Таким образом, состояние тепловых сетей городского округа город Стерлитамак на начало 2018 года с точки зрения обеспечения надежности их безотказной работы в целом неудовлетворительное, так как средневзвешенная величина ВБР тепловых сетей для наиболее удаленных абонентов составляет около 0,45. Наряду с этим, следует отметить, что в связи с эффектом старения тепловых сетей этот показатель для некоторых менее удаленных потребителей тепловой энергии понизится до уровня своего нормативного значения уже к 2019–2022 годам, и далее будет постепенно снижаться.

Учитывая все вышеизложенные факторы, можно сделать вывод о необходимости проведения регулярных капитальных ремонтов трубопроводов, а также о разработке планов проведения реконструкции тепловых сетей в связи с исчерпанием физического ресурса действующих теплопроводов. Данные мероприятия будут служить в целях своевременной ликвидации возникающих повреждений в тепловых сетях и

недопущению их развития в серьезные аварии с тяжелыми последствиями. В частности, в первую очередь требуется проведение в кратчайшие сроки реконструкции тепловых сетей от Стерлитамакской ТЭЦ и Ново-Стерлитамакской ТЭЦ, а также от котельного цеха №7 и малой котельной №1 АО «СРТС». Если не предпринять действенных мер долгосрочного характера по восстановлению эксплуатационного ресурса этих тепловых сетей, то в ближайшие пять-семь лет поток отказов на них может удвоиться, и справиться с их своевременным устранением будет практически невозможно.

Относительно тепловых сетей менее удаленных потребителей тепловой энергии с ВБР выше 0,9 следует отметить, что факт наличия высоких показателей вероятности их безотказной работы не должен исключать своевременность и проведение в полном объеме гидравлических испытаний тепловых сетей, а также прочие профилактические работы по предотвращению и ликвидации аварий и утечек, как в тепловых сетях, так и в системах теплоснабжения абонентов.

Базовые целевые показатели надежности объектов теплоснабжения городского округа город Стерлитамак определены на основе положений, указанных в постановлении Правительства РФ от 16 мая 2014 г. № 452 «Об утверждении Правил определения плановых и расчета фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения...» и представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Базовые целевые показатели надежности объектов теплоснабжения городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан

Целевой показатель	Единица измерения	Теплоснабжающие организации городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан		
		ООО «БашРТС»	АО «СРТС»	ООО «ПСК»
Фактическое значение показателя надежности объектов теплоснабжения, определяемого количеством нарушений подачи тепловой энергии, теплоносителя в расчете на 1 км тепловой сети	1/км	1,253	0,801	0,149
Фактическое значение показателя надежности объектов теплоснабжения, определяемого количеством нарушений подачи тепловой энергии, теплоносителя в расчете на 1 Гкал/ч тепловой мощности источника тепловой энергии	1/(Гкал/ ч)	0,920	0,587	0,124
Недоотпуск тепловой энергии потребителям	тыс. Гкал	2,30	14,54	0,004

10 ТЕХНИКО - ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ

Технико-экономические показатели представлены в виде описания результатов хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями устанавливаемыми Правительством РФ в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями.

В таблицах 10.1 – 10.2 представлены результаты хозяйственной деятельности по производству и передаче тепловой энергии для ООО «БГК» и БашРТС-Стерлитамак города Стерлитамак.

Таблица 10.1 – Необходимая валовая выручка, рассчитанная по методу индексации установленных тарифов на тепловую энергию, производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, на коллекторах источника ООО «БГК», тыс. руб.

№	Наименование расхода	2016 год	2017 год	2018 год
1	Операционные (подконтрольные) расходы	339 515	354 468	358 247
2	Неподконтрольные расходы	70 435	80 719	86 444
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	872 418	902 112	955 130
4	Прибыль	7 790	18 351	102 447
5	Налог на прибыль	1 225	4 588	25 612
5	ИТОГО необходимая валовая выручка	1 291 384	1 360 239	1 527 879

Таблица 10.2 – Необходимая валовая выручка, рассчитанная по методу индексации установленных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ООО «БашРТС» потребителям города Стерлитамак, тыс. руб.

№	Наименование расхода	2016 год	2017 год	2018 год
1	Операционные (подконтрольные) расходы	656 436	779 286	890 567
2	Неподконтрольные расходы	369 143	439 040	492 078
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	1 517 989	1 712 337	1 901 196
4	Прибыль	5 664	6 724	7 684
5	ИТОГО необходимая валовая выручка	2 549 232	2 937 387	3 292 372

В таблицах 10.3 – 10.4 представлены результаты хозяйственной деятельности по производству и передаче тепловой энергии для АО «СРТС».

Таблица 10.3 – Необходимая валовая выручка, рассчитанная по методу индексации установленных тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «СРТС» потребителям с коллекторов теплоисточников АО «СРТС», тыс. руб.

№	Наименование расхода	2016 год	2017 год	2018 год
1	Операционные (подконтрольные) расходы	2 837,13	2 940,77	3 027,82
2	Неподконтрольные расходы	198,23	207,55	215,85
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	24 149,30	25 075,34	25 921,77
4	Прибыль	-715,11	-272,08	986,79
5	ИТОГО необходимая валовая выручка	26 469,55	27 951,58	30 152,63

Таблица 10.4 – Необходимая валовая выручка, рассчитанная по методу индексации установленных тарифов на услуги по транспорту тепловой энергии оказываемые АО «СРТС», тыс. руб.

№	Наименование расхода	2016 год	2017 год	2018 год
1	Операционные (подконтрольные) расходы	229 324,78	237 702,01	244 737,99
2	Неподконтрольные расходы	69 188,72	75 400,65	77 503,88
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	231 968,37	156 030,42	162 498,89
4	Прибыль	32 715,00	34 986,05	37 380,23
5	ИТОГО необходимая валовая выручка	538 196,87	534 716,01	552 717,80

11 ТАРИФЫ В СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

11.1 Утвержденные тарифы на тепловую энергию

Выдержки из постановлений Государственного комитета Республики Башкортостан по тарифам, об установлении тарифов на тепловую энергию ООО «БГК», ООО «БашРТС» и АО «СРТС» потребителям городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан на период с 2016 года по 2018 год представлены на рисунках 11.1 ÷ 11.8.

На рисунках 11.1 ÷ 11.4 представлены тарифы на тепловую энергию за 2015 ÷ 2018 гг. на коллекторах СтТЭЦ и Н-СтТЭЦ и тарифы на теплоноситель для потребителей города Стерлитамак, установленные Государственным комитетом Республики Башкортостан по тарифам.

Приложение
к постановлению Государственного комитета
Республики Башкортостан по тарифам
от 8 декабря 2014 г. № 600

Тарифы на тепловую энергию (мощность) на коллекторах источника тепловой энергии, поставляемую обществом с ограниченной ответственностью «Башкирская генерирующая компания» потребителям Республики Башкортостан

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Год	Вода	Отборный пар давлением				Острый и редуцированный пар
					от 1,2 до 2,5 кг/см ²	от 2,5 до 7,0 кг/см ²	от 7,0 до 13,0 кг/см ²	свыше 13,0 кг/см ²	
1	Общество с ограниченной ответственностью «Башкирская генерирующая компания»	одноставочный, руб./Гкал	с 1 января 2015 г. по 30 июня 2015 г.	511,38	-	726,74	626,17	812,45	817,68
			с 1 июля 2015 г. по 31 декабря 2015 г.	632,07	-	898,25	773,94	981,50	1 010,65
		Население (тарифы указываются с учетом НДС) *							
		одноставочный, руб./Гкал	с 1 января 2015 г. по 30 июня 2015 г.	603,43	-	857,55	738,88	958,69	964,86
			с 1 июля 2015 г. по 31 декабря 2015 г.	745,84	-	1 059,94	913,25	1 158,17	1 192,57

* Выделяется в целях реализации пункта 6 статьи 168 Налогового кодекса Российской Федерации.

Примечание. Величина расходов на топливо, отнесенных на 1 Гкал тепловой энергии, отпускаемой в виде воды (пара) от источника (источников) тепловой энергии для общества с ограниченной ответственностью «Башкирская генерирующая компания» на 2015 г. составляет 502,51 руб./Гкал.

Рисунок 11.1 – Тарифы на тепловую энергию (мощность) на коллекторах СтТЭЦ и Н-СтТЭЦ на 2015 год

Приложение № 1
к постановлению Государственного комитета
Республики Башкортостан по тарифам
от 11 декабря 2015 г. № 595

Тарифы на тепловую энергию (мощность) на коллекторах источника тепловой энергии, поставляемую обществом с ограниченной ответственностью «Башкирская генерирующая компания» потребителям Республики Башкортостан

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Год	Вода	Отборный пар давлением				Острый и редуцированный пар
					от 1,2 до 2,5 кг/см ²	от 2,5 до 7,0 кг/см ²	от 7,0 до 13,0 кг/см ²	свыше 13,0 кг/см ²	
1	Общество с ограниченной ответственностью «Башкирская генерирующая компания»	однотарифный, руб./Гкал	с 1 января 2016 г. по 30 июня 2016 г.	632,07	-	898,25	773,94	981,50	1 010,65
			с 1 июля 2016 г. по 31 декабря 2016 г.	657,29	-	934,09	804,83	1 020,67	1 050,98
			с 1 января 2017 г. по 30 июня 2017 г.	657,29	-	934,09	804,83	1 020,67	1 050,98
			с 1 июля 2017 г. по 31 декабря 2017 г.	686,04	-	974,95	840,03	1 065,31	1 096,96
			с 1 января 2018 г. по 30 июня 2018 г.	686,04	-	974,95	840,03	1 065,31	1 096,96
			с 1 июля 2018 г. по 31 декабря 2018 г.	703,53	-	999,79	861,44	1 092,46	1 124,91
			Население (тарифы указываются с учетом НДС) *						
		однотарифный, руб./Гкал	с 1 января 2016 г. по 30 июня 2016 г.	745,84	-	1 059,94	913,25	1 158,17	1 192,57
			с 1 июля 2016 г. по 31 декабря 2016 г.	775,60	-	1 102,23	949,70	1 204,39	1 240,16
			с 1 января 2017 г. по 30 июня 2017 г.	775,60	-	1 102,23	949,70	1 204,39	1 240,16
			с 1 июля 2017 г. по 31 декабря 2017 г.	809,53	-	1 150,44	991,24	1 257,07	1 294,41
			с 1 января 2018 г. по 30 июня 2018 г.	809,53	-	1 150,44	991,24	1 257,07	1 294,41
			с 1 июля 2018 г. по 31 декабря 2018 г.	830,17	-	1 179,75	1 016,50	1 289,10	1 327,39

* Выделяется в целях реализации пункта 6 статьи 168 Налогового кодекса Российской Федерации.

Примечание. Величина расходов на топливо, отнесенных на 1 Гкал тепловой энергии, отпускаемой в виде воды (пара) от источника (источников) тепловой энергии для общества с ограниченной ответственностью «Башкирская генерирующая компания» на 2016 г. составляет 505,65 руб./Гкал, на 2017 г. – 519,25 руб./Гкал, на 2018 г. – 535,59 руб./Гкал.

Рисунок 11.2 – Тарифы на тепловую энергию (мощность) на коллекторах СтТЭЦ и Н-СтТЭЦ за период 2016 - 2018 годов

Приложение
к постановлению Государственного комитета
Республики Башкортостан по тарифам
от 2 декабря 2014 г. № 488

Тарифы на теплоноситель, поставляемый обществом с ограниченной
ответственностью «Башкирская генерирующая компания» в Республике
Башкортостан

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Год	Вид теплоносителя	
				Вода	Пар
1	Общество с ограниченной ответственностью «Башкирская генерирующая компания»	Тариф на теплоноситель, поставляемый от источников тепловой энергии с установленной мощностью 25 МВт и более в закрытых системах теплоснабжения			
		однотарифный, руб./куб. м (без НДС)	с 1 января 2015 г. по 30 июня 2015 г.	88,93	107,60
			с 1 июля 2015 г. по 31 декабря 2015 г.	95,03	114,95
		Тариф на теплоноситель, поставляемый от источников тепловой энергии с установленной мощностью 25 МВт и более в открытой системе теплоснабжения городского округа город Салават для целей горячего водоснабжения			
		однотарифный, руб./куб. м (без НДС)	с 1 января 2015 г. по 30 июня 2015 г.	14,65	-
			с 1 июля 2015 г. по 31 декабря 2015 г.	15,96	-
		Тариф на теплоноситель, поставляемый от источников тепловой энергии с установленной мощностью менее 25 МВт			
		однотарифный, руб./куб. м (без НДС)	с 1 января 2015 г. по 30 июня 2015 г.	32,89	-
			с 1 июля 2015 г. по 31 декабря 2015 г.	35,54	-

Рисунок 11.3 – Тарифы на теплоноситель от СтТЭЦ и Н-СтТЭЦ на 2015 год

Приложение № 1
к постановлению Государственного комитета
Республики Башкортостан по тарифам
от 18 декабря 2015 г. № 845

Тарифы на теплоноситель, поставляемый обществом с ограниченной
ответственностью «Башкирская генерирующая компания» потребителям
Республики Башкортостан

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Год	Вид теплоносителя	
				Вода	Пар
1	Общество с ограниченной ответственностью «Башкирская генерирующая компания»	Тариф на теплоноситель, поставляемый потребителям от источников тепловой энергии с установленной мощностью 25 МВт и более в закрытых системах теплоснабжения			
		одноставочный, руб./куб. м	с 1 января 2016 г. по 30 июня 2016 г.	95,03	114,95
			с 1 июля 2016 г. по 31 декабря 2016 г.	98,74	117,37
			с 1 января 2017 г. по 30 июня 2017 г.	98,74	117,37
			с 1 июля 2017 г. по 31 декабря 2017 г.	106,07	126,07
			с 1 января 2018 г. по 30 июня 2018 г.	106,07	126,07
			с 1 июля 2018 г. по 31 декабря 2018 г.	111,85	132,95
		Население (тарифы указываются с учетом НДС)*			
		одноставочный, руб./куб. м	с 1 января 2016 г. по 30 июня 2016 г.	112,14	135,54
			с 1 июля 2016 г. по 31 декабря 2016 г.	116,51	138,50
			с 1 января 2017 г. по 30 июня 2017 г.	116,51	138,50
			с 1 июля 2017 г. по 31 декабря 2017 г.	125,16	148,76
			с 1 января 2018 г. по 30 июня 2018 г.	125,16	148,76
			с 1 июля 2018 г. по 31 декабря 2018 г.	131,98	156,88

* Выделяется в целях реализации пункта 6 статьи 168 Налогового кодекса Российской Федерации.

* Выделяется в целях реализации пункта 6 статьи 168 Налогового кодекса Российской Федерации.

Рисунок 11.4 – Тарифы на теплоноситель от СтТЭЦ и Н-СтТЭЦ на период 2016 - 2018 годов

На рисунке 11.5 представлена динамика значений среднегодовых тарифов на тепловую энергию в горячей воде на коллекторах СтТЭЦ и Н-СтТЭЦ за период с 2014 по 2018 годы

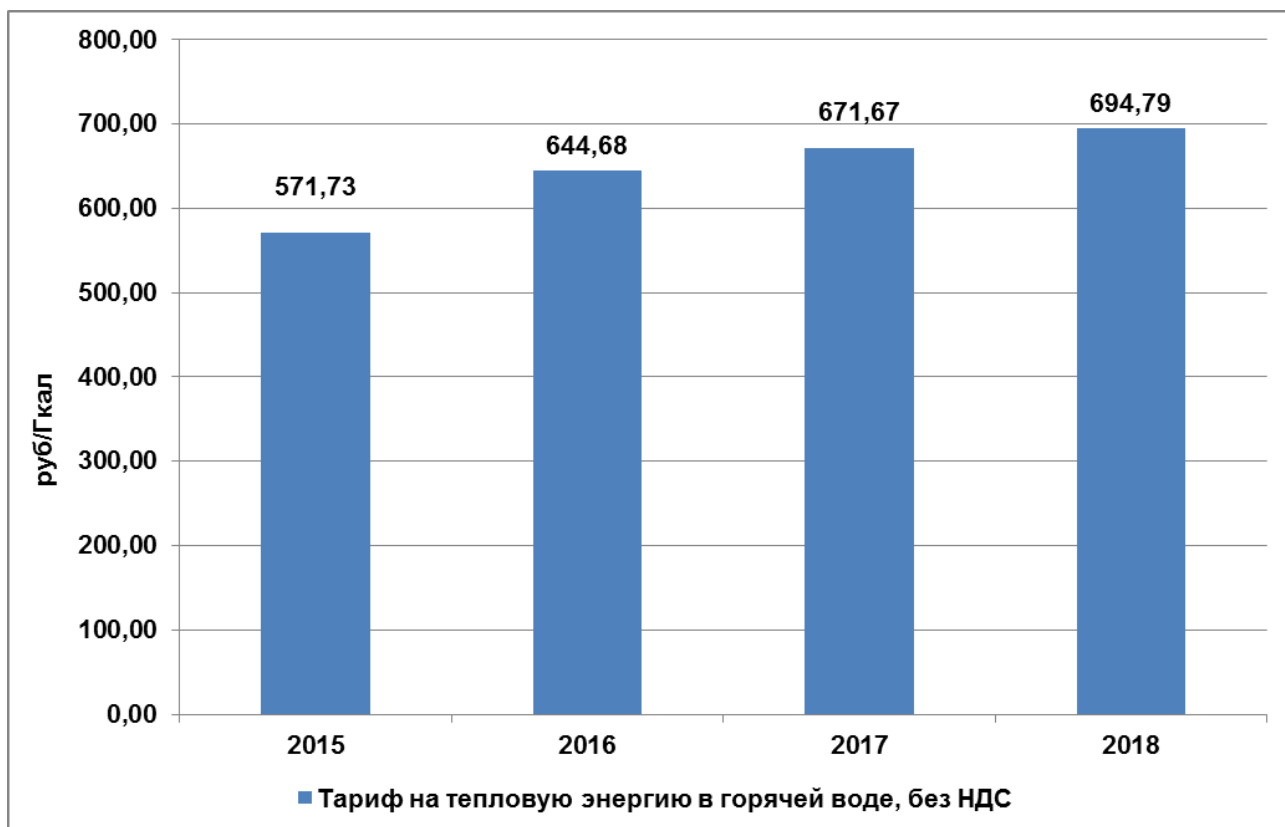


Рисунок 11.5 – Динамика значений среднегодовых тарифов на тепловую энергию в горячей воде на коллекторах СтТЭЦ и Н-СтТЭЦ за период с 2014 по 2018 годы

На рисунках 11.6 ÷ 11.9 представлены тарифы ООО «БашРТС» на тепловую энергию, теплоноситель и горячую воду за 2016 ÷ 2018 гг. для потребителей города Стерлитамак, установленные Государственным комитетом Республики Башкортостан по тарифам.

Приложение № 4
к постановлению Государственного комитета
Республики Башкортостан по тарифам
от 19 декабря 2017 г. № 780

«Приложение № 4
к постановлению Государственного комитета
Республики Башкортостан по тарифам
от 18 декабря 2015 г. № 862

Тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую обществом
с ограниченной ответственностью «Башкирские распределительные тепловые
сети» потребителям городского округа город Стерлитамак
Республики Башкортостан

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Год	Вода	Отборный пар давлением				Острый и редуциро- ванный пар
					от 1,2 до 2,5 кг/см ²	от 2,5 до 7,0 кг/см ²	от 7,0 до 13,0 кг/см ²	свыше 13,0 кг/см ²	
1	Общество с ограниченной ответственностью «Башкирские распределительные тепловые сети»	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения							
		одноставочный, руб./Гкал	с 1 января 2016 г. по 30 июня 2016 г.	1 237,73	-	-	-	-	-
			с 1 июля 2016 г. по 31 декабря 2016 г.	1 326,97	-	-	-	-	-
			с 1 января 2017 г. по 30 июня 2017 г.	1 326,97	-	-	-	-	-
			с 1 июля 2017 г. по 31 декабря 2017 г.	1 380,05	-	-	-	-	-
			с 1 января 2018 г. по 30 июня 2018 г.	1 380,05	-	-	-	-	-
			с 1 июля 2018 г. по 31 декабря 2018 г.	1 444,50	-	-	-	-	-
		Население (тарифы указываются с учетом НДС) *							
		одноставочный, руб./Гкал	с 1 января 2016 г. по 30 июня 2016 г.	1 460,52	-	-	-	-	-
			с 1 июля 2016 г. по 31 декабря 2016 г.	1 565,82	-	-	-	-	-
			с 1 января 2017 г. по 30 июня 2017 г.	1 565,82	-	-	-	-	-
			с 1 июля 2017 г. по 31 декабря 2017 г.	1 628,46	-	-	-	-	-
			с 1 января 2018 г. по 30 июня 2018 г.	1 628,46	-	-	-	-	-
			с 1 июля 2018 г. по 31 декабря 2018 г.	1 704,51	-	-	-	-	-
* Выделяется в целях реализации пункта 6 статьи 168 Налогового кодекса Российской Федерации.									

».

Рисунок 11.6 – Тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую ООО «БашРТС» потребителям города
Стерлитамак за период 2016 - 2018 годов

Приложение
к постановлению Государственного комитета
Республики Башкортостан по тарифам
от 19 декабря 2017 г. № 787

«Приложение № 1
к постановлению Государственного комитета
Республики Башкортостан по тарифам
от 18 декабря 2015 г. № 922

Тарифы на теплоноситель, поставляемый обществом
с ограниченной ответственностью «Башкирские распределительные тепловые
сети» в Республике Башкортостан

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Год	Вид теплоносителя	
				Вода	Пар
1	Общество с ограниченной ответственностью «Башкирские распределительные тепловые сети»	Тариф на теплоноситель, поставляемый потребителям в закрытых системах теплоснабжения			
		одноставочный, руб./куб. м (без НДС)	с 1 января 2016 г. по 30 июня 2016 г.	88,28	114,95
			с 1 июля 2016 г. по 31 декабря 2016 г.	94,23	117,37
			с 1 января 2017 г. по 30 июня 2017 г.	94,23	117,37
			с 1 июля 2017 г. по 31 декабря 2017 г.	97,13	122,07
			с 1 января 2018 г. по 30 июня 2018 г.	97,13	122,07
			с 1 июля 2018 г. по 31 декабря 2018 г.	101,02	126,68
			Тариф на теплоноситель, поставляемый потребителям городского округа город Салават в открытой системе теплоснабжения для целей горячего водоснабжения		
		одноставочный, руб./куб. м (без НДС)	с 1 января 2016 г. по 30 июня 2016 г.	15,96	-
			с 1 июля 2016 г. по 31 декабря 2016 г.	17,24	-
			с 1 января 2017 г. по 30 июня 2017 г.	17,24	-
			с 1 июля 2017 г. по 31 декабря 2017 г.	17,93	-
			с 1 января 2018 г. по 30 июня 2018 г.	17,93	-
			с 1 июля 2018 г. по 31 декабря 2018 г.	18,99	-
		Тариф на теплоноситель, поставляемый потребителям городского округа город Сибай в открытой системе теплоснабжения для целей горячего водоснабжения			
		одноставочный, руб./куб. м (без НДС)	с 1 января 2016 г. по 30 июня 2016 г.	35,54	-
			с 1 июля 2016 г. по 31 декабря 2016 г.	37,82	-
			с 1 января 2017 г. по 30 июня 2017 г.	37,82	-
			с 1 июля 2017 г. по 31 декабря 2017 г.	39,33	-
			с 1 января 2018 г. по 30 июня 2018 г.	39,33	-
			с 1 июля 2018 г. по 31 декабря 2018 г.	41,65	-

Рисунок 11.7 – Тарифы на теплоноситель, поставляемый ООО «БашПТС» за период 2016 - 2018 годов

Приложение
к постановлению Государственного комитета
Республики Башкортостан по тарифам
от 20 декабря 2017 г. № 840

Тарифы на горячую воду (горячее водоснабжение),
поставляемую обществом с ограниченной ответственностью
«Башкирские распределительные тепловые сети» потребителям городского
округа город Стерлитамак Республики Башкортостан с использованием
закрытой системы горячего водоснабжения

Потребители	Период действия тарифов	Компонент на холодную воду	Компонент на тепловую энергию
		руб./куб. м	руб./Гкал
Население (с НДС)*	с момента вступления в силу по 31 декабря 2017г.	16,66	1 628,46
	с 1 января 2018 г. по 30 июня 2018 г.	16,66	1 628,46
	с 1 июля 2018 г. по 31 декабря 2018 г.	17,74	1 704,51
Потребители всех тарифных групп, за исключением потребителей группы «население» (без НДС)	с момента вступления в силу по 31 декабря 2017г.	14,12	1 380,05
	с 1 января 2018 г. по 30 июня 2018 г.	14,12	1 380,05
	с 1 июля 2018 г. по 31 декабря 2018 г.	15,03	1 444,50
* Выделяется в целях реализации пункта 6 статьи 168 Налогового кодекса Российской Федерации.			

Рисунок 11.8 – Тарифы на горячую воду, поставляемую ООО «БашРТС» потребителям города Стерлитамак за период 2017 - 2018 годов

Приложение № 2
к постановлению Государственного комитета
Республики Башкортостан по тарифам
от 19 декабря 2017 г. № 788

«Приложение № 2
к постановлению Государственного комитета
Республики Башкортостан по тарифам
от 11 марта 2016 г. № 38

Тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую обществом с ограниченной ответственностью «Башкирские распределительные тепловые сети» теплоснабжающим, теплосетевым организациям, приобретающим тепловую энергию с целью компенсации потерь тепловой энергии в городском округе город Стерлитамак Республики Башкортостан

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Год	Вода	Отборный пар давлением				Острый и редуцированный пар
					от 1,2 до 2,5 кг/см ²	от 2,5 до 7,0 кг/см ²	от 7,0 до 13,0 кг/см ²	свыше 13,0 кг/см ²	
1	Общество с ограниченной ответственностью «Башкирские распределительные тепловые сети»	одноставочный, руб./Гкал	с момента вступления в силу по 30 июня 2016 г.	716,27	-	-	-	-	-
			с 1 июля 2016 г. по 31 декабря 2016 г.	744,05	-	-	-	-	-
			с 1 января 2017 г. по 30 июня 2017 г.	749,10	-	-	-	-	-
			с 1 июля 2017 г. по 31 декабря 2017 г.	776,89	-	-	-	-	-
			с 1 января 2018 г. по 30 июня 2018 г.	770,32	-	-	-	-	-
			с 1 июля 2018 г. по 31 декабря 2018 г.	805,62	-	-	-	-	-

».

Рисунок 11.9 – Тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую ООО «БашРТС» теплоснабжающим, теплосетевым организациям, приобретающим тепловую энергию с целью компенсации потерь тепловой энергии в г. Стерлитамак за период 2016 ÷ 2018 годы

На рисунке 1.10 представлена динамика среднегодовых значений тарифов на тепловую энергию в горячей воде, поставляемую ООО «БашРТС» потребителям города Стерлитамак за период с 2016 по 2018 годы.

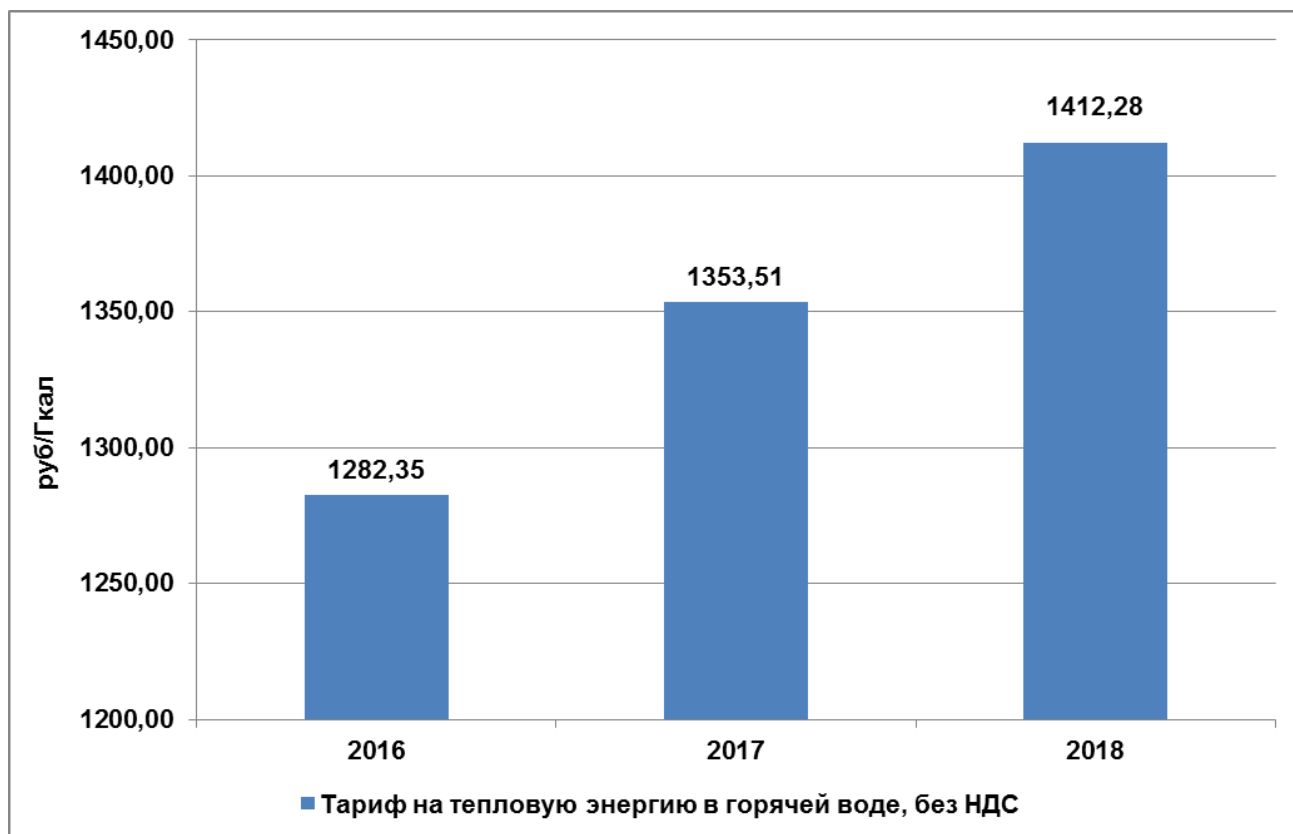


Рисунок 11.10 – Динамика среднегодовых значений тарифов на тепловую энергию в горячей воде, поставляемую ООО «БашРТС» потребителям города Стерлитамак за период с 2016 по 2018 годы

На рисунках 11.11 ÷ 11.14 представлены тарифы АО «СРТС» на тепловую энергию, передачу тепловой энергии, теплоноситель и горячую воду за 2016 ÷ 2018 гг. для потребителей города Стерлитамак, установленные Государственным комитетом Республики Башкортостан по тарифам.

Приложение
к постановлению Государственного комитета
Республики Башкортостан по тарифам
от «14» декабря 2017 г. № 647

Тарифы на тепловую энергию (мощность) на коллекторах источников тепловой энергии акционерного общества «Стерлитамакские распределительные тепловые сети», поставляемую потребителям городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Год	Вода	Отборный пар давлением				Острый и редуцированный пар
					от 1,2 до 2,5 кг/см ²	от 2,5 до 7,0 кг/см ²	от 7,0 до 13,0 кг/см ²	свыше 13,0 кг/см ²	
	Акционерное общество «Стерлитамакские распределительные тепловые сети»	одноставочный, руб/Гкал	с момента вступления в силу по 31 декабря 2017 г.	1043,15	-	1065,94	-	-	-
			с 1 января 2018 г. по 30 июня 2018 г.	1043,15	-	1065,94	-	-	-
			с 1 июля 2018 г. по 31 декабря 2018 г.	1048,01	-	1070,91	-	-	-
		одноставочный, руб/Гкал	Население (НДС не предусмотрен) *						
			с момента вступления в силу по 31 декабря 2017 г.	1 230,92	-	-	-	-	-
			с 1 января 2018 г. по 30 июня 2018 г.	1 230,92	-	-	-	-	-
			с 1 июля 2018 г. по 31 декабря 2018 г.	1 236,65	-	-	-	-	-

* Выделяется в целях реализации пункта 6 статьи 168 Налогового кодекса Российской Федерации.

Примечание. Величина расходов на топливо, отнесенных на 1 Гкал тепловой энергии, отпускаемой в виде воды (пара) от источника (источников) тепловой энергии для акционерного общества «Стерлитамакские распределительные тепловые сети» на 2017 г. составляет 811,66 руб./Гкал, на 2018 г. – 811,66 руб./Гкал.

Рисунок 11.11 – Тарифы на тепловую энергию (мощность), на коллекторах источников АО «СРТС», поставляемую потребителям города Стерлитамак за период 2017 ÷ 2018 годы

Приложение
к постановлению Государственного комитета
Республики Башкортостан по тарифам
от «14» декабря 2017 года № 648

Тарифы на теплоноситель, поставляемый акционерным обществом
«Стерлитамакские распределительные тепловые сети» потребителям
городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Год	Вид теплоносителя	
				Вода	Пар
1	Акционерное общество «Стерлитамакские распределительные тепловые сети»	Тариф на теплоноситель, поставляемый потребителям			
		одноставочный, руб. / куб.м	с момента вступления в силу по 31 декабря 2017 г.	118,36	
			1 января 2018 г. по 30 июня 2018 г.	118,36	
			с 1 июля 2018 г. по 31 декабря 2018 г	120,65	
		Население (тарифы указываются с учетом НДС)*			
		одноставочный, руб. / куб.м	с момента вступления в силу по 31 декабря 2017 г.	139,66	-
			1 января 2018 г. по 30 июня 2018 г.	139,66	-
			с 1 июля 2018 г. по 31 декабря 2018 г.	142,37	-

*Выделяется в целях реализации пункта 6 статьи 168 Налогового кодекса Российской Федерации.

Рисунок 11.12 – Тарифы на теплоноситель, поставляемый АО «СРТС» потребителям города Стерлитамак за
период 2017 ÷ 2018 годы

Приложение
к постановлению Государственного комитета
Республики Башкортостан по тарифам
от 20 декабря 2016 г. № 838

«Приложение
к постановлению Государственного комитета
Республики Башкортостан по тарифам
от 18 декабря 2015 г. № 855

Тарифы на горячую воду (горячее водоснабжение), поставляемую обществом
с ограниченной ответственностью «Стерлитамакские Тепловые сети»
потребителям городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан
с использованием закрытой системы горячего водоснабжения

Потребители	Период действия тарифов	Компонент на холодную воду	Компонент на тепловую энергию
		руб./куб. м	руб./Гкал
Население (с НДС)*	с 1 января 2016 г. по 30 июня 2016 г.	14,28	1 460,52
	с 1 июля 2016 г. по 31 декабря 2016 г.	15,00	1 518,94
	с 1 января 2017 г. по 30 июня 2017 г.	15,00	1 518,94
	с 1 июля 2017 г. по 31 декабря 2017 г.	16,66	1 628,46
	с 1 января 2018 г. по 30 июня 2018 г.	16,66	1 628,46
	с 1 июля 2018 г. по 31 декабря 2018 г.	19,36	1 752,48
Потребители всех тарифных групп, за исключением потребителей группы «население» (без НДС)	с 1 января 2016 г. по 30 июня 2016 г.	12,10	1 237,73
	с 1 июля 2016 г. по 31 декабря 2016 г.	12,71	1 287,24
	с 1 января 2017 г. по 30 июня 2017 г.	12,71	1 287,24
	с 1 июля 2017 г. по 31 декабря 2017 г.	14,12	1 380,05
	с 1 января 2018 г. по 30 июня 2018 г.	14,12	1 380,05
	с 1 июля 2018 г. по 31 декабря 2018 г.	16,41	1 485,15
* Выделяется в целях реализации пункта 6 статьи 168 Налогового кодекса Российской Федерации.			

Рисунок 11.13 – Тарифы на горячую воду, поставляемую ООО «СТС»¹⁰ потребителям города Стерлитамак за
период 2016 ÷ 2018 годы

¹⁰ Для анализа динамики тарифа в зоне ответственности АО «СРТС»

Приложение
к постановлению Государственного комитета
Республики Башкортостан по тарифам
от «14» декабря 2017 г. № 649

Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии, оказываемые акционерным обществом «Стерлитамакские распределительные тепловые сети» потребителям городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Год	Вода	Отборный пар давлением				Острый и редуцированный пар
					от 1,2 до 2,5 кг/см ²	от 2,5 до 7,0 кг/см ²	от 7,0 до 13,0 кг/см ²	свыше 13,0 кг/см ²	
1	Акционерное общество «Стерлитамакские распределительные тепловые сети»	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения							
		одноставочный, руб/Гкал	с момента вступления в силу по 31 декабря 2017 г.	394,07	-	-	-	-	-
			с 1 января 2018 г. по 30 июня 2018 г.	394,07	-	-	-	-	-
			с 1 июля 2018 г. по 31 декабря 2018 г.	402,46	-	-	-	-	-

Рисунок 11.14 – Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии, оказываемые АО «СРТС» потребителям города Стерлитамак за период 2016 ÷ 2018 годов

На рисунке 1.15 представлена динамика среднегодовых значений тарифов на тепловую энергию в горячей воде, поставляемую с коллекторов теплоисточников АО «СРТС» потребителям города Стерлитамак за период с 2016 по 2018 годы.

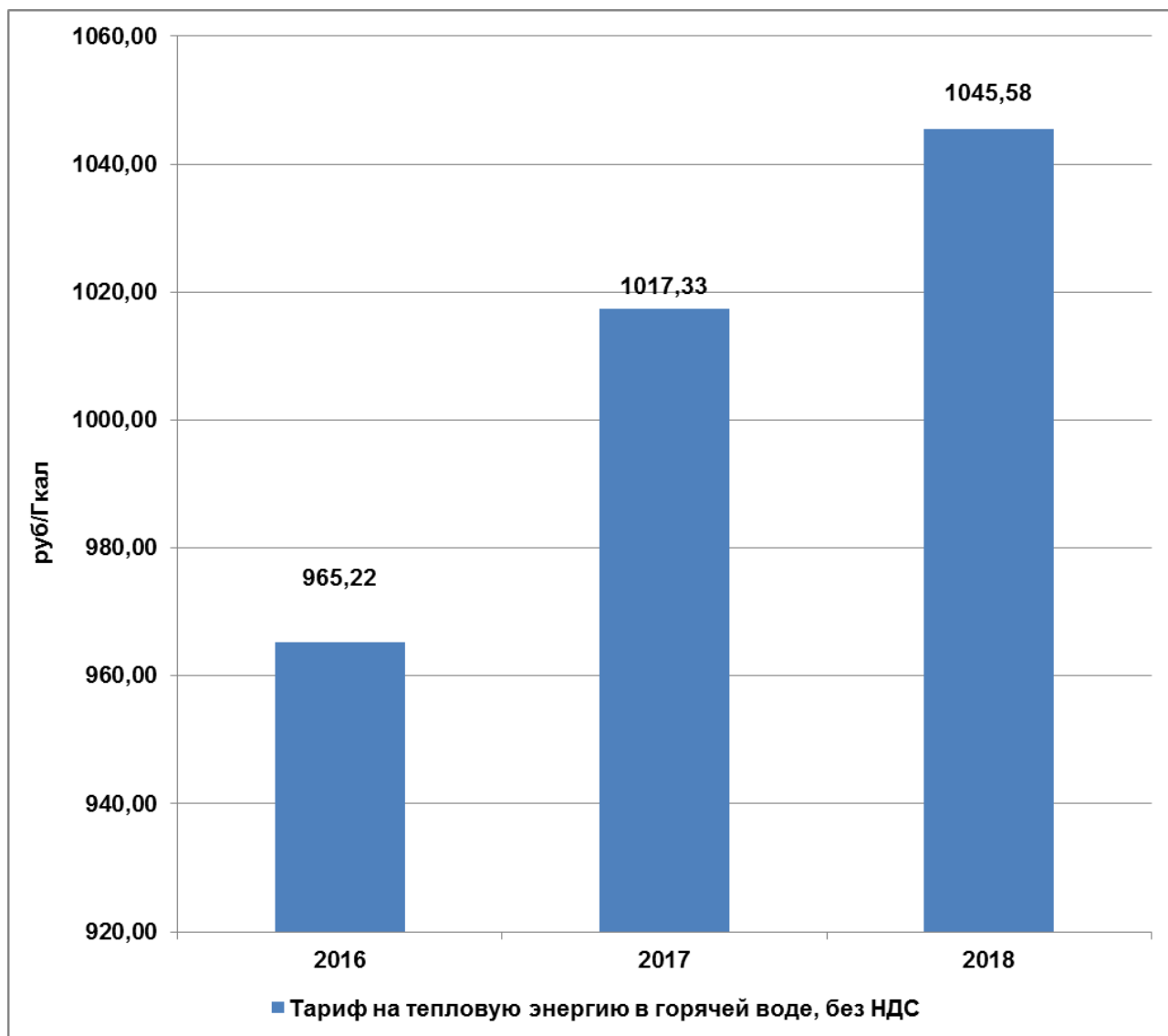


Рисунок 11.15 – Динамика среднегодовых значений тарифов на тепловую энергию (мощность), поставляемую с коллекторов теплоисточников АО «СРТС» потребителям города Стерлитамак за период с 2016 по 2018 годы

На рисунках 11.16 и 11.17 представлены тарифы ООО «ПСК» на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям поселка Шах-Тау городского округа города Стерлитамак за период 2016 ÷ 2018 годы, установленные Государственным комитетом Республики Башкортостан по тарифам.

Приложение
к постановлению Государственного комитета
Республики Башкортостан по тарифам
от 20 декабря 2016 г. № 825

«Приложение № 1
к постановлению Государственного комитета
Республики Башкортостан по тарифам
от 15 декабря 2015 г. № 683

Тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую обществом с ограниченной ответственностью «Стерлитамакские Тепловые сети» потребителям поселка Шах-Тау городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Год	Вола	Отборный пар давлением				Острый и редуциро- ванный пар
					от 1,2 до 2,5 кг/см ²	от 2,5 до 7,0 кг/см ²	от 7,0 до 13,0 кг/см ²	свыше 13,0 кг/см ²	
1	Общество с ограниченной ответственностью «Стерлитамакские Тепловые сети»	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения							
		однотарифный, руб./Гкал	с 1 января 2016 г. по 30 июня 2016 г.	1 030,09	-	-	-	-	-
			с 1 июля 2016 г. по 31 декабря 2016 г.	1 079,21	-	-	-	-	-
			с 1 января 2017 г. по 30 июня 2017 г.	1 079,21	-	-	-	-	-
			с 1 июля 2017 г. по 31 декабря 2017 г.	1 096,00	-	-	-	-	-
			с 1 января 2018 г. по 30 июня 2018 г.	1 096,00	-	-	-	-	-
			с 1 июля 2018 г. по 31 декабря 2018 г.	1 151,72	-	-	-	-	-
		Население (тарифы указываются с учетом НДС) *							
		однотарифный, руб./Гкал	с 1 января 2016 г. по 30 июня 2016 г.	1 215,51	-	-	-	-	-
			с 1 июля 2016 г. по 31 декабря 2016 г.	1 273,47	-	-	-	-	-
			с 1 января 2017 г. по 30 июня 2017 г.	1 273,47	-	-	-	-	-
			с 1 июля 2017 г. по 31 декабря 2017 г.	1 293,28	-	-	-	-	-
			с 1 января 2018 г. по 30 июня 2018 г.	1 293,28	-	-	-	-	-
			с 1 июля 2018 г. по 31 декабря 2018 г.	1 359,03	-	-	-	-	-

* Выделяется в целях реализации пункта 6 статьи 168 Налогового кодекса Российской Федерации.

* Выделяется в целях реализации пункта 6 статьи 168 Налогового кодекса Российской Федерации.

Рисунок 11.16 – Тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую ООО «СТС»¹¹ потребителям поселка Шах-Тау городского округа города Стерлитамак за период 2016 - 2018 годов

¹¹ Для анализа динамики тарифа в зоне ответственности ООО «ПСК»

Приложение
к постановлению Государственного
комитета Республики Башкортостан по
тарифам от «12» февраля 2018 г. № 17

Тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую
обществом с ограниченной ответственностью «Первая сетевая компания»
потребителям поселка Шах-Тау городского округа город Стерлитамак
Республики Башкортостан

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Год	Вода	Отборный пар давлением				Острый и редуциро- ванный пар
					от 1,2 до 2,5 кг/см ²	от 2,5 до 7,0 кг/см ²	от 7,0 до 13,0 кг/см ²	свыше 13,0 кг/см ²	
1	Общество с ограниченной ответственностью «Первая сетевая компания»	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения							
		однотарифный, руб./Гкал	с момента вступления в силу по 30 июня 2018 г.	1096,00	-	-	-	-	-
			с 1 июля 2018 г. по 31 декабря 2018 г.	1168,00	-	-	-	-	-
		Население (тарифы указываются с учетом НДС) *							
		однотарифный, руб./Гкал	с момента вступления в силу по 30 июня 2018 г.	1293,28	-	-	-	-	-
			с 1 июля 2018 г. по 31 декабря 2018 г.	1378,24	-	-	-	-	-
* Выделяется в целях реализации пункта 6 статьи 168 Налогового кодекса Российской Федерации.									

Рисунок 11.17 – Тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую ООО «ПСК» потребителям поселка
Шах-Тау городского округа города Стерлитамак на 2018 год

На рисунке 11.17 представлена динамика тарифов на тепловую энергию (мощность), поставляемую ООО «ПСК» потребителям поселка Шах-Тау городского округа города Стерлитамак за период 2016 - 2018 годов.

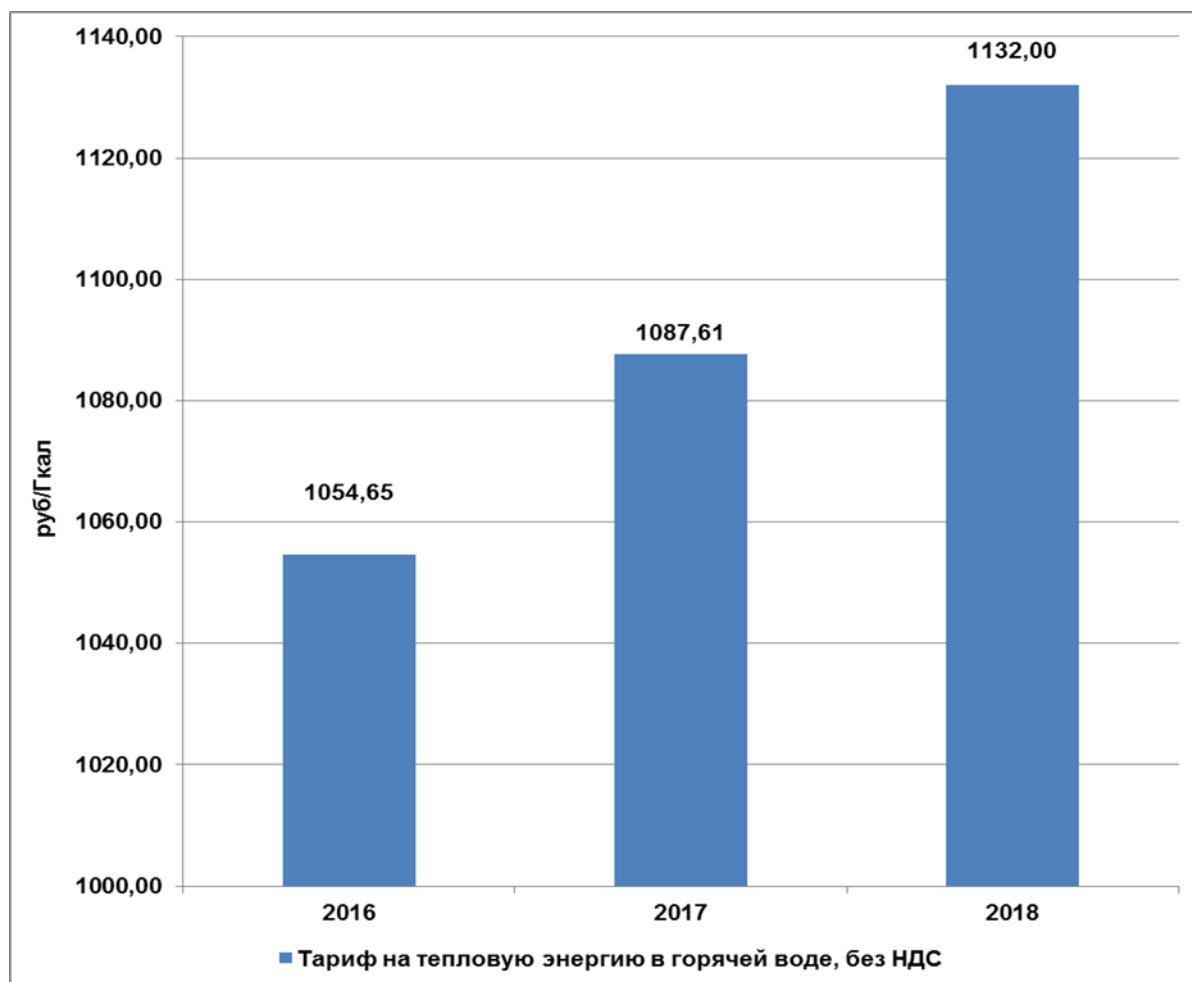


Рисунок 11.18 – Динамика тарифов на тепловую энергию (мощность), поставляемую ООО «ПСК» потребителям поселка Шах-Тау городского округа города Стерлитамак за период 2016 - 2018 годов

11.2 Структура тарифов, установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

Структура тарифов представлена в разделе 10.

11.3 Плата за подключение к системе теплоснабжения

Плата за подключение в расчёте на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки к системе теплоснабжения ООО «БашРТС», в случае если подключаемая тепловая нагрузка объекта заявителя более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч, установленная Государственным комитетом Республики Башкортостан показана на рисунке

11.19.

Приложение
к постановлению Государственного комитета
Республики Башкортостан по тарифам
от 19 декабря 2016 г. № 767

Плата за подключение к системе теплоснабжения общества с ограниченной ответственностью «Башкирские распределительные тепловые сети» в городском округе город Стерлитамак Республики Башкортостан, в случае если подключаемая тепловая нагрузка объекта заявителя более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч

тыс. руб./Гкал/ч (без НДС)		
№ п/п	Наименование	2017 год
Плата за подключение объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч, в том числе:		
1	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей	-
2	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов) от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч, в том числе:	-
2.1	Надземная (наземная) прокладка	-
2.1.1	50-250 мм	-
2.1.2	251-400 мм	-
2.1.3	401-550 мм	-
2.1.4	551-700 мм	-
2.1.5	701 мм и выше	2 515,02
2.2	Подземная прокладка, в том числе:	-
2.2.1	канальная прокладка	-
2.2.1.1	50-250 мм	2 654,61
2.2.1.2	251-400 мм	2 732,61
2.2.1.3	401-550 мм	2 821,14
2.2.1.4	551-700 мм	-
2.2.1.5	701 мм и выше	-
2.2.2	бесканальная прокладка	-
2.2.2.1	50-250 мм	-
2.2.2.2	251-400 мм	-
2.2.2.3	401-550 мм	-
2.2.2.4	551-700 мм	-
2.2.2.5	701 мм и выше	-
3	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых пунктов от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч	-
4	Налог на прибыль	0,00

Рисунок 11.19 – Тариф на подключение к системе теплоснабжения ООО «БашРТС» потребителей города Стерлитамак с заявленной нагрузкой более 0,1 Гкал/ч и не превышающей 1,5 Гкал/ч

Плата за подключение в расчёте на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки к системе теплоснабжения АО «СРТС» от источников ООО «БГК» в случае, если подключаемая тепловая нагрузка объекта заявителя более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч, установленная Государственным комитетом Республики Башкортостан, показана на рисунке 11.20.

Плата за подключение в расчёте на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки к системе теплоснабжения АО «СРТС» от источников ООО «БГК» в случае, если подключаемая тепловая нагрузка объекта заявителя более 1,5 Гкал/ч, при наличии технической возможности подключения, установленная Государственным комитетом Республики Башкортостан, показана на рисунке 11.21.

Плата за подключение в расчёте на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки к системе теплоснабжения АО «СРТС» от источников АО «СРТС» в случае, если подключаемая тепловая нагрузка объекта заявителя более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч, установленная Государственным комитетом Республики Башкортостан, показана на рисунке 11.22.

Приложение № 1
к постановлению Государственного комитета
Республики Башкортостан по тарифам
от 20 декабря 2017 г. № 837

Плата за подключение к системе теплоснабжения акционерного общества «Стерлитамакские распределительные тепловые сети» в городском округе город Стерлитамак Республики Башкортостан, в случае если подключаемая тепловая нагрузка объекта заявителя более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч (от источников общества с ограниченной ответственностью «Башкирская генерирующая компания»)

тыс. руб./Гкал/ч (без НДС)		
№ п/п	Наименование	Значение
Плата за подключение объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч, в том числе:		
1	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей	-
2	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов) от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч, в том числе:	-
2.1	Надземная (наземная) прокладка	-
2.1.1	50-250 мм	-
2.1.2	251-400 мм	-
2.1.3	401-550 мм	-
2.1.4	551-700 мм	-
2.1.5	701 мм и выше	-
2.2	Подземная прокладка, в том числе:	-
2.2.1	канальная прокладка	-
2.2.1.1	50-250 мм	3261,00
2.2.1.2	251-400 мм	3131,00
2.2.1.3	401-550 мм	-
2.2.1.4	551-700 мм	-
2.2.1.5	701 мм и выше	-
2.2.2	бесканальная прокладка	-
2.2.2.1	50-250 мм	-
2.2.2.2	251-400 мм	-
2.2.2.3	401-550 мм	-
2.2.2.4	551-700 мм	-
2.2.2.5	701 мм и выше	-
3	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых пунктов от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч	-
4	Налог на прибыль	0,00

Рисунок 11.20 – Тариф на подключение к системе теплоснабжения АО «СРТС» от теплоисточников ООО «БГК» потребителей города Стерлитамак с заявленной нагрузкой более 0,1 Гкал/ч и не превышающей 1,5 Гкал/ч

Приложение № 3
к постановлению Государственного комитета
Республики Башкортостан по тарифам
от 20 декабря 2017 г. № 837

Плата за подключение к системе теплоснабжения акционерного общества «Стерлитамакские распределительные тепловые сети» в городском округе город Стерлитамак Республики Башкортостан, в случае если подключаемая тепловая нагрузка объекта заявителя превышает 1,5 Гкал/ч (от источников общества с ограниченной ответственностью «Башкирская генерирующая компания»)

тыс. руб./Гкал/ч (без НДС)		
№ п/п	Наименование	Значение
Плата за подключение объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых превышает 1,5 Гкал/ч, в том числе:		
1	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей	-
2	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов) от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых превышает 1,5 Гкал/ч, в том числе:	-
2.1	Надземная (наземная) прокладка	-
2.1.1	50-250 мм	-
2.1.2	251-400 мм	-
2.1.3	401-550 мм	-
2.1.4	551-700 мм	-
2.1.5	701 мм и выше	-
2.2	Подземная прокладка, в том числе:	-
2.2.1	канальная прокладка	-
2.2.1.1	50-250 мм	3113,00
2.2.1.2	251-400 мм	3039,00
2.2.1.3	401-550 мм	-
2.2.1.4	551-700 мм	-
2.2.1.5	701 мм и выше	-
2.2.2	бесканальная прокладка	-
2.2.2.1	50-250 мм	-
2.2.2.2	251-400 мм	-
2.2.2.3	401-550 мм	-
2.2.2.4	551-700 мм	-
2.2.2.5	701 мм и выше	-
3	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых пунктов от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч	-
4	Налог на прибыль	0,00

Рисунок 11.21 – Тариф на подключение к системе теплоснабжения АО «СРТС» от теплоисточников ООО «БГК» потребителей города Стерлитамак с заявленной нагрузкой более 1,5 Гкал/ч

Приложение № 2

к постановлению Государственного комитета
Республики Башкортостан по тарифам
от 20 декабря 2017 г. № 837

Плата за подключение к системе теплоснабжения акционерного общества
«Стерлитамакские распределительные тепловые сети» в городском округе город
Стерлитамак Республики Башкортостан, в случае если подключаемая тепловая
нагрузка объекта заявителя более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч
(от источников акционерного общества «Стерлитамакские распределительные
тепловые сети»)

тыс. руб./Гкал/ч (без НДС)		
№ п/п	Наименование	Значение
Плата за подключение объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч, в том числе:		
1	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей	-
2	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов) от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч, в том числе:	-
2.1	Надземная (наземная) прокладка	-
2.1.1	50-250 мм	-
2.1.2	251-400 мм	-
2.1.3	401-550 мм	-
2.1.4	551-700 мм	-
2.1.5	701 мм и выше	-
2.2	Подземная прокладка, в том числе:	-
2.2.1	канальная прокладка	-
2.2.1.1	50-250 мм	7136,00
2.2.1.2	251-400 мм	-
2.2.1.3	401-550 мм	-
2.2.1.4	551-700 мм	-
2.2.1.5	701 мм и выше	-
2.2.2	бесканальная прокладка	-
2.2.2.1	50-250 мм	-
2.2.2.2	251-400 мм	-
2.2.2.3	401-550 мм	-
2.2.2.4	551-700 мм	-
2.2.2.5	701 мм и выше	-
3	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых пунктов от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч	-
4	Налог на прибыль	0,00

Рисунок 11.22 – Тариф на подключение к системе теплоснабжения АО «СРТС» от теплоисточников АО «СРТС» потребителей города Стерлитамак с заявленной нагрузкой более 0,1 Гкал/ч и не превышающей 1,5 Гкал/ч

11.4 Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности на территории городского округа город Стерлитамак не установлена.

12 ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ

12.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения

Анализ фактических температур сетевой воды, выполненный на основании суточных ведомостей приборов учета источников тепловой энергии, показывает, что на всех тепловых выводах СтТЭЦ, Н-СтТЭЦ и КЦ-7 фактическая температура воды в подающем трубопроводе практически соответствует температурному графику (расчетные значения) до верхней температурной срезки. Но верхняя температурная срезка наблюдается при температуре теплоносителя в подающем трубопроводе 115 °С, при температуре наружного воздуха ниже минус 15 °С. При температурах наружного воздуха ниже минус 15 °С температура в подающем трубопроводе становится ниже расчетной.

Ряд потребителей города Стерлитамак обеспечивается горячим водоснабжением по однотрубным, без циркуляционных трубопроводов, тепловым сетям горячего водоснабжения. Функционирование систем горячего водоснабжения в сложившихся условиях приводит к снижению качества горячего водоснабжения и дополнительному сверхрасчетному расходу воды.

На некоторых участках тепловых сетей БашРТС-Стерлитамак города Стерлитамак присутствуют повышенные гидравлические потери и недостаточные напоры у конечных потребителей, что отрицательно влияет на качество теплоснабжения данных потребителей.

12.2 Описание существующих проблем организации надёжного и безопасного теплоснабжения

Суммарная установленная мощность котлоагрегатов малых котельных АО «СРТС» со сроком службы более 20 лет составляет 16,05 Гкал/ч (71,3 % от общей установленной мощности котельных).

284 Гкал/ч, или 73,3 % установленной тепловой мощности котельной котельного цеха №7 (КЦ-7) ООО «БашРТС» имеют срок службы 25 лет и более.

На ряде тепловых пунктов АО «СРТС» оборудование морально и физически устарело, вследствие чего требуется их реконструкция.

Тепловые сети АО «СРТС» и ООО «БашРТС» имеют высокий срок эксплуатации.

32,2 % от суммарной протяженности трубопроводов, или 31,1 км в однострубно́м исчислении (35,3% по материальной характеристике) тепловых сетей АО «БашРТС» систем централизованного теплоснабжения города Стерлитамак имеют срок службы 27 лет и более. При этом протяженность трубопроводов, введенных в эксплуатацию с 2004 года, составляет всего 49,5 % от суммарной протяженности.

60,8 % от суммарной протяженности трубопроводов, или 293,83 км в однострубно́м исчислении магистральных тепловых сетей АО «БТСК» имеют срок службы более 27 лет. При этом протяженность магистральных трубопроводов, введенных в эксплуатацию с 2004 года, составляет всего 11,2 % от суммарной протяженности.

78 % от суммарной протяженности трубопроводов тепловых сетей, или 410 км в однострубно́м исчислении (76,2 % по материальной характеристике) трубопроводов тепловых сетей АО «СРТС» имеют срок службы 27 лет и более. В том числе:

- 15,4 км магистральных тепловых сетей в однострубно́м исчислении с материальной характеристикой 8,9 тыс. м²;
- 394,6 км квартальных тепловых сетей в однострубно́м исчислении с материальной характеристикой 68,9 тыс. м².

При этом протяженность трубопроводов тепловых сетей АО «СРТС», введенных в эксплуатацию с 2004 года, составляет всего 6 % от суммарной протяженности.

Значение средневзвешенной ВБР как показателя надежности тепловых сетей в зоне действия СтТЭЦ и Н-СтТЭЦ для наиболее удаленных потребителей тепла составляет около 0,44 и 0,53, что значительно ниже их нормативного значения ВБР (равного 0,9). Значение средневзвешенной ВБР в зоне действия КЦ-7, для наиболее удаленных потребителей тепла, составляет около 0,85, что несколько ниже их нормативного значения.

Также значение средневзвешенной ВБР в зоне действия малых котельных АО «СРТС» для наиболее удаленных потребителей тепла составляет около 0,65, что также ниже их нормативного значения.

Таким образом, состояние тепловых сетей города Стерлитамак на начало 2018 года с точки зрения обеспечения надежности их безотказной работы в целом неудовлетворительное, так как средневзвешенная величина ВБР тепловых сетей для наиболее удаленных абонентов составляет около 0,55.

Завышены диаметры некоторых участков магистральных тепловых сетей, что приводит к завышенным тепловым потерям при транспорте тепловой энергии и как следствие к снижению качества теплоснабжения или повышению эксплуатационных затрат.

При выходе из строя самого мощного котлоагрегата на малой котельной МК-2 оставшейся тепловой мощности не достаточно для обеспечения нормативного объема отпуска тепла при аварийных ситуациях.

12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

На расчетный период схемы теплоснабжения города, на Ново-Стерлитамакской ТЭЦ недостаточно располагаемой тепловой мощности для обеспечения планируемой перспективной тепловой нагрузки, что требует перераспределения тепловой нагрузки между Н-СтТЭЦ и СтТЭЦ.

При условии перераспределения тепловой нагрузки между Н-СтТЭЦ и СтТЭЦ на всех источниках тепла города Стерлитамак будет достаточно располагаемой тепловой мощности для обеспечения планируемой перспективной тепловой нагрузки.

На некоторых участках тепловых сетей БашРТС-Стерлитамак города Стерлитамак присутствуют повышенные гидравлические потери и недостаточные напоры у конечных потребителей.

12.4 Описание существующих проблем надёжного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

Проблем надёжного и эффективного снабжения топливом теплоисточников си-

стем централизованного теплоснабжения города Стерлитамак не наблюдается.

12.5 Описание существующих организационных проблем

В связи с тем, что по балансовой принадлежности тепловые сети систем централизованного теплоснабжения города Стерлитамак относятся к двум различным организациям, то при подключении новых потребителей возникает конфликт интересов между ООО «БашРТС» и АО «СРТС» по плате за подключения, так как при подключении нового потребителя к тепловым сетям АО «СРТС» возможно возникновение затрат по реконструкции тепловых сетей ООО «БашРТС».

13 БАЗОВЫЕ ЦЕЛЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

13.1 Базовые целевые показатели функционирования источников с комбинированной выработкой тепла и электроэнергии ООО «БГК» города Стерлитамак

Базовые целевые показатели работы источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии представлены в таблицах 13.1 и 13.2.

Таблица 13.1 – Базовые целевые показатели эффективности производства и отпуска тепловой и электрической энергии СтТЭЦ

№ п.п.	Показатель	Ед. изм.	2016
1.	Установленная электрическая мощность турбоагрегатов ТЭЦ	МВт	320
2.	Установленная тепловая мощность ТЭЦ, в т.ч.	Гкал/ч	1 539
2.1.	Теплофикационных отборов паровых турбин	Гкал/ч	814
2.2.	отопительных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	268
2.3.	производственных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	546
2.4.	турбоагрегатов с противодавлением	Гкал/ч	376
2.5.	встроенных конденсационных пучков	Гкал/ч	--
2.6.	пиковых водяных котлоагрегатов	Гкал/ч	200
2.7.	редукционных охлаждающих установок (РОУ)	Гкал/ч	525
3.	УРУТ на выработку электроэнергии	г.у.т/кВт-ч	288,88
4.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	123,84
5.	УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	г.у.т/кВт-ч	305,33
6.	УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ	кг.у.т/Гкал	132,10
7.	Проектный часовой коэффициент теплофикации	б/р	0,53
8.	Фактический часовой коэффициент теплофикации	б/р	0,39
9.	Фактический годовой коэффициент теплофикации	б/р	0,94
10.	Коэффициент использования установленной электрической мощности	%	54,7
11.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	25,7
12.	Выработка электроэнергии всего, в т.ч.	тыс. кВт*ч	1 533 197
12.1	в теплофикационном режиме	тыс. кВт*ч	1 074 374
12.2	в конденсационном режиме	тыс. кВт*ч	458 823
14	Выработка тепловой энергии, в т.ч.	тыс. Гкал	3 459 786
	пар	тыс. Гкал	2 436 179
	горячая вода	тыс. Гкал	1 023 607
14.1	Хоз.нужды станций	тыс. Гкал	216 172
	пар	тыс. Гкал	17 731
	горячая вода	тыс. Гкал	198 441
14.2	Отпуск тепловой энергии в тепловые сети	тыс. Гкал	3 243 614
	пар	тыс. Гкал	2 418 448
	горячая вода	тыс. Гкал	825 166
14.3	Реализация потребителям на коллекторе	тыс. Гкал	3 243 614
	пар	тыс. Гкал	2 418 448
	горячая вода	тыс. Гкал	825 166

Таблица 13.2 – Базовые целевые показатели эффективности производства и отпуска тепловой и электрической энергии Н-СтТЭЦ

№ п.п.	Показатель	Ед. изм.	2016
1.	Установленная электрическая мощность турбоагрегатов ТЭЦ	МВт	255
2.	Установленная тепловая мощность ТЭЦ, в т.ч.	Гкал/ч	1 511,20
2.1.	Теплофикационных отборов паровых турбин	Гкал/ч	587
2.2.	отопительных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	223
2.3.	производственных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	364
2.4.	турбоагрегатов с противодавлением	Гкал/ч	--
2.5.	встроенных конденсационных пучков	Гкал/ч	--
2.6.	пиковых водяных котлоагрегатов	Гкал/ч	300
2.7.	редукционных охлаждающих установок (РОУ)	Гкал/ч	624,20
3.	УРУТ на выработку электроэнергии	г.у.т/кВт-ч	269,13
4.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	122,10
5.	УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	г.у.т/кВт-ч	292,89
6.	УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ	кг.у.т/Гкал	129,96
7.	Проектный часовой коэффициент теплофикации	б/р	0,39
8.	Фактический часовой коэффициент теплофикации	б/р	0,40
9.	Фактический годовой коэффициент теплофикации	б/р	0,97
10.	Коэффициент использования установленной электрической мощности	%	56,42
11.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	17,15
12.	Выработка электроэнергии всего, в т.ч.	тыс. кВт*ч	1 260 298
12.1	в теплофикационном режиме	тыс. кВт*ч	767 660
12.2	в конденсационном режиме	тыс. кВт*ч	492 638
14	Выработка тепловой энергии, в т.ч.	тыс. Гкал	2 270 961
	пар	тыс. Гкал	1 094 648
	горячая вода	тыс. Гкал	1 176 313
14.1	<i>Хоз.нужды станций</i>	тыс. Гкал	137 342
	пар	тыс. Гкал	96 771
	горячая вода	тыс. Гкал	40 571
14.2	<i>Отпуск тепловой энергии в тепловые сети</i>	тыс. Гкал	2 133 619
	пар	тыс. Гкал	997 877
	горячая вода	тыс. Гкал	1 135 742
14.3	<i>Реализация потребителям на коллекторе</i>	тыс. Гкал	2 133 619
	пар	тыс. Гкал	997 877
	горячая вода	тыс. Гкал	1 135 742

13.2 Базовые целевые показатели функционирования котельной котельного цеха №7 (КЦ-7) ООО «БашРТС»

Базовые целевые показатели работы КЦ-7 представлены в таблице 13.3.

Таблица 13.3 – Базовые целевые показатели эффективности производства и отпуска тепловой энергии КЦ-7

Наименование показателя	Единица измерения	2016
Установленная тепловая мощность, в т.ч.	Гкал/ч	387,64
в горячей воде	Гкал/ч	332,75
в паре	Гкал/ч	87,64
Располагаемая тепловая мощность, в т.ч.	Гкал/ч	387,64
в горячей воде	Гкал/ч	330,20
в паре	Гкал/ч	87,64
Потери суммарной тепловой мощности	%	0,00
Потери установленной тепловой мощности в горячей воде	%	0,76
Затраты тепла на собственные нужды котельной, в т.ч.	Гкал/ч	4,62
в горячей воде	Гкал/ч	3,69
в паре	Гкал/ч	0,93
Потери в тепловых сетях, в т.ч.	Гкал/ч	22,43
в горячей воде	Гкал/ч	21,66
в паре	Гкал/ч	0,77
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	Гкал/ч	104,83
на отопление и вентиляцию	Гкал/ч	89,29
на ГВС	Гкал/ч	15,54
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	Гкал/ч	6,40
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка на коллекторах котельной, в т.ч.	Гкал/ч	89,46
в горячей воде	Гкал/ч	88,58
в паре	Гкал/ч	0,88
Резерв/дефицит тепловой мощности в горячей воде по договорной нагрузке	Гкал/ч	200,02
Резерв/дефицит тепловой мощности в горячей воде по фактической нагрузке	Гкал/ч	237,93
Средневзвешенный срок службы	лет	27
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	151,17
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	156,90
Удельный расход электроэнергии на отпущенную тепловую энергию	кВт-ч/Гкал	24,00
Нормативный удельный расход теплоносителя на отпущенную тепловую энергию	м ³ /Гкал	12,5
Удельный расход подпиточной воды на отпущенную тепловую энергию	м ³ /Гкал	0,18
Выработка тепла на котельной, в т.ч.	Гкал	253 076,00
в горячей воде	Гкал	246 633,85
в паре	Гкал	6 442,15
Затраты тепла на собственные нужды котельной, в т.ч.	Гкал	9 238,00
в горячей воде	Гкал	7 380,00
в паре	Гкал	1 858,00
Отпуск тепла в тепловые сети, в т.ч.	Гкал	243 838,00
в горячей воде	Гкал	239 253,85
в паре	Гкал	4 584,15
Потери в тепловых сетях, в т.ч.	Гкал	40 970,00
в водяных	Гкал	40 944,35
в паровых	Гкал	25,65
Потребление топлива	т у.т.	38 258,00
Потребление воды	м ³	64 310,00
Потребление электроэнергии	тыс. кВт-ч	5 852,11
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	7,45

13.3 Базовые целевые показатели функционирования систем транспорта тепла Стерлитамакского РТС

Базовые целевые показатели работы систем теплоснабжения в горячей воде подразделения БашРТС-Стерлитамак Стерлитамакский РТС (в границах эксплуатационной ответственности по состоянию на 2017 год) представлены в таблице 13.4.

Таблица 13.4 - Базовые целевые показатели эффективности передачи тепловой энергии в горячей воде в зоне ответственности Стерлитамакского РТС

№ п/п	Целевой показатель	Единица измерения	2016
1.	Отпуск тепловой энергии в тепловую сеть	Гкал	2 200 162
2.	Полезный отпуск тепловой энергии из тепловой сети	Гкал	1 950 572
3.	Потери тепловой энергии, т.ч.	Гкал	114 511
3.1	нормативные потери	Гкал	130 310
3.2	сверхнормативные потери	Гкал	-15 789
3.3	Потери через изоляционные конструкции	Гкал	79 471
3.4	Удельные потери через изоляцию(от отпуска тепловой энергии с коллекторов)	%	3,61
3.5	Потери с утечкой теплоносителя	Гкал	35 041
3.6	Удельные потери с утечками (от отпуска тепловой энергии с коллекторов)	%	1,59
3.7	Потери тепловой энергии в тепловых сетях сторонних организаций, в т.ч.	Гкал	135 078
	по сетям АО «СРТС»	Гкал	135 078
4.	Потери теплоносителя	м ³	351 145
5.	Нормативный удельный расход теплоносителя	м ³ /Гкал	12,5
5.1.	Фактический удельный расход подпиточной воды	м ³ /Гкал	0,16
6.	Удельный расход электроэнергии	кВт·ч/Гкал	27,02
7.	Фактический радиус теплоснабжения	км	Для СтТЭЦ, Н-СтТЭЦ и КЦ-7 данный параметр приводится в главе 4 данного отчета
8.	Эффективный радиус теплоснабжения	км	Для СтТЭЦ, Н-СтТЭЦ и КЦ-7 данный параметр приводится в главе 4 данного отчета
9.	Расчетная температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	°С	150
10.	Разность температур в подающей и обратной тепломагистрали при расчетной температуре наружного воздуха	°С	80
11.	Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источников тепловой энергии	Гкал/ч/км ²	35,72
12.	Удельная материальная характеристика	м ² /Гкал/ч	198,1

13.4 Базовые целевые показатели функционирования систем централизованного теплоснабжения малых котельных АО «СРТС»

Базовые целевые показатели работы систем централизованного теплоснабжения в горячей воде малых котельных АО «СРТС» (в границах эксплуатационной ответственности по состоянию на 2016 год) представлены в таблице 13.5.

Базовые целевые показатели эффективности передачи тепловой энергии в зонах действия малых котельных АО «СРТС» представлены в таблице 13.6.

Таблица 13.5 - Базовые целевые показатели эффективности отпуска и передачи тепловой энергии от малых котельных АО «СРТС»

Наименование показателя	Единица измерения	2016
МК-1, г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 151		
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	5,16
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	5,16
Потери установленной тепловой мощности	%	0,00
Затраты тепла на собственные нужды котельной	Гкал/ч	0,02
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,54
Присоединенная тепловая нагрузка на отопление	Гкал/ч	3,09
Присоединенная тепловая нагрузка на ГВС	Гкал/ч	0,30
Резерв/дефицит тепловой мощности	Гкал/ч	1,21
Средневзвешенный срок службы	лет	14
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	151,38
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	152,42
Удельный расход электроэнергии на отпущенную тепловую энергию	кВт-ч/Гкал	22,74
Нормативный удельный расход теплоносителя на отпущенную тепловую энергию	м ³ /Гкал	28,6
Затраты тепла на собственные нужды котельной	Гкал	55,00
Отпуск тепла в тепловые сети	Гкал	8 014,00
Потери в тепловых сетях	Гкал	1 052,69
Потребление топлива	т у.т.	1 221,47
Потребление воды	м ³	272
Потребление электроэнергии	тыс. кВт-ч	182,20
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	17,85
МК-2, г. Стерлитамак, ул. Комсомольская, 84		
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	10,00
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	10,00
Потери установленной тепловой мощности	%	0,00
Затраты тепла на собственные нужды котельной	Гкал/ч	0,12
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	1,61
Присоединенная тепловая нагрузка на отопление	Гкал/ч	7,34
Присоединенная тепловая нагрузка на ГВС	Гкал/ч	0,53
Резерв/дефицит тепловой мощности	Гкал/ч	0,40
Средневзвешенный срок службы	лет	36

Наименование показателя	Единица измерения	2016
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	169,08
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	171,62
Удельный расход электроэнергии на отпущенную тепловую энергию	кВт-ч/Гкал	21,84
Нормативный удельный расход теплоносителя на отпущенную тепловую энергию	м ³ /Гкал	40
Затраты тепла на собственные нужды котельной	Гкал	229,00
Отпуск тепла в тепловые сети	Гкал	15 267
Потери в тепловых сетях	Гкал	2 733,79
Потребление топлива	т у.т.	2 620,12
Потребление воды	м ³	144,00
Потребление электроэнергии	тыс. кВт-ч	332,94
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	17,69
МК-3, г. Стерлитамак, ул. Бородина, 3а (работа только летом)		
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1,29
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	1,29
Потери установленной тепловой мощности	%	0,00
Затраты тепла на собственные нужды котельной	Гкал/ч	0,00
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,04
Присоединенная тепловая нагрузка на отопление	Гкал/ч	0,00
Присоединенная тепловая нагрузка на ГВС	Гкал/ч	0,42
Резерв/дефицит тепловой мощности	Гкал/ч	0,83
Средневзвешенный срок службы	лет	14
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	153,88
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	154,73
Удельный расход электроэнергии на отпущенную тепловую энергию	кВт-ч/Гкал	25,43
Нормативный удельный расход теплоносителя на отпущенную тепловую энергию	м ³ /Гкал	66
Затраты тепла на собственные нужды котельной	Гкал	4,00
Отпуск тепла в тепловые сети	Гкал	726,00
Потери в тепловых сетях	Гкал	57,00
Потребление топлива	т у.т.	112,33
Потребление воды	м ³	11,00
Потребление электроэнергии	тыс. кВт-ч	18,46
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	6,46
МК-7, г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 54		
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1,17
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	1,17
Потери установленной тепловой мощности	%	0,00
Затраты тепла на собственные нужды котельной	Гкал/ч	0,00
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,04
Присоединенная тепловая нагрузка на отопление	Гкал/ч	0,19
Присоединенная тепловая нагрузка на ГВС	Гкал/ч	0,00
Резерв/дефицит тепловой мощности	Гкал/ч	0,94
Средневзвешенный срок службы	лет	46
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	165,18
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	166,87
Удельный расход электроэнергии на отпущенную тепловую энергию	кВт-ч/Гкал	46,24
Нормативный удельный расход теплоносителя на отпущенную тепловую энергию	м ³ /Гкал	40
Затраты тепла на собственные нужды котельной	Гкал	3,00
Отпуск тепла в тепловые сети	Гкал	294,00

Наименование показателя	Единица измерения	2016
Потери в тепловых сетях	Гкал	52,34
Потребление топлива	т у.т.	46,09
Потребление воды	м ³	113,00
Потребление электроэнергии	тыс. кВт-ч	13,59
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	2,90
МК-10, г. Стерлитамак, ул. Фучика, 1		
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1,17
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	1,17
Потери установленной тепловой мощности	%	0,00
Затраты тепла на собственные нужды котельной	Гкал/ч	0,00
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,04
Присоединенная тепловая нагрузка на отопление	Гкал/ч	0,14
Присоединенная тепловая нагрузка на ГВС	Гкал/ч	0,00
Резерв/дефицит тепловой мощности	Гкал/ч	0,99
Средневзвешенный срок службы	лет	40
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	172,58
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	173,89
Удельный расход электроэнергии на отпущенную тепловую энергию	кВт-ч/Гкал	18,01
Нормативный удельный расход теплоносителя на отпущенную тепловую энергию	м ³ /Гкал	40
Затраты тепла на собственные нужды котельной	Гкал	3,00
Отпуск тепла в тепловые сети	Гкал	395,00
Потери в тепловых сетях	Гкал	88,10
Потребление топлива	т у.т.	68,69
Потребление воды	м ³	29,00
Потребление электроэнергии	тыс. кВт-ч	7,11
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	3,88
МК-14, г. Стерлитамак, ул. Полевая, 138		
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1,76
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	1,76
Потери установленной тепловой мощности	%	0,00
Затраты тепла на собственные нужды котельной	Гкал/ч	0,01
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,36
Присоединенная тепловая нагрузка на отопление	Гкал/ч	0,92
Присоединенная тепловая нагрузка на ГВС	Гкал/ч	0,00
Резерв/дефицит тепловой мощности	Гкал/ч	0,47
Средневзвешенный срок службы	лет	36
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	163,68
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	165,12
Удельный расход электроэнергии на отпущенную тепловую энергию	кВт-ч/Гкал	20,92
Нормативный удельный расход теплоносителя на отпущенную тепловую энергию	м ³ /Гкал	40
Затраты тепла на собственные нужды котельной	Гкал	23,00
Отпуск тепла в тепловые сети	Гкал	2 614,00
Потери в тепловых сетях	Гкал	723,26
Потребление топлива	т у.т.	431,62
Потребление воды	м ³	501,00
Потребление электроэнергии	тыс. кВт-ч	54,68
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	17,10

Таблица 13.6 – Базовые целевые показатели эффективности передачи тепловой энергии в зонах действия малых котельных АО «СРТС»

№ п/п	Целевой показатель	Единица измерения	2016
1.	Отпуск тепловой энергии в тепловую сеть	Гкал	27 310
2.	Полезный отпуск тепловой энергии из тепловой сети	Гкал	22 603
3.	Потери тепловой энергии, т.ч.	Гкал	4 707
3.1	нормативные потери	Гкал	5 164
3.2	сверхнормативные потери	Гкал	-457
3.3	Потери через изоляционные конструкции	Гкал	4 532
3.4	Удельные потери через изоляцию (от отпуска тепловой энергии с коллекторов)	%	16,60
3.5	Потери с утечкой теплоносителя	Гкал	174
3.6	Удельные потери с утечками (от отпуска тепловой энергии с коллекторов)	%	0,64
4.	Потери теплоносителя	тыс. м ³	783
5.	Удельный расход теплоносителя	м ³ /Гкал	40
6.	Удельный расход электроэнергии	кВт·ч/Гкал	22,30
7.	Фактический радиус теплоснабжения	км	Для более крупных котельных данный параметр приводится в главе 4 данного отчета
8.	Эффективный радиус теплоснабжения	км	Для более крупных котельных данный параметр приводится в главе 4 данного отчета
9.	Температура теплоносителя в подающем тепловомпроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	°С	105 °С - для МК-1, для остальных котельных – 95 °С
10.	Разность температур в подающей и обратной тепломагистрали при расчетной температуре наружного воздуха	°С	35 °С - для МК-1, для остальных котельных – 25 °С
11.	Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км ²	40,07
12.	Удельная материальная характеристика	м ² /Гкал/ч	190,5

13.5 Базовые целевые показатели функционирования системы централизованного теплоснабжения малой котельной ООО «ПСК»

Базовые целевые показатели работы систем централизованного теплоснабжения малых котельных ООО «ПСК» (в границах эксплуатационной ответственности по состоянию на 2016 год) представлены в таблице 13.7.

Базовые целевые показатели эффективности передачи тепловой энергии в зонах действия малых котельных ООО «ПСК» в таблице 13.8.

Таблица 13.7 - Базовые целевые показатели эффективности отпуска и передачи тепловой энергии от малой котельной ООО «ПСК»

Наименование показателя	Единица измерения	2016
МК пос. Шах-Тау (МК-6) пос. Шах-Тау, г. Стерлитамак, ул. Уче-ническая, 27а		
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	13,00
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	13,00
Потери установленной тепловой мощности	%	0,00
Затраты тепла на собственные нужды котельной	Гкал/ч	0,05
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,68
Присоединенная тепловая нагрузка на отопление	Гкал/ч	5,70
Присоединенная тепловая нагрузка на ГВС	Гкал/ч	2,34
Резерв/дефицит тепловой мощности	Гкал/ч	4,23
Средневзвешенный срок службы	лет	5
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	155,28
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	156,34
Удельный расход электроэнергии на отпущенную тепловую энергию	кВт-ч/Гкал	36,78
Нормативный удельный расход теплоносителя на отпущенную тепловую энергию	м ³ /Гкал	22,22
Затраты тепла на собственные нужды котельной	Гкал	103,00
Отпуск тепла в тепловые сети	Гкал	15 148
Потери в тепловых сетях	Гкал	1 182
Потребление топлива	т у.т.	2 368,17
Потребление воды	м ³	1 337
Потребление электроэнергии	тыс. кВт-ч	557,20
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	13,39

Таблица 13.8 – Базовые целевые показатели эффективности передачи тепловой энергии в зоне действия малой котельной ООО «ПСК»

№ п/п	Целевой показатель	Единица измерения	2016
1.	Отпуск тепловой энергии в тепловую сеть	тыс. Гкал	15 148
2.	Полезный отпуск тепловой энергии из тепловой сети	тыс. Гкал	13 966
3.	Потери тепловой энергии, т.ч.	тыс. Гкал	1 182
3.1	нормативные потери	тыс. Гкал	2 564
3.2	сверхнормативные потери	тыс. Гкал	-1 382
3.3	Потери через изоляционные конструкции	тыс. Гкал	1 128
3.4	Удельные потери через изоляцию(от отпуска тепловой энергии с коллекторов)	%	7,45
3.5	Потери с утечкой теплоносителя	тыс. Гкал	54
3.6	Удельные потери с утечками (от отпуска тепловой энергии с коллекторов)	%	0,36
4.	Потери теплоносителя	тыс. м ³	1, 257
5.	Удельный расход теплоносителя	м ³ /Гкал	22,22
6.	Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	36,78
7.	Фактический радиус теплоснабжения	км	Приводится в главе 4 данного отчета
8.	Эффективный радиус теплоснабжения	км	Приводится в главе 4 данного отчета
9.	Температура теплоносителя в подающем тепловом проводе, принятая для проектирования тепловых сетей	°С	115

№ п/п	Целевой показатель	Единица измерения	2016
10.	Разность температур в подающей и обратной тепломагистрали при расчетной температуре наружного воздуха	°C	45
11.	Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км ²	29,13
12.	Удельная материальная характеристика	м ² /Гкал/ч	106,7