



ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА

(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2022 ГОД)

ГЛАВА 1 «СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗ- ВОДСТВА, 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 2022 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 2022 год)</i>	
Глава 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
Глава 2 «Существующее и перспективное потребление тепловой энергии 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
Глава 3 «Электронная модель систем теплоснабжения»	80445.ОМ-ПСТ.003.000
Глава 4 «Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей»	80445.ОМ-ПСТ.004.000
Приложение 1 «Перспективные гидравлические режимы тепловых сетей»	80445.ОМ-ПСТ.004.001
Глава 5 «Мастер-план развития систем теплоснабжения»	80445.ОМ-ПСТ.005.000
Глава 6 «Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в ава-	80445.ОМ-ПСТ.006.000

Наименование документа	Шифр
рийных режимах»	
Глава 7 «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии»	80445.ОМ-ПСТ.007.000
Приложение 1 «Графическая часть»	80445.ОМ-ПСТ.007.001
Глава 8 «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей»	80445.ОМ-ПСТ.008.000
Глава 9 «Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения»	80445.ОМ-ПСТ.009.000
Глава 10 «Перспективные топливные балансы»	80445.ОМ-ПСТ.010.000
Глава 11 «Оценка надежности теплоснабжения»	80445.ОМ-ПСТ.011.000
Глава 12 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию»	80445.ОМ-ПСТ.012.000
Глава 13 «Индикаторы развития систем теплоснабжения»	80445.ОМ-ПСТ.013.000
Глава 14 «Ценовые (тарифные) последствия»	80445.ОМ-ПСТ.014.000
Глава 15 «Реестр единых теплоснабжающих организаций»	80445.ОМ-ПСТ.015.000
Приложение 1 «Графическая часть»	80445.ОМ-ПСТ.015.001
Глава 16 «Реестр мероприятий схемы теплоснабжения»	80445.ОМ-ПСТ.016.000
Глава 17 «Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения»	80445.ОМ-ПСТ.017.000
Глава 18 «Сводный том изменений, выполненных в актуализированной схеме теплоснабжения»	80445.ОМ-ПСТ.018.000

СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ.....	14
ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ	21
1 ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	26
1.1 Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций	26
1.2 Описание технологических, оперативных и диспетчерских связей.....	31
1.3 Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими (теплосетевыми) организациями.....	33
1.4 Описание зон действия производственных и ведомственных котельных.....	36
1.5 Описание зон действия индивидуального теплоснабжения	36
1.6 Описание изменений в функциональной структуре теплоснабжения городского округа город Стерлитамак за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	37
2 ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	38
2.1 Источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии города Стерлитамак.....	38
2.1.1 СТЕРЛИТАМАКСКАЯ ТЭЦ.....	38
2.1.2 НОВО-СТЕРЛИТАМАКСКАЯ ТЭЦ.....	61
2.2 Котельные города Стерлитамак	90
2.2.1 Основная котельная котельного цеха № 7 ООО «БашРТС»	90
2.2.2 Малые котельные котельного Стерлитамакского РТС	104
2.2.3 Котельные ООО «ПСК»	124
2.2.4 Котельные организаций, не осуществляющих регулируемые виды деятельности в области теплоснабжения	130
2.3 Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии	131
3 ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ	132
3.1 Общие положения	132
3.2 Тепловые сети ООО «БашРТС» Стерлитамакского РТС.....	134
3.2.1 Описание структуры тепловых сетей, с выделением сетей горячего водоснабжения. Параметры тепловых сетей.....	134
3.2.2 Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии	139

3.2.3	Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях	139
3.2.4	Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности. Фактические температурные режимы отпуска тепла и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети	148
3.2.5	Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей	158
3.2.6	Статистика отказов (аварийных ситуаций) тепловых сетей. Статистика восстановлений тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей	158
3.2.7	Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов	180
3.2.8	Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей	181
3.2.9	Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям	183
3.2.10	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения	184
3.2.11	Описание наиболее распространенных типов присоединений теплотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям	184
3.2.12	Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя	185
3.2.13	Анализ работы диспетчерских служб и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи	189
3.2.14	Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов,	

насосных станций	194
3.2.15 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления	196
3.2.16 Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию	197
3.2.17 Данные энергетических характеристик тепловых сетей.....	200
3.3 Тепловые сети АО «СРТС»	200
3.3.1 Описание структуры тепловых сетей, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов с выделением сетей горячего водоснабжения. Параметры тепловых сетей.....	200
3.3.2 Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии.....	203
3.3.3 Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях	203
3.3.4 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности. Фактические температурные режимы отпуска тепла и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети	205
3.3.5 Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей	205
3.3.6 Статистика отказов (аварийных ситуаций) тепловых сетей. Статистика восстановлений тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей.....	206
3.3.7 Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов.....	208
3.3.8 Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей	212
3.3.9 Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям	212
3.3.10 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей	

эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.....	213
3.3.11 Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям	213
3.3.12 Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя.....	214
3.3.13 Анализ работы диспетчерских служб и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи	214
3.3.14 Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций	214
3.3.15 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления	214
3.3.16 Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию	215
3.3.17 Данные энергетических характеристик тепловых сетей.....	219
3.4 Тепловые сети ООО «ПСК»	219
3.4.1 Описание структуры тепловых сетей, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов с выделением сетей горячего водоснабжения. Параметры тепловых сетей.....	219
3.4.2 Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии.....	221
3.4.3 Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях	221
3.4.4 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности. Фактические температурные режимы отпуска тепла и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети	222
3.4.5 Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей	222
3.4.6 Статистика отказов (аварийных ситуаций) тепловых сетей. Статистика восстановлений тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей.....	223
3.4.7 Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и	

планирования капитальных (текущих) ремонтов	223
3.4.8 Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей	224
3.4.9 Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям	224
3.4.10 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.....	224
3.4.11 Описание наиболее распространенных типов присоединений теплотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям	224
3.4.12 Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя.....	225
3.4.13 Анализ работы диспетчерских служб и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи	225
3.4.14 Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций	225
3.4.15 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления	225
3.4.16 Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию	226
3.4.17 Данные энергетических характеристик тепловых сетей.....	226
3.5 Описание изменений в характеристиках тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	226
4 ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	227
4.1 Зоны действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.....	227
4.2 Зоны действия котельных ООО «БашРТС»	229
4.3 Зона действия котельной ООО «ПСК»	229

4.4	Определение эффективного радиуса теплоснабжения	229
5	ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	232
5.1	Значения спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии	232
5.2	Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии.....	232
5.3	Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.....	232
5.4	Величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом	233
5.5	Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	233
5.6	Значения тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения	237
5.6.1	Значения договорных тепловых нагрузок, подключенных к источнику комбинированной выработки тепловой и электрической энергии города Стерлитамак	237
5.6.2	Значения договорных тепловых нагрузок, подключенных к КЦ-7 БашРТС- Стерлитамак.....	237
5.6.3	Значения договорных тепловых нагрузок, подключенных к котельной ООО «ПСК».....	238
5.7	Сравнение величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии.....	239
5.8	Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	248
6	БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	250
6.1	Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии города Стерлитамак.....	250
6.1.1	Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия	

Стерлитамакской ТЭЦ ООО «БГК»	250
6.1.2 Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия Ново - Стерлитамакской ТЭЦ ООО «БГК»	253
6.2 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия котельных	256
6.2.1 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия основной котельной котельного цеха №7 (КЦ-7) ООО «БашРТС»	256
6.2.2 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия малых котельных котельного цеха № 7 (КЦ-7) ООО «БашРТС»	259
6.2.3 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной ООО «ПСК»	262
6.3 Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	264
7 БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ	265
7.1 Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть ...	266
7.1.1 Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в зоне действия СтТЭЦ, Н-СтТЭЦ и котельной КЦ-7	266
7.1.2 Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в зонах действия котельных «БашРТС- Стерлитамак» ООО «БашРТС»	269
7.1.3 Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в зоне действия котельной ООО «ПСК»	272
7.2 Балансы производительности водоподготовительных установок	

теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.....	273
7.3 Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	273
8 ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ	275
8.1 Топливные балансы и система обеспечения топливом источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии города Стерлитамак	275
8.1.1 Топливные балансы и система обеспечения топливом Стерлитамакской ТЭЦ.....	275
8.1.2 Топливные балансы и система обеспечения топливом Ново-Стерлитамакской ТЭЦ.....	287
8.2 Топливные балансы и система обеспечения топливом котельных города Стерлитамак.....	293
8.2.1 Топливные балансы и система обеспечения топливом основной котельной котельного цеха № 7 ООО «БашРТС» (КЦ-7).....	293
8.2.2 Топливные балансы и система обеспечения топливом малых котельных КЦ-7 ООО «БашРТС»	299
8.2.3 Топливные балансы и система обеспечения топливом котельной ООО «ПСК».....	301
8.3 Описание использования местных видов топлива.....	302
8.4 Описание преобладающего в поселении, городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения	302
8.5 Описание приоритетного направления развития топливного баланса городского округа Стерлитамак	302
8.6 Описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	303
9 НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	304
9.1 Общие положения	304

9.2 Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей.....	305
9.3 Частота отключений потребителей	309
9.4 Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений.....	309
9.5 Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)	312
9.6 Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. №1114 «О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике»...	318
9.7 Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении.....	318
9.8 Описание изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	319
10 ТЕХНИКО - ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ	320
10.1 Результаты хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями устанавливаемыми Правительством РФ в стандартах раскрытия информации.....	320
10.2 Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	321
11 ТАРИФЫ В СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	323
11.1 Динамика утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами	

исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации	323
11.2 Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.....	330
11.3 Плата за подключение к системе теплоснабжения	330
11.4 Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.....	335
11.5 Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	335
12 ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК.....	336
12.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения.....	336
12.2 Описание существующих проблем организации надёжного и безопасного теплоснабжения.....	337
12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.....	338
12.4 Описание существующих проблем надёжного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения.....	338
12.5 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надёжность системы теплоснабжения	338
12.6 Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения города Стерлитамак, произошедших за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	339

ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 2.1 – Основные технические характеристики турбоагрегатов СтТЭЦ	39
Таблица 2.2 – Основные технические характеристики энергетических котлов СтТЭЦ....	39
Таблица 2.3 – Характеристики водогрейных котлов СтТЭЦ.....	40
Таблица 2.4 – Установленная и располагаемая на конец года электрическая мощность и установленная тепловая мощность СтТЭЦ в 2014-2020 годах	41
Таблица 2.5 – Потребление тепловой мощности на собственные нужды СтТЭЦ в 2013-2020 годах, Гкал/ч.....	41
Таблица 2.6 – Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто СтТЭЦ в 2013÷2020 годах.....	42
Таблица 2.7 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов СтТЭЦ на 01.01.2021 г.	43
Таблица 2.8 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых турбин СтТЭЦ на 01.01.2021 г.	43
Таблица 2.9 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса водогрейных котлов СтТЭЦ на 01.01.2021	44
Таблица 2.10 – Состав теплообменного оборудования ТФУ СтТЭЦ на 01.01.2020	46
Таблица 2.11 – Характеристики сетевых насосов теплофикационной установки СтТЭЦ	46
Таблица 2.12 – Приборы учета, установленные на выводах СтТЭЦ	55
Таблица 2.13 – Основные технические характеристики турбоагрегатов Н-СтТЭЦ	62
Таблица 2.14 – Основные технические характеристики энергетических котлов Н-СтТЭЦ	62
Таблица 2.15 – Характеристики водогрейных котлов СтТЭЦ.....	63
Таблица 2.16 – Установленная и располагаемая на конец года электрическая мощность и установленная тепловая мощность Н-СтТЭЦ в 2014-2020 годах	63
Таблица 2.17 – Потребление тепловой мощности на собственные нужды Н-СтТЭЦ в 2013-2019 годах, Гкал/ч	64
Таблица 2.18 – Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто Н-СтТЭЦ в 2013÷2020 годах.....	65
Таблица 2.19 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов Н-СтТЭЦ на 01.01.2021	66
Таблица 2.20 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового	

ресурса паровых турбин Н-СтТЭЦ на 01.01.2021.....	66
Таблица 2.21 – Год ввода в эксплуатацию,и год достижения паркового ресурса водогрейных котлов Н-СтТЭЦ на 01.01.2021	67
Таблица 2.22 – Состав теплообменного оборудования ТФУ Н-СтТЭЦ на 01.01.2020 года	68
Таблица 2.23 – Характеристики сетевых насосов теплофикационной установки Н-СтТЭЦ	68
Таблица 2.24 – Приборы учета, установленные на выводах Н-СтТЭЦ.....	77
Таблица 2.25 – Информация о причинах аварийности и мероприятия по их устранению на Н-СтТЭЦ за период 2016 ÷ 2020 годы	80
Таблица 2.26 – Основные технические характеристики паровых котлов КЦ-7	91
Таблица 2.27 – Основные технические характеристики водогрейных котлов КЦ-7.....	91
Таблица 2.28 – Характеристика теплообменного оборудования КЦ-7	93
Таблица 2.29 – Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность КЦ-7 в горячей воде, на 01.01.2021	97
Таблица 2.30 – Сроки эксплуатации котлов КЦ-7.....	98
Таблица 2.31 – Среднегодовое время работы основного оборудования КЦ-7	103
Таблица 2.32 – Структура, состав и технические характеристики основного оборудования малых котельных Стерлитамакского РТС	106
Таблица 2.33 – Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность малых котельных	116
Таблица 2.34 –Затраты тепловой энергии на собственные нужды малых котельных ...	117
Таблица 2.35 – Располагаемая тепловая мощность нетто малых котельных	117
Таблица 2.36 – Срок эксплуатации котлов малых котельных.....	119
Таблица 2.37 – Среднегодовое время работы основного оборудования малых котельных СтРТС БашРТС-Стерлитамак в 2020 году	123
Таблица 2.38 – Структура, состав и технические характеристики основного оборудования МК-6 ООО «ПСК».....	126
Таблица 2.39 –Затраты тепловой энергии на собственные нужды МК-6.....	127
Таблица 2.40 – Располагаемая тепловая мощность нетто МК-6	128
Таблица 2.41 – Среднегодовое время работы основного оборудования МК-6 в 2017 году	130
Таблица 2.42 – Структура, состав и технические характеристики основного оборудования промышленных котельных.....	131

Таблица 3.1 – Распределение протяженности, материальной характеристики и внутреннего объема трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС с разбивкой по условному диаметру	134
Таблица 3.2 – Распределение протяженности и материальной характеристики трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по способам прокладки.....	135
Таблица 3.3 – Распределение протяженности и материальной характеристики трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по годам прокладки	137
Таблица 3.4 – Распределение протяженности и материальной характеристики трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по типу тепловой изоляции	138
Таблица 3.5 – Данные об основном оборудовании и характеристиках тепловых пунктов ООО «БашРТС»	141
Таблица 3.6 – Температурные графики регулирования отпуска тепла в системы отопления от ЦТП ООО «БашРТС»	148
Таблица 3.7 – Повреждения на тепловых сетях ООО «БашРТС» города Стерлитамак за период с 2016 по 2020 годы	159
Таблица 3.8 – Капитальные ремонты на тепловых сетях Стерлитамакского РТС за 2016-2020 годы.....	181
Таблица 3.9 – Годовые затраты и потери теплоносителя и тепловой энергии Стерлитамакского РТС за 2017 – 2020 гг.	183
Таблица 3.10 – Приборы учета тепла, установленные на ЦТП ООО «БашРТС»	185
Таблица 3.11 – Средства измерения и автоматики на ЦТП АО «СРТС»	194
Таблица 3.12 – Данные по бесхозным тепловым сетям.....	198
Таблица 3.13 – Распределение протяженности, материальной характеристики и внутреннего объема трубопроводов тепловых сетей АО «СРТС» с разбивкой по условному диаметру	200
Таблица 3.14 – Распределение протяженности и материальной характеристики трубопроводов тепловых сетей АО «СРТС» по способам прокладки	201
Таблица 3.15 – Данные об основном оборудовании и характеристиках тепловых пунктов АО «СРТС».....	204
Таблица 3.16 – Температурные графики регулирования отпуска тепла в системы отопления от ЦТП АО «СРТС»	205
Таблица 3.17 – Статистика повреждений на тепловых сетях АО «СРТС» в 2015 ÷ 2020 гг.	206
Таблица 3.18 – Капитальные ремонты на тепловых сетях АО «СРТС» за 2016 ÷ 2019 гг.	

.....	208
Таблица 3.19 – Капитальные ремонты на тепловых сетях АО «СРТС» за 2020 гг.	210
Таблица 3.20 – Годовые затраты и потери теплоносителя и тепловой энергии АО «СРТС» в 2016 - 2020 годах	213
Таблица 3.21– Перечень бесхозных тепловых сетей, предоставленный АО «СРТС» в 2018 году.....	216
Таблица 3.22 – Распределение протяженности, материальной характеристики и внутреннего объема трубопроводов тепловых сетей ООО «ПСК» с разбивкой по условному диаметру	219
Таблица 3.23 – Распределение протяженности и материальной характеристики трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по способам прокладки.....	220
Таблица 4.1 – Перечень котельных ООО «БашРТС».....	229
Таблица 4.2 – Расчет эффективного и фактического радиусов теплоснабжения	231
Таблица 5.1– Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях на территории республики Башкортостан в отопительный период* (Гкал на 1 кв. м в месяц)	234
Таблица 5.2 – Нормативы потребления коммунальных услуг по горячему водоснабжению в жилых помещениях на территории Республики Башкортостан, куб. м в месяц/чел.....	235
Таблица 5.3 – Нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению на общедомовые нужды на территории Республики Башкортостан, м3 в месяц/м2 общей площади	236
Таблица 5.4 – Суммарные расчетные договорные тепловые нагрузки потребителей, подключенных к котельным АО «СРТС» в 2020 году, Гкал/ч.....	238
Таблица 5.5 – Фактическая тепловая нагрузка на коллекторах СтТЭЦ	243
Таблица 5.6 – Фактическая тепловая нагрузка на коллекторах Н-СтТЭЦ	246
Таблица 5.7 – Фактическая тепловая нагрузка на коллекторах КЦ-7	247
Таблица 5.7 – Изменение тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, Гкал/ч.	248
Таблица 6.1 – Тепловой баланс СтТЭЦ за 2017 ÷ 2020 годы, Гкал/ч	251
Таблица 6.2 – Тепловой баланс Н-СтТЭЦ на 2017 ÷ 2020 годы, Гкал/ч.....	254
Таблица 6.3 – Балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки КЦ-7 в 2017 ÷ 2020 годах, Гкал/ч.....	257
Таблица 6.4 – Балансы установленной тепловой мощности и договорной присоединенной тепловой нагрузки потребителей малых котельных КЦ-7, Гкал/ч.....	260

Таблица 6.5 – Балансы установленной тепловой мощности и договорной присоединенной тепловой нагрузки потребителей МК-6 ООО «ПСК», Гкал/ч	262
Таблица 7.1 – Расход теплоносителя в тепловых сетях ООО «БашРТС», тыс. м ³	265
Таблица 7.2 – Характеристики ВПУ Стерлитамакской ТЭЦ	267
Таблица 7.3 – Характеристики ВПУ Н-СтТЭЦ	267
Таблица 7.4 – Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей в зонах действия СтТЭЦ и Н-СтТЭЦ	268
Таблица 7.5 – Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей в зоне действия КЦ-7	269
Таблица 7.6 – Характеристика ВПУ малых котельных «БашРТС-Стерлитамак»	269
Таблица 7.7 – Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей в зонах действия малых котельных «БашРТС-Стерлитамак»	270
Таблица 7.8 – Характеристика ВПУ МК-6	272
Таблица 7.9 – Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей в зоне действия малой котельной ООО «ПСК»	272
Таблица 8.1 – Теплота сгорания природного газа СтТЭЦ в 2020 году	275
Таблица 8.2 – Расход основного и резервного топлива на СтТЭЦ за период 2014 ÷ 2020 годы	276
Таблица 8.3 – Топливный баланс СтТЭЦ за 2014 ÷ 2020 годы	277
Таблица 8.4 – Характеристики резервного топлива СтТЭЦ	279
Таблица 8.5 – Утвержденные на 2016 - 2019 г. значения запасов мазута на СтТЭЦ, тыс. т н.т.	280
Таблица 8.6 – Теплота сгорания природного газа Н-СтТЭЦ в 2020 году	287
Таблица 8.7 – Расход основного и резервного топлива на Н-СтТЭЦ за период 2014 ÷ 2020 годы	287
Таблица 8.8 – Топливный баланс Н-СтТЭЦ за 2014 ÷ 2020 годы	288
Таблица 8.9 – Утвержденные на 2016 - 20120 гг. значения запасов мазута на Н-СтТЭЦ, тыс. т н.т.	291
Таблица 8.10 – Расход топлива КЦ-7 за 2016 – 2020 годы по месяцам	294
Таблица 8.11 – Структура жидкого топлива КЦ-7	299
Таблица 8.12 – Потребление природного газа малыми котельными КЦ-7 в 2020 году ..	299
Таблица 8.13 – Расход топлива малыми котельными КЦ-7 в 2019 - 2020 году	300
Таблица 9.1 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне действия ЕТО ООО «БашРТС»	307

Таблица 9.2 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне действия Стерлитамакской ТЭЦ ЕТО ООО «БашРТС»	307
Таблица 9.3 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне действия Ново-Стерлитамакской ТЭЦ ЕТО ООО «БашРТС»	308
Таблица 9.4 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне действия КЦ-7 ЕТО ООО «БашРТС»	308
Таблица 9.5 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне действия МК-1 ЕТО ООО «БашРТС»	308
Таблица 9.6 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне действия МК-2 ЕТО ООО «БашРТС»	309
Таблица 9.7 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне действия МК-14 ЕТО ООО «БашРТС»	309
Таблица 9.8 – Показатели восстановления в зоне действия Стерлитамакской ТЭЦ (ЕТО-1)	310
Таблица 9.8 – Показатели восстановления в зоне действия Ново-Стерлитамакской ТЭЦ (ЕТО-1)	311
Таблица 9.8 – Показатели восстановления в зоне действия КЦ-7 (ЕТО-1)	311
Таблица 10.1 – Техничко-экономические показатели источников тепловой энергии в зоне деятельности ООО "БашРТС"	320
Таблица 10.5 – Изменение основных технико-экономических показателей теплоснабжающих организаций, тыс. руб.	322
Таблица 11.1 – Тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую теплоснабжающими организациями потребителям городского округа города Стерлитамак Республики Башкортостан на 2017 - 2023 гг., руб./Гкал.....	324
Таблица 11.2 – Тарифы на горячую воду (горячее водоснабжение), поставляемую потребителям городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан с использованием закрытой системы горячего водоснабжения на 2017 - 2023 гг.	325
Таблица 11.3 – Тарифы на теплоноситель, поставляемый потребителям городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан в закрытых системах теплоснабжения на 2017 - 2023 гг., руб./куб.м	326
Таблица 11.4 – Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии, оказываемые потребителям городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан на 2017 - 2023 гг., руб./Гкал.....	326
Таблица 11.5 – Плата за подключение к системе теплоснабжения ООО «БашРТС» в	

городском округе город Стерлитамак Республики Башкортостан, в случае если подключаемая нагрузка объекта заявителя более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч, тыс. руб./Гкал/ч (без НДС)	331
Таблица 11.6 – Плата за подключение к системе теплоснабжения АО «Стерлитамакские распределительные тепловые сети» в городском округе город Стерлитамак Республики Башкортостан, в случае если подключаемая нагрузка объекта заявителя более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч (от источников ООО «Башкирская генерирующая компания»), тыс. руб./Гкал/ч (без НДС)	332
Таблица 11.7 – Плата за подключение к системе теплоснабжения АО «Стерлитамакские распределительные тепловые сети» в городском округе город Стерлитамак Республики Башкортостан, в случае если подключаемая нагрузка объекта заявителя превышает 1,5 Гкал/ч (от источников ООО «Башкирская генерирующая компания»), тыс. руб./Гкал/ч (без НДС)	333
Таблица 11.8 – Плата за подключение к системе теплоснабжения АО «Стерлитамакские распределительные тепловые сети» в городском округе город Стерлитамак Республики Башкортостан, в случае если подключаемая нагрузка объекта заявителя более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч (от источников ООО «Стерлитамакские распределительные тепловые сети»), тыс. руб./Гкал/ч (без НДС)	334

ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 – Места расположения наиболее крупных источников тепла в городе Стерлитамак.....	30
Рисунок 1.2 – Структура договорных отношений между теплоснабжающими, теплосетевыми организациями и конечными потребителями ЖКС г. Стерлитамак	35
Рисунок 2.1 – Принципиальная тепловая схема ТФУ СтТЭЦ.....	47
Рисунок 2.2 – Спецификация к принципиальной тепловой схеме ТФУ СтТЭЦ.....	48
Рисунок 2.3 – Утвержденный график температуры сетевой воды в подающем трубопроводе от СтТЭЦ без учета верхней срезки.....	50
Рисунок 2.4 – Утвержденный график температуры сетевой воды в подающем трубопроводе от СтТЭЦ с учетом верхней срезки и нижнего спрямления на нужды нагрузки ГВС	51
Рисунок 2.5 – Утвержденный график температуры сетевой воды в обратном трубопроводе возвращаемый от потребителя на СтТЭЦ.....	52
Рисунок 2.6 – Коэффициенты использования электрической и тепловой установленной мощности СтТЭЦ.....	53
Рисунок 2.7 – Принципиальная тепловая схема ТФУ Н-СтТЭЦ.....	70
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	72
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	73
Рисунок 2.10 – Утвержденный на 2018 год график температуры сетевой воды в обратном трубопроводе возвращаемый от потребителя на Н-СтТЭЦ	74
Рисунок 2.11 – Коэффициенты использования электрической и тепловой установленной мощности Н-СтТЭЦ.....	75
Рисунок 2.12 – Тепловая схема КЦ-7	94
Рисунок 2.13 – Тепловая схема КЦ-7 (продолжение)	95
Рисунок 2.14 – Спецификация к тепловой схеме КЦ-7	96
Рисунок 2.15 – Ввод тепловой мощности котельной КЦ-7	98
Рисунок 2.16 – Распределение установленных мощностей котлоагрегатов КЦ-7	99
Рисунок 2.17 – График температуры в подающем трубопроводе сетевой воды города	

Стерлитамак.....	101
Рисунок 2.18 – Температуры сетевой воды для температурных графиков отпуска тепла 150/70 °С.....	102
Рисунок 2.19 – Технологическая схема МК-1	108
Рисунок 2.20 – Технологическая схема МК-2.....	109
Рисунок 2.21 – Технологическая схема МК-3.....	110
Рисунок 2.22 – Технологическая схема МК-4.....	111
Рисунок 2.23 – Технологическая схема МК-7	112
Рисунок 2.24 – Технологическая схема МК-8.....	113
Рисунок 2.25 – Технологическая схема МК-10.....	114
Рисунок 2.26 – Технологическая схема МК-14.....	115
Рисунок 2.27 – Ввод тепловых мощностей малых котельных	118
Рисунок 2.28 – Распределение установленной мощности котлов малых котельных по сроку эксплуатации	119
Рисунок 2.29 – Температурный график регулирования отпуска тепла для источников теплоснабжения г. Стерлитамак.....	121
Рисунок 2.30 – Температура сетевой воды в подающем и обратном трубопроводе МК-1	122
Рисунок 2.31 – Температура сетевой воды в подающем и обратном трубопроводе МК-2, 3, 7, 10 и 14.....	123
Рисунок 2.32 – Расчетный температурный график регулирования отпуска тепла от МК-6 ООО «ПСК» г. Стерлитамак.....	129
Рисунок 3.1 – Схема магистральных тепловых сетей города Стерлитамак.....	133
Рисунок 3.2 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по диаметрам.....	135
Рисунок 3.3 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС надземной и подземной прокладки.....	136
Рисунок 3.4 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по типам надземной и подземной прокладки.....	136
Рисунок 3.5 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по годам прокладки	137
Рисунок 3.6 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по типу тепловой изоляции	138
Рисунок 3.7 – Утвержденный в 2017 году график температуры сетевой воды в	

подающем трубопроводе тепловых сетей Стерлитамакского РТС с учетом верхней срезки и нижнего спрямления на нужды нагрузки ГВС.....	150
Рисунок 3.8 – Утвержденный в 2017 году график температуры сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей Стерлитамакского РТС.....	151
Рисунок 3.9 – Температурный график регулирования отпуска тепла для источников теплоснабжения г. Стерлитамак.....	152
Рисунок 3.10 – График температур сетевой воды в подающем трубопроводе на выходе малых котельных «БашРТС-Стерлитамак» по температурным графикам 105-70 °С	153
Рисунок 3.11 – График температур сетевой воды в подающем трубопроводе на выходе малых котельных «БашРТС-Стерлитамак» по температурным графикам 95-70°С г. Стерлитамак.....	154
Рисунок 3.12 – Температурный график СтТЭЦ по выводу ТМ-1 (город).....	155
Рисунок 3.13 – Температурный график СтТЭЦ по выводу ТМ-3 (город).....	155
Рисунок 3.14 – Температурный график СтТЭЦ по выводу ТМ-13 (Строймаш)	156
Рисунок 3.15 – Температурный график Н-СтТЭЦ по выводу ТМ-8 (город)	156
Рисунок 3.16 – Температурный график Н-СтТЭЦ по выводу ТМ-9 (Каустик)	157
Рисунок 3.17 – Температурный график КЦ-7 по выводу ТМ-11 (город).....	157
Рисунок 3.18 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей АО «СРТС» по диаметрам.....	201
Рисунок 3.19 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей АО «СРТС» надземной и подземной прокладки.....	202
Рисунок 3.20 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей АО «СРТС» по типам надземной и подземной прокладки	202
Рисунок 3.21 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей ООО «ПСК» по диаметрам	220
Рисунок 3.22 – Соотношение протяженности трубопроводов тепловых сетей ООО «ПСК» надземной и подземной прокладки	221
Рисунок 4.1 – Зоны действия источников тепловой энергии на территории городского округа город Стерлитамак.....	228
Рисунок 5.1 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2020 году по выводу ТМ-1 «Город»	241
Рисунок 5.2 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2020 году по выводу ТМ-3 «Город»	242
Рисунок 5.3 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2020 году по	

выводу ТМ-13 «Строймаш».....	242
Рисунок 5.4 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2020 году по выводу ТМ-8 «Город»	244
Рисунок 5.5 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2020 году по выводу ТМ9 «Каустик».....	244
Рисунок 5.6 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2020 году (пар на АО «БСК»).....	245
Рисунок 5.7 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2020 году (пар на ИП Анохин И. В.).....	245
Рисунок 5.8 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2020 году по выводу ТМ-11 «Город»	247
Рисунок 8.1 – Паспорт качества газа, сжигаемого на СтТЭЦ за январь 2020 года.....	282
Рисунок 8.2 – Паспорт качества газа, сжигаемого на СтТЭЦ за январь 2020 года (продолжение).....	283
Рисунок 8.3 – Паспорт качества газа, сжигаемого на СтТЭЦ за декабрь 2020 года.....	284
Рисунок 8.4 – Паспорт качества газа, сжигаемого на СтТЭЦ за декабрь 2020 года (продолжение).....	285
Рисунок 8.5 – Паспорт топочного мазута.....	286
Рисунок 8.6 – Характеристики резервуаров запаса мазута Н-СтТЭЦ	290
Рисунок 8.7 – Характеристики топочного мазута Н-СтТЭЦ.....	292
Рисунок 8.8 – Паспорт качества газа для КЦ-7 за октябрь 2019 года (начало)	297
Рисунок 8.9 – Паспорт качества газа для КЦ-7 за октябрь 2019 года (продолжение)	298
Рисунок 9.1 – Зоны ненормативной надежности системы теплоснабжения Стерлитамакской ТЭЦ	313
Рисунок 9.2 – Зоны ненормативной надежности системы теплоснабжения Ново-Стерлитамакской ТЭЦ	314
Рисунок 9.3 – Зоны ненормативной надежности системы теплоснабжения КЦ-7	315
Рисунок 9.4 – Средние значения вероятности безотказной работы.....	316
Рисунок 9.5 – Средние значения коэффициента готовности.....	316
Рисунок 11.1 – Динамика изменений тарифов на горячую воду, поставляемую потребителям ООО «БашРТС» городского округа город Стерлитамак с использованием закрытой системы горячего водоснабжения на 2017 - 2023 гг.....	327
Рисунок 11.2 – Динамика изменений тарифов на горячую воду, поставляемую потребителям ООО «Стерлитамакские Тепловые сети» городского округа город	

Стерлитамак с использованием закрытой системы горячего водоснабжения на 2017 - 2023 гг.	327
Рисунок 11.3 – Динамика изменений тарифов на горячую воду, поставляемую потребителям ООО «Первая сетевая компания» городского округа город Стерлитамак с использованием закрытой системы горячего водоснабжения на 2017 - 2023 гг.	328
Рисунок 11.4 – Динамика изменений тарифов на теплоноситель потребителям теплоснабжающих организаций городского округа город Стерлитамак в закрытой системе теплоснабжения на 2017 – 2023 гг.	328
Рисунок 11.5 – Динамика изменений тарифов на тепловую энергию (мощность) потребителям теплоснабжающих организаций городского округа город Стерлитамак на 2017 - 2023 гг.	329

1 ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1.1 Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) 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 2020 год составила 276 394 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: Ашкадарский, 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 01.01.2021 общая площадь жилых помещений жилищного фонда городского округа г. Стерлитамак составила 6 307,81 тыс. м².

К системам централизованного теплоснабжения по отоплению подключено 6 200,75 тыс. м², что составляет 98,3 % от всего жилого фонда города.

К системам централизованного теплоснабжения по ГВС подключено 4 992,92 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 теплогенерирующей организацией, на балансе которой в городе Стерлитамак находится Стерлитамакская ТЭЦ и Ново-Стерлитамакская ТЭЦ (с 1 июля 2014 года Ново-Стерлитамакская ТЭЦ - производственная площадка Стерлитамакской ТЭЦ) суммарная установленная электрическая мощность станции составляет 575 МВт, тепловая – 3 050,2 Гкал/ч, 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 теплогенерирующей 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. С 8 мая 2019 года в эксплуатацию ООО «БашРТС» переданы все малые котельные и большинство тепловых сетей, до того находящихся в эксплуатации АО «Стерлитамакские распределительные тепловые сети» (далее по тексту - АО «СРТС»¹). В связи с чем с 8 мая 2019 года² на балансе «БашРТС» находятся 8 малых котельных с суммарной установленной тепловой мощностью 22,5 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 малым котельным КЦ-7 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;

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

² Изменения связаны с принятием имущества в арендованное пользование без права выкупа (согласно договору аренды № 119-71 от 21.05.2019г.). До 08.05.2019г имущество находилось в аренде у АО «СРТС».

- 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-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.
- АО «Стерлитамакские распределительные тепловые сети», является теплосетевой организацией, на балансе которой в городе Стерлитамак находятся тепловые сети и три ЦТП;
 - ООО «Первая сетевая компания» (далее ООО «ПСК»), с 1 января 2018 года арендует МК-6 и обеспечивает теплоснабжение пос. Шах-Тау, г. Стерлитамак, малая котельная МК-6 расположена по адресу: пос. Шах-Тау, г. Стерлитамак, ул. Ученическая, 27а, установленная тепловая мощность котельной составляет 13 Гкал/ч, основным видом топлива для котельной является природный газ, резервное топливо отсутствует;

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 основной котельной КЦ-7 являются жилищно-коммунальный сектор микрорайонов Прибрежный, Южный и части Юго-Восточного района города.

Потребителями малых котельных КЦ-7 являются потребители ЖКС города, расположенные в основном в изолированных зонах теплоснабжения данных котельных.

Транспорт тепла от источников централизованного теплоснабжения до потребителей ЖКС городу осуществляют «БашРТС-Стерлитамак» и АО «СРТС» и ООО «ПСК» 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) двухтрубные, сети ГВС от тепловых пунктов одно- и двухтрубные.

Большинство потребителей подключено через централизованные и индивидуальные тепловые пункты (ЦТП). В городе действует одна перекачивающая насосная станция (ПНС). Большинство ЦТП и ПНС находятся на балансе ООО «БашРТС» (в том числе 53 ЦТП с суммарной установленной мощностью 684 Гкал/ч) и три ЦТП с суммарной тепловой мощностью 16,14 Гкал/ч находятся на балансе АО «СРТС».

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.

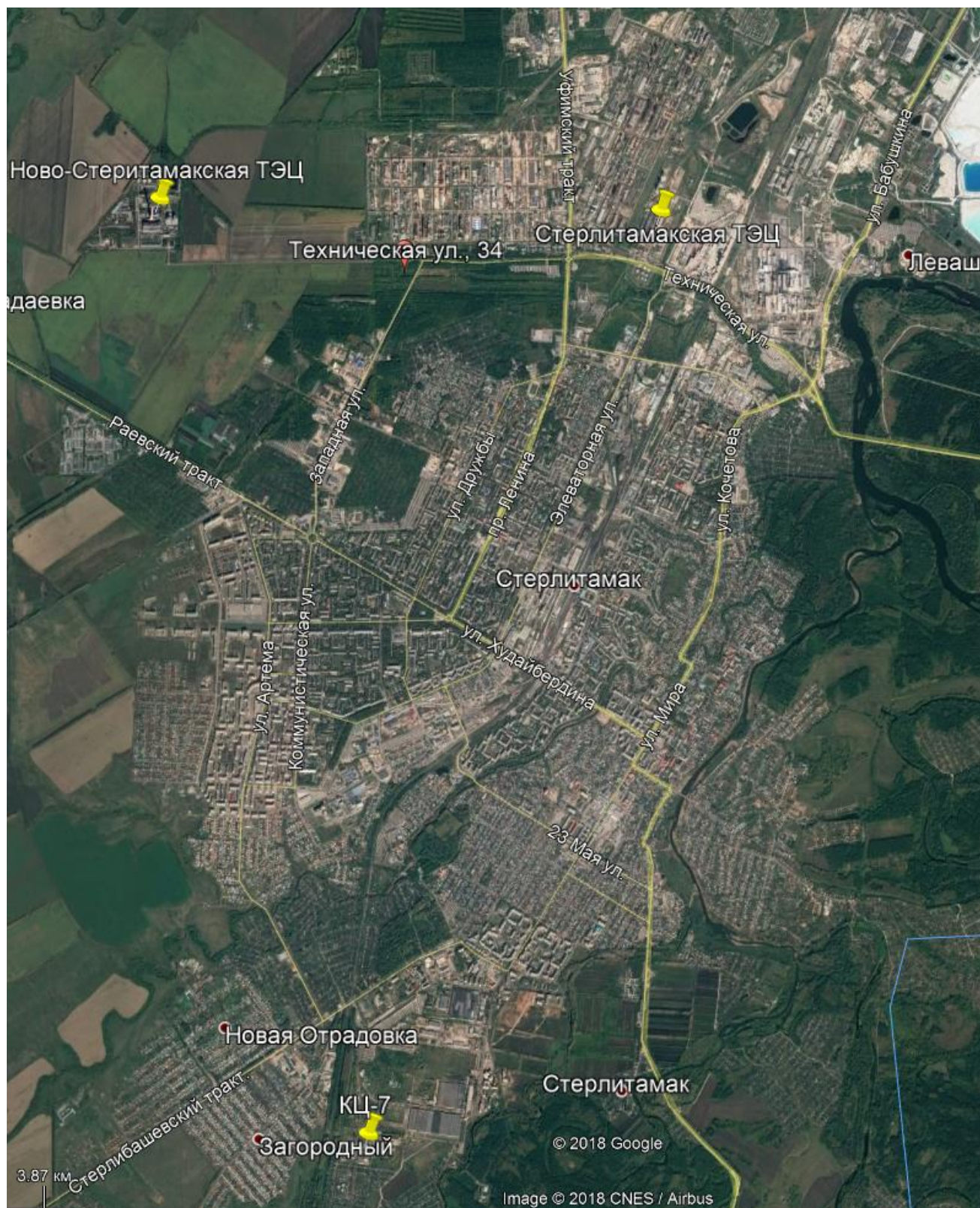


Рисунок 1.1 – Места расположения наиболее крупных источников тепла в городе Стерлитамак

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»;
- АО «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». Наравне с ОДС «БашРТС-Стерлитамак» ведение безопасного, надёжного и экономичного режима работы оборудования «БашРТС-Стерлитамак» в г. Стерлитамак обеспечивает диспетчерская служба (ДС) Стерлитамакского РТС «Оперативно-диспетчерского управление (ОДУ) «БашРТС-Стерлитамак». ОДУ также 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» («Совмещённая 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. 3.2.13 настоящего отчета.

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 ООО «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.

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

АО «СРТС» договоры с потребителями тепла не имеет.

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

Согласно условий договоров с потребителями, ООО «БашРТС» 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 01.01.2020, представлена на рисунке 1.1.

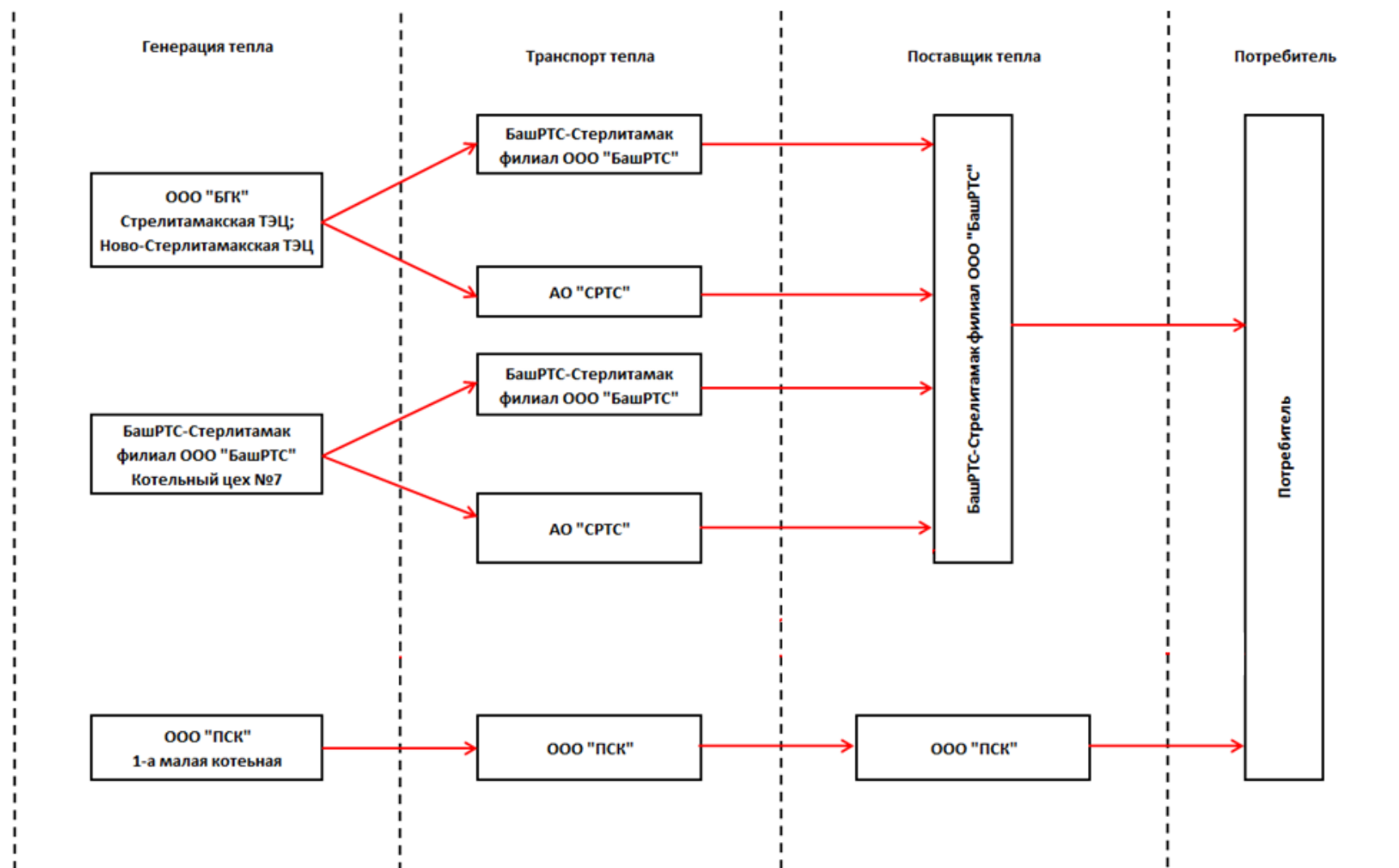


Рисунок 1.2 – Структура договорных отношений между теплоснабжающими, теплосетевыми организациями и конечными потребителями ЖКС г. Стерлитамак

1.4 Описание зон действия производственных и ведомственных котельных

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 01.01.2020 составляет 107,06 тыс. м², или 1,7 % от общей площади жилых помещений всего жилищного фонда.

Индивидуальным отоплением оборудованы 31,9 тыс. м² жилых помещений, или 0,5 % от общей площади жилых помещений всего жилищного фонда.

Площадь жилых помещений жилищного фонда, обеспеченных индивидуальным горячим водоснабжением, составляет 718,3 тыс. м² или 11,4 % от общей площади жилых помещений всего жилищного фонда.

Оценочно тепловая нагрузка на индивидуальное отопление жилищного фонда города составляет 2,6 Гкал/ч, на индивидуальное горячее водоснабжение – 8 Гкал/ч.

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).

1.6 Описание изменений в функциональной структуре теплоснабжения городского округа город Стерлитамак за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Изменения в функциональной структуре теплоснабжения городского округа город Стерлитамак за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения отсутствуют.

Основные изменения в функциональной структуре теплоснабжения городского округа город Стерлитамак произошедшие в 2019 году заключается в передачи в аренду малых котельных и большинства тепловых сетей (муниципальные тепловые сети) и теплосетевых объектов, находящихся ранее в эксплуатации АО «СРТС», ООО «Баш-РТС».

2 ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

2.1 Источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии города Стерлитамак

По состоянию на 01.01.2021 на территории города функционируют два источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в том числе Стерлитамакская ТЭЦ (СтТЭЦ) и Ново-Стерлитамакская ТЭЦ (Н-СтТЭЦ)³, 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), филиал ООО «БГК» расположена в городе Стерлитамаке и обеспечивает снабжение электрической и тепловой энергией промышленные предприятия (ОАО «Синтез-Каучук», АО «БСК», ОАО «СНХЗ») и коммунальное хозяйство города. 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 01.01.2021 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.

³ С 1 июля 2014 года Ново-Стерлитамакская ТЭЦ - производственная площадка Стерлитамакской ТЭЦ

2.1.1.1. Структура и технические характеристики 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 01.01.2021 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 01.01.2021 представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Основные технические характеристики энергетических котлов СтТЭЦ

Ст. №	Тип (марка) котла, завод-изготовитель	Год ввода	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Параметры острого пара			Возраст на 01.01.2020, лет	Срок службы	Топливо (основное/резервное)
					,кгс/см ²	,°С	Проводимость, т/ч			
4	Е-420-140ГМ (ТГМ-84), Таганрогский котельный завод, Россия	1962	250	250	140	555	420	58	20 лет	Газ/мазут

Ст. №	Тип (марка) котла, завод-изготовитель	Год ввода	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Параметры острого пара			Возраст на 01.01.2020, лет	Срок службы	Топливо (основное/резервное)
					,кгс/см ²	,°C	Проводимость, т/ч			
5	Е-420-140ГМ (ТГМ-84), Таганрогский котельный завод, Россия	1963	250	250	140	555	420	57	20 лет	Газ/мазут
6	Е-420-140ГМ (ТГМ-84), Таганрогский котельный завод, Россия	1964	250	250	140	555	420	56	20 лет	Газ/мазут
8	Е-420-140ГМ (ТГМ-84), Таганрогский котельный завод, Россия	1966	250	250	140	555	420	54	20 лет	Газ/мазут
9	Е-420-140ГМ (ТГМ-84), Таганрогский котельный завод, Россия	1967	250	250	140	555	420	53	20 лет	Газ/мазут
10	Е-420-140ГМ (ТГМ-84), Таганрогский котельный завод, Россия	1970	250	250	140	555	420	50	20 лет	Газ/мазут
ИТОГО			1500	1500						

На 01.01.2021 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		Возраст на 01.01.2020, лет	Срок службы	Вид топлива	
					Р, кгс/см ²	t, °C			основное	резервное
	ПТВМ-100	1964	100	100	15	150	56	20	газ	мазут
	ПТВМ-100	1966	100	100	15	150	54	20	газ	мазут
ИТОГО			200	200						

2.1.1.2. Параметры установленной тепловой мощности, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки. Установленная электрическая мощность СтТЭЦ

Установленная электрическая мощность СтТЭЦ на конец 2020 года составляла 320 МВт, тепловая мощность – 1 539 Гкал/ч, в том числе теплофикационных отборов – 814 Гкал/ч.

Данные об установленной, располагаемой и установленной электрической мощ-

ности, установленной тепловой мощности в 2014 ÷ 2020 годах представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Установленная и располагаемая на конец года электрическая мощность и установленная тепловая мощность СтТЭЦ в 2014-2020 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
2018	320	295	1 539,0	814,0
2019	320	295	1 539,0	814,0
2020	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. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды и параметры 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 ÷ 2020 годы приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Потребление тепловой мощности на собственные нужды СтТЭЦ в 2013-2020 годах, Гкал/ч

Собственные нужды	2013	2014	2015	2017	2018	2019	2020
Всего, в Гкал/ч.:	29,3	17,5	15,5	35,2	38,4	32,8	55,6
в горячей воде	21,8	13,0	11,5	26,2	26,4	23,8	31,5
в паре	7,5	4,5	4,0	9,0	12,0	9	24,1

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 указан-

ные 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 ÷ 2020 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÷2020 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
2018	814	725	1539	0	1539	480	1059	38,4	1500,6
2019	814	725	1539	0	1539	480	1059	32,8	1506,2
2020	814	725	1539	0	1539	480	1059	55,6	1483,4

2.1.1.4. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

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 01.01.2021 г.

Ст. №	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы, год.	Возраст 01.01.20, час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
4	ТГМ-84	1962	61	57	2024			
5	ТГМ-84	1963	60	56	2024			
6	ТГМ-84	1964	59	55	2024			
8	ТГМ-84	1966	57	53	2024			
9	ТГМ-84А	1967	56	52	2024			
10	ТГМ-84А	1970	53	49	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 01.01.2021 г.

Ст. №	Тип (марка) турбины	Год ввода	Парковый ресурс, ч	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, ч	Год достижения назначенного ресурса	Наработка с начала эксплуатации на 01.01.2021, ч	Нормативное количество пусков	Количество пусков с начала эксплуатации	Кол-во продлений
4	ПТ-60-130/13	1963	220000		270000	2024	243859	600	192	1
5	ПТ-60-130/13	1963	220000	2025			207787	600	231	
6	Р-50-130/13	1964	220000	2033			135150	600	155	
9	Т-100-130	1967	220000		396388	2022	374202	600	195	2
10	Р-50-130/13	1969	220000		322700	2023	294750	600	142	2

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» №15036 от

24.09.2018г.;

- 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 2022 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 01.01.2021

Ст. №	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы, год.	Год достижения паркового ресурса
4	ПТВМ-100	1964	62	2026
5	ПТВМ-100	1964	57	2022

2.1.1.5. 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 01.01.2020

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
7	14Д-6М	1250	125
1П №1	18НДС	1980	34
1П №2	18НДС	1980	34
1П №3	18НДС	1980	34
2П №1	РСМ2-1250-140	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

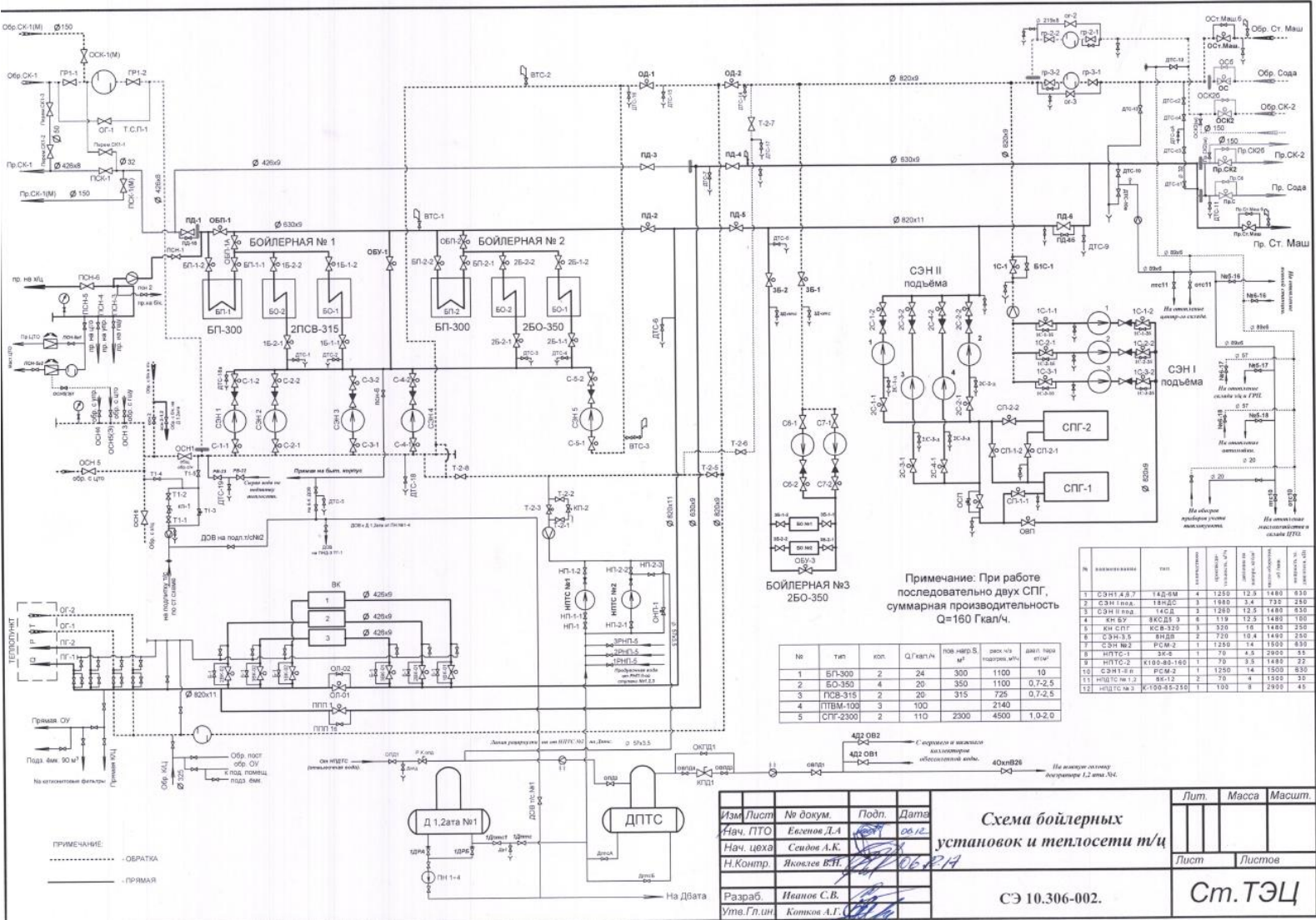
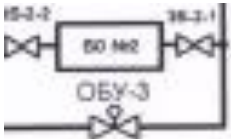


Рисунок 2.1 – Принципиальная тепловая схема ТФУ СтТЭЦ



ЭЙЛЕРНАЯ №3
250-350

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

№	тип	кол.	Q, Гкал/ч	пов. нагр. S, м²	расх. н/з подогрев, м³/ч	диал. пара, мм
1	БП-300	2	24	300	1100	10
2	БО-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	производ-тельность, м³/ч	производ-тельность на подогрев, м³/ч	производ-тельность на отопление, м³/ч	производ-тельность на горячую воду, м³/ч
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	НПТС-1	ЗК-5	1	70	4,5	2900	55
9	НПТС-2	К100-80-160	1	70	3,5	1480	22
10	СЭН 1-ЭВ	РСМ-2	1	1250	14	1500	630
11	НПТС № 1,2	ВК-12	2	70	4	1500	30
12	НПТС № 3	К-100-85-250	1	100	8	2900	45

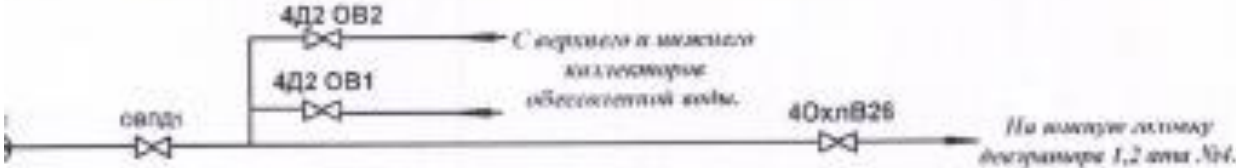


Рисунок 2.2 – Спецификация к принципиальной тепловой схеме ТФУ СтТЭЦ

2.1.1.6. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от СтТЭЦ. Обоснование выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха

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 (как и на 2020 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 (как и на 2020 год) в подающем трубопроводе на выходе со станции с учетом необходимой минимальной температуры для обеспечения нагрузки ГВС и с верхней срезкой температуры сетевой воды. Утвержденный температурный график без верхней срезки представлен на рисунке 2.3.

На рисунке 2.4 представлены температуры сетевой воды в обратном трубопроводе для графика регулирования отпуска тепла 150/70 °С.

Согласовано:
Заместитель главы администрации
ГО г.Стерлитамак

Утверждаю:
И.о. главного инженера
"БашРТС-Стерлитамак"

Р.Г. Даминов
2016 г.

А.В. Васильев
2016 г.

Температурный график регулирования
отпуска тепла с учетом нагрузки ГВС
по среднесуточной температуре наружного воздуха
г. Стерлитамак

Среднесуточная температура наружного воздуха, $t_{\text{вн}}, ^\circ\text{C}$	Температура сетевой воды в подводящем трубопроводе тепловой сети, $T_1, ^\circ\text{C}$	Температура сетевой воды в подводящем трубопроводе системы отопления, $T_2, ^\circ\text{C}$ (зависимая схема)	Температура воды после системы отопления, $T_3, ^\circ\text{C}$
+8 (и выше)	70,0	53,5	46,1
7	70,0	53,2	45,5
6	70,0	52,8	45,0
5	70,0	52,4	44,5
4	70,0	52,1	43,9
3	70,0	51,7	43,4
2	70,0	51,4	42,9
1	70,0	51,0	42,4
0	72,4	52,4	43,3
-1	74,7	53,7	44,2
-2	77,0	55,0	45,0
-3	79,3	56,3	45,9
-4	81,6	57,6	46,7
-5	83,9	58,9	47,6
-6	86,2	60,2	48,4
-7	88,5	61,5	49,2
-8	90,8	62,8	50,1
-9	93,0	64,0	50,9
-10	95,3	65,3	51,7
-11	97,6	66,6	52,5
-12	99,8	67,8	53,3
-13	102,0	69,0	54,0
-14	104,3	70,3	54,8
-15	106,5	71,5	55,6
-16	108,7	72,7	56,3
-17	110,9	73,9	57,1
-18	113,1	75,1	57,9
-19	115,3	76,3	58,6
-20	117,5	77,5	59,4
-21	119,7	78,7	60,1
-22	121,9	79,9	60,8
-23	124,1	81,1	61,6
-24	126,3	82,3	62,3
-25	128,5	83,5	63,0
-26	130,6	84,6	63,7
-27	132,8	85,8	64,4
-28	135,0	87,0	65,1
-29	137,1	88,1	65,8
-30	139,3	89,3	66,5
-31	141,4	90,4	67,2
-32	143,6	91,6	67,9
-33	145,7	92,7	68,6
-34	147,9	93,9	69,3
-35 (и ниже)	150,0	95,0	70,0

Начальник ОДС "БашРТС-Стерлитамак"
Ведущий инженер ОДС "БашРТС-Стерлитамак"

А.М. Кулаков
О.В. Козлова

Рисунок 2.3 – Утвержденный график температуры сетевой воды от СтТЭЦ без учета верхней срезки

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				
	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 2.4 – Утвержденный 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 график температуры сетевой воды в обратном трубопроводе возвращаемый от потребителя на СТЭЦ

2.1.1.7. Среднегодовая загрузка основного оборудования СтТЭЦ

На рисунке 2.6 представлены значения коэффициентов использования установленной электрической, тепловой и теплофикационной мощностей СтТЭЦ за период с 2014 по 2020 годы.

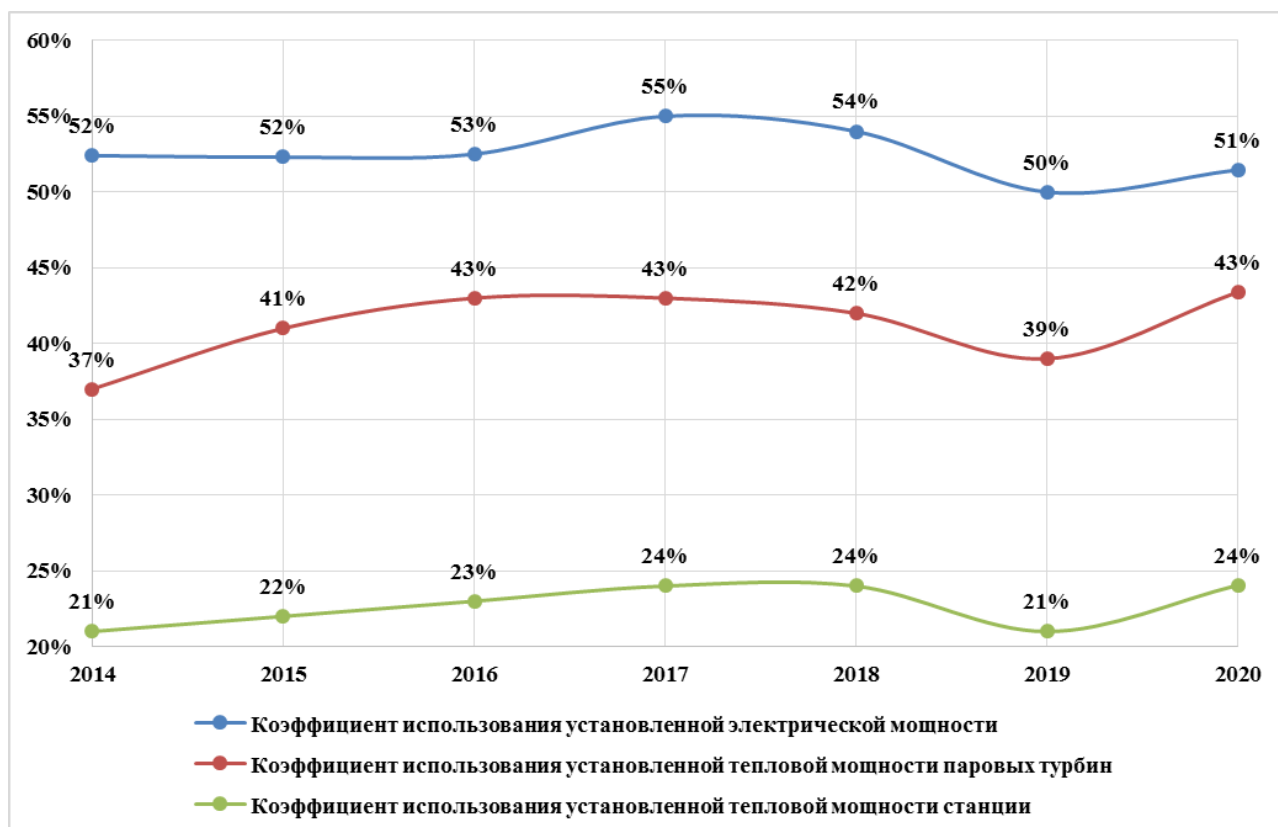


Рисунок 2.6 – Коэффициенты использования электрической и тепловой установленной мощности СтТЭЦ

Величина КИУМ по электрической мощности находится на уровне 50 – 55 %, по тепловой мощности – на уровне 21 – 24 %, по теплофикационной мощности – на уровне 37 – 43 % и связана с загрузкой электростанции в соответствии с диспетчерским графиком электрических нагрузок и фактической потреблением тепловой энергии потребителями.

2.1.1.8. Способы учета тепла, отпущенного в 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 воз-

вратным 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.

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	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°С	
5	ТПТ-1	2244		Коллектор исходной воды, опломбирован	-200÷300°С	
Тепломагистраль Город №1						
6	СПТ961.1.	14238	01.10.2018г.	ПСВ Г-1, ОСВ Г-1; ПСВ Г-2, ОСВ Г-2;теплогпункт «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°С	
Тепломагистраль Город №2						
11	УРЖ 2КМ	3480	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	
13	МЕТРАН-100-ДИ	479635		ОСВ Г-2, эстакада теплосети с восточной стороны I очереди котельного цеха, опломбирован	0÷4 кгс/см²	

№ 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
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	01.10.2018г.	ПСВ и ОСВ, теплопункт СК-2, опломбирован	0÷500 м³/ч	Исходные данные со счетчика, расчет тепла в расчетном комплексе «АСТЭП
16	УРЖ2КМ	2753		ПСВ, ОСВ, северная эстакада, опломбирован	53,25-7987 м³/ч	
17	Метран -100-ДИ	385391		ПСВ, северная эстакада, опломбирован	0÷16 кгс/см²	
18	Метран -100- ДИ	383659		ОСВ, северная эстакада, опломбирован	0÷2,5 кгс/см²	
19	КТПТР-01	973/973А		ПСВ,ОСВ, северная эстакада, опломбирован	0÷180°С	
Пар 10 ата нитка «А» СК-1						
20	СПТ961.2	20970	01.09.2018г.	Щит коммерческих приборов СК-1, опломбирован	24,1-102,5 м³/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		Теплопункт СК-1, опломбирован	0-16 кгс/см2	
23	МЕТРАН-150	1093601		Теплопункт СК-1, опломбирован	0-0,16 кгс/см2	
Пар 10 ата нитка «Б» СК-1						
24	СПТ961.2	20970	01.09.2018г.	Щит коммерческих приборов СК-1, опломбирован	10,5-160,5 м³/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		Теплопункт СК-1, опломбирован	0-16 кгс/см2	
27	МЕТРАН-150	1093602		Теплопункт СК-1, опломбирован	0-0,4 кгс/см2	
28	МЕТРАН-150	1093606		Теплопункт СК-1, опломбирован	0-0,04 кгс/см2	
Пар 16 ата СК-1						
29	СПТ961.2	20970	01.09.2018г.	Щит коммерческих приборов СК-1, опломбирован	8-39,3 м³/ч	Исходные данные со счетчика, расчет тепла в расчетном комплексе «АСТЭП»
30	ТПТ 1-3	15158		Южная эстакада, опломбирован	-196÷500 °С	
31	МЕТРАН-150	1093598		Теплопункт СК-1, опломбирован	0-25 кгс/см2	
32	МЕТРАН-150	1093605		Теплопункт СК-1, опломбирован	0-0,63 кгс/см2	
Пар 30 ата СНХЗ						

№ 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
33	СПТ961.2	20912	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	01.09.2018г.	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	01.09.2018г.	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	01.09.2018г.	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	
Пар 16 ата нитка «Б» СК-2						
51	СПТ961.2	20945	01.09.2018г.	Щит коммерческих приборов СК-2, опломбирован	52,3-+250 м³/ч	Исходные данные со счетчика, расчет тепла в расчетном комплексе
52	ТПТ 1-3	15159		Северная эстакада, опломбирован	-196÷500 °С	

№ 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
53	МЕТРАН-150	1093597		Теплопункт СК-2, опломбирован	0-25 кгс/см2	«АСТЭП»
54	МЕТРАН-150	1093612		Теплопункт СК-2, опломбирован	0-1,6 кгс/см2	
Пар 16 ата нитка «В» СК-2						
55	СПТ961.2	20945	01.09.2018г.	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	01.09.2018г.	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	01.09.2018г.	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	01.09.2018г.	Щит КО, опломбирован	30-160 м³/ч	Исходные данные со счетчика, расчет тепла в расчетном комплексе «АСТЭП»
69	УРЖ2КМ-1-200	5391		Эстакада возвращаемых конденсатов с производства, опломбирован	30-160 м³/ч	
70	ТПТ 1-3	15154		Эстакада возвращаемых конденсатов с производства, опломбирован	-196÷500 °С	
71	МЕТРАН-150	1093589		Эстакада возвращаемых конденсатов с производства,	0-2,5 кгс/см2	

№ 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
				опломбирован		

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.

2.1.1.9. Статистика отказов и восстановлений оборудования СтТЭЦ

За период 2016 ÷ 2020 г.г. технологические нарушения, произошедшие на электростанциях за рассматриваемый период не приводили к аварийным ситуациям при теплоснабжении. После выяснения причин в сжатые сроки принимались меры для устранения нарушений и дальнейшее восстановление заданного режима. За период 2016 ÷ 2020 годов было 35 технологических нарушений, с учётом промышленной площадки Н-СтТЭЦ. В том числе за 2020 год – 7 технологических нарушений.

2.1.1.10. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации СтТЭЦ

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии СтТЭЦ по состоянию за период 2017-2020 годов не выдавались.

2.1.1.11. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

Все турбоагрегаты станции прошли конкурсный отбор мощности до 2021 года.

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

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.

2.1.2.1. Структура и технические характеристики основного оборудования Н - СтТЭЦ

Н-СтТЭЦ – станция с критическими параметрами острого пара перед турбинами давления 13 МПа и 555 оС. 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 01.01.2021 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 01.01.2021 представлены в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – 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 01.01.2020 представлены в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Основные технические характеристики энергетических котлов Н-СтТЭЦ

Ст. №	Тип (марка) котла, завод-изготовитель	Год ввода	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Параметры острого пара			Возраст на 01.01.2020, лет	Срок службы	Топливо (основное/резервное)
					Р, кгс/см ²	Т, °С	Производительность, т/ч			
1	Е-420-140НГМ (БКЗ-420-140НГМ) Барнаульский котельный завод, Россия	1977	256	256	140	560	420	43	20 лет	Газ/мазут
2	Е-420-140НГМ (БКЗ-420-140НГМ) Барнаульский котельный завод, Россия	1977	256	256	140	560	420	43	20 лет	Газ/мазут
3	Е-420-140НГМ (БКЗ-420-140НГМ) Барнаульский котельный завод, Россия	1979	256	256	140	560	420	42	20 лет	Газ/мазут
4	Е-420-140НГМ (БКЗ-420-140НГМ) Барнаульский котельный завод, Россия	1980	256	256	140	560	420	40	20 лет	Газ/мазут

Ст. №	Тип (марка) котла, завод-изготовитель	Год ввода	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Параметры острого пара			Возраст на 01.01.2020, лет	Срок службы	Топливо (основное/резервное)
					Р, кгс/см ²	С, °С	Производительность, т/ч			
6	Е-420-140НГМ (БКЗ-420-140НГМ) Барнаульский котельный завод, Россия	1981	256	256	140	560	420	39	20 лет	Газ/мазут
ИТОГО			1280	1280						

На 01.01.2021 в составе основного оборудования Н-СтТЭЦ находятся три водогрейных котла ПТВМ-100, характеристики водогрейных котлов представлены в таблице 2.15.

Таблица 2.15 – Характеристики водогрейных котлов СтТЭЦ

Ст. №	Тип (марка) котла, завод-изготовитель	Год ввода	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Параметры воды		Возраст на 01.01.2020, лет	Срок службы	Вид топлива	
					Р, кгс/см ²	t, °С			основное	резервное
1	ПТВМ-100	1976	100	100	10	150	44	20 лет	газ	мазут
2	ПТВМ-100	1976	100	100	10	150	44	20 лет	газ	мазут
3	ПТВМ-100	1978	100	100	10	150	42	20 лет	газ	мазут
ИТОГО			300	300						

2.1.2.2. Параметры установленной тепловой мощности, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки. Установленная электрическая мощность Н-СтТЭЦ

Установленная электрическая мощность Н-СтТЭЦ на конец 2019 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 ÷ 2020 годах представлены в таблице 2.16.

Таблица 2.16 – Установленная и располагаемая на конец года электрическая мощность и установленная тепловая мощность Н-СтТЭЦ в 2014-2020 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

Год	Электрическая мощность, МВт		Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	
	установленная	располагаемая на конец года	общая	теплофикационных отборов турбин
2016	255	255	1 511,2	587
2017	255	255	1 511,2	587
2018	255	255	1 511,2	587
2019	255	255	1511,2	587
2020	255	255	1511,2	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. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды и параметры 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 ÷ 2020 годы приведены в таблице 2.17.

Таблица 2.17 – Потребление тепловой мощности на собственные нужды Н-СтТЭЦ в 2013-2019 годах, Гкал/ч

Собственные нужды	2013	2014	2015	2017	2018	2019	2020
Всего, в т. ч.:	17,1	20,2	20,1	17,1	27,8	25,0	37,4
в горячей воде	3,8	4,5	4,5	3,8	20,8	21,3	23,1
в паре	13,3	15,7	15,6	13,3	7,0	3,7	14,3

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 расчет-

ной температуры наружного воздуха.

Располагаемая мощность станции в горячей воде определяется 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 ÷ 2019 годы представлены в таблице 2.18.

Таблица 2.18 – Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто Н-СтТЭЦ в 2013÷2020 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				
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
2018	587	924,2	1 511,2	0	1 511,2	27,8	1 483,4
2019	587	924,2	1511,2	0	1511,2	25,0	1 486,2
2020	587	924,2	1511,2	0	1511,2	25,0	1 486,2

2.1.2.4. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса Н-СтТЭЦ

В таблице 2.19 представлены год ввода в эксплуатацию, наработка с начала эксплуатации и год достижения паркового (индивидуального) ресурса энергетических кот-

лов Н-СтТЭЦ.

Таблица 2.19 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов Н-СтТЭЦ на 01.01.2021

Ст. №	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы, год.	Год достижения паркового ресурса
1	БКЗ-420-140 НГМ	1977	48	2024
2	БКЗ-420-140 НГМ	1977	48	2024
3	БКЗ-420-140 НГМ	1979	46	2024
4	БКЗ-420-140 НГМ	1980	45	2024
6	БКЗ-420-140 НГМ	1981	42	2024

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

В таблице 2.20 представлены год ввода в эксплуатацию, наработка с начала эксплуатации и год достижения паркового (индивидуального) ресурса паровых турбин Н-СтТЭЦ.

Таблица 2.20 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых турбин Н-СтТЭЦ на 01.01.2021

Ст. №	Тип турбины	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на 01.01.21, 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	284715	2007	600	285	287 226	2	2021
2	ПТ-60-130/13	1977	220 000	292797	2008	600	218	296 700	2	2021
3	ПТ-135/165-130/15	1979	220 000	291091	2011	600	148	305 317	2	2022

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

- на турбине ст. № 1 в 2007 году парковый ресурс был продлен на 67,2 тыс. часов, в 2019 еще на 287,2 тыс. часов;
- на турбине ст. № 2 в 2008 году парковый ресурс был продлен на 76,7 тыс. часов, в 2019 еще на 296,7 тыс. часов;
- на турбине ст. № 3 в 2011 году парковый ресурс был продлен на 85,3 тыс. часов, в 2019 еще на 305,3 тыс. часов.

Из таблицы 2.20 следует, что ближайшая выработка ресурса работы турбин наступит не ранее конца 2021 года.

В таблице 2.21 представлены год ввода в эксплуатацию, срок службы с начала эксплуатации и год достижения паркового (индивидуального) ресурса пиковых водо-

грейных котлов Н-СтТЭЦ.

Таблица 2.21 – Год ввода в эксплуатацию, и год достижения паркового ресурса водогрейных котлов Н-СтТЭЦ на 01.01.2021

Ст. №	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы, год.	Год достижения паркового ресурса
1	ПТВМ-100	1976	45	2019
2	ПТВМ-100	1976	45	2019
3	ПТВМ-100	1978	43	2023

2.1.2.5. 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 2.22.

Таблица 2.22 – Состав теплообменного оборудования ТФУ Н-СтТЭЦ на 01.01.2020 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
ПБ	пиковый бойлер	ПСВ-500-14-23	паропровод 15 ата

Характеристики сетевых насосов Ново-Стерлитамакской ТЭЦ представлены в таблице 2.23.

Таблица 2.23 – 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

Станционный номер	Маркировка, тип	Номинальная подача, т/ч	Номинальный напор, м в. ст.
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.

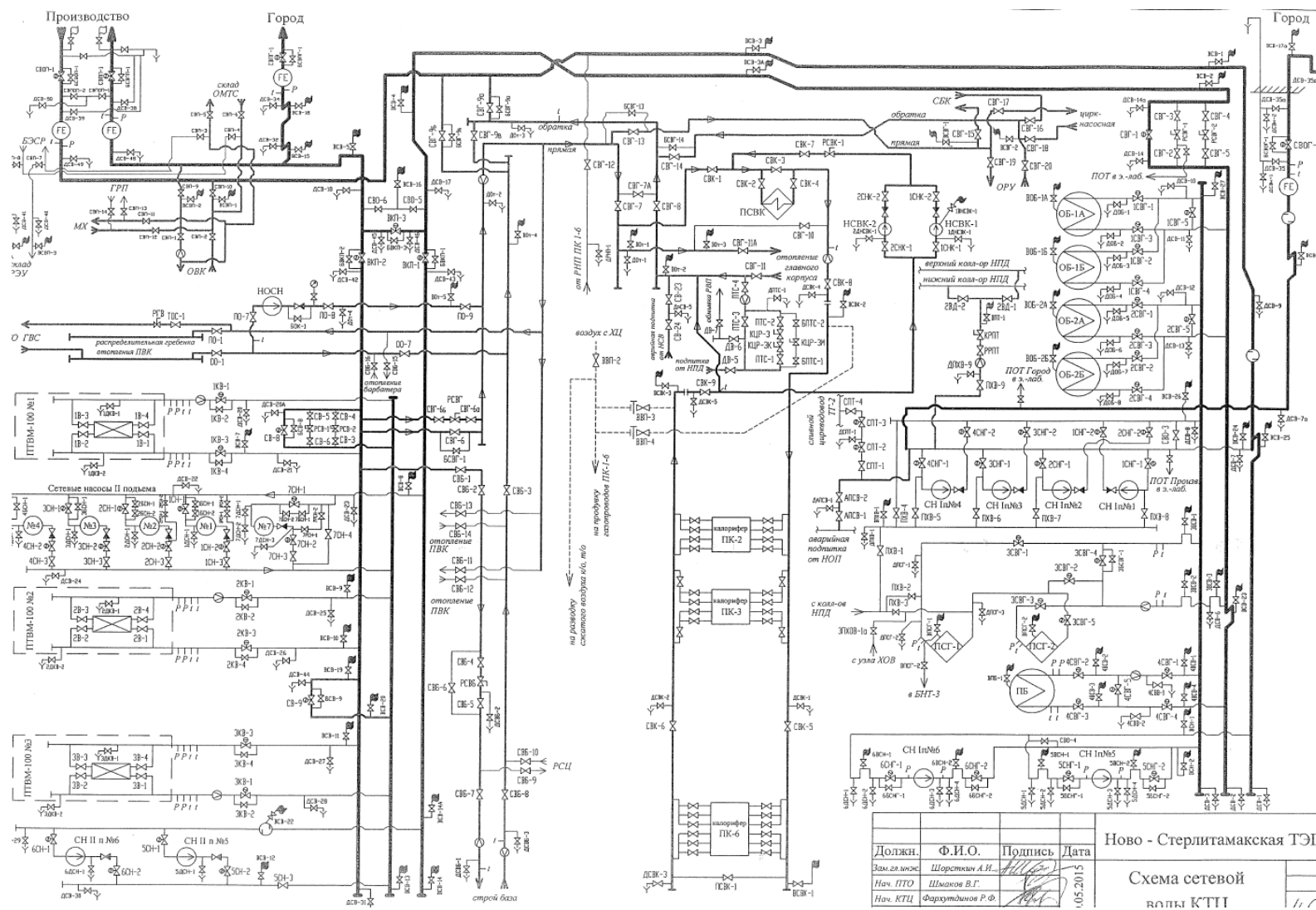


Рисунок 2.7 – Принципиальная тепловая схема ТФУ Н-СТТЭЦ

2.1.2.6. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от Н - СтТЭЦ. Обоснование выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха

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 (как и на 2020 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 (как и на 2020 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}), °C	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе в точке поставки (Т ₁), °C
+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				
	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 2.9 – 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

2.1.2.7. Среднегодовая загрузка основного оборудования Н-СтТЭЦ

На рисунке 2.11 представлены значения коэффициентов использования установленной электрической, тепловой и теплофикационной мощностей Н-СтТЭЦ за период с 2014 по 2018 годы.

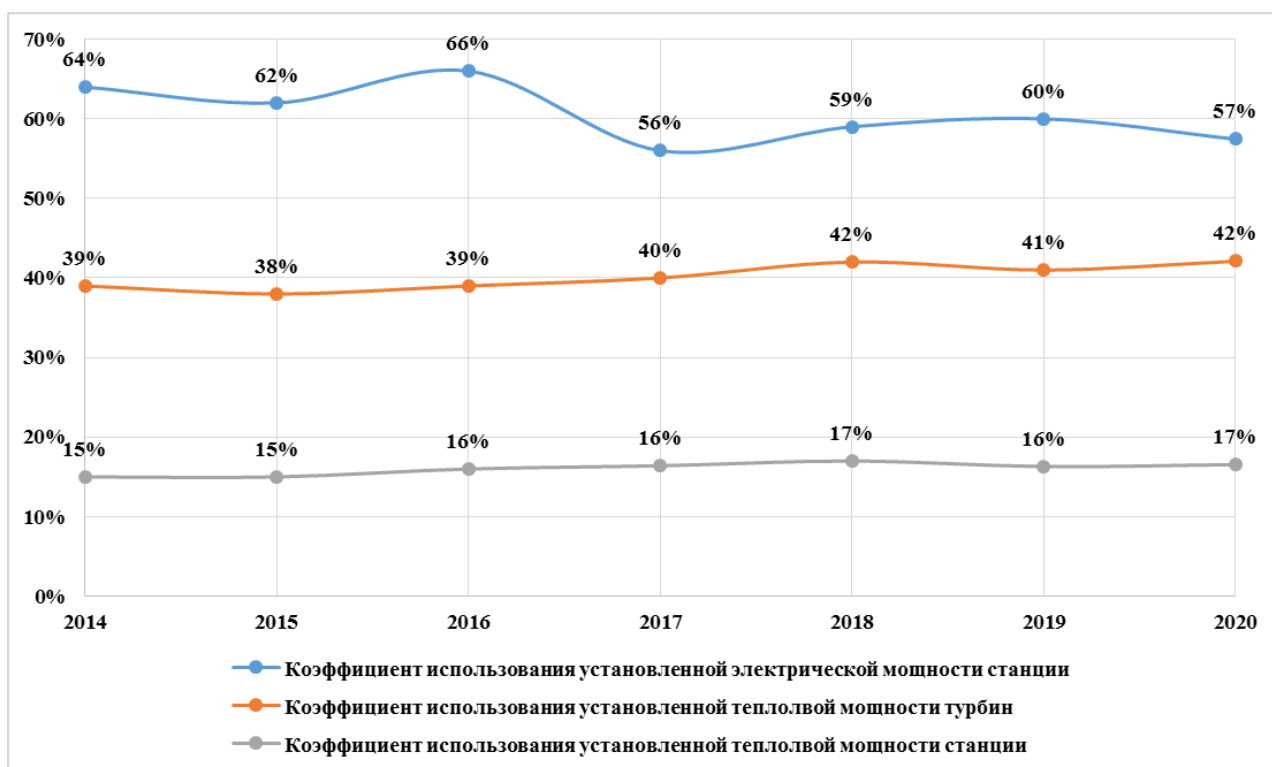


Рисунок 2.11 – Коэффициенты использования электрической и тепловой установленной мощности Н-СтТЭЦ

Величина КИУМ по электрической мощности находится на уровне 66 – 56 %, по тепловой мощности – на уровне 15 – 17 %, по теплофикационной мощности – на уровне 39 – 42 % и связана с загрузкой электростанции в соответствии с диспетчерским графиком электрических нагрузок и фактическим потреблением тепловой энергии потребителями.

2.1.2.8. Способы учета тепла, отпущенного в 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 2.24.

Таблица 2.24 – 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	24.07.2018г.	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	24.07.2018г.	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	24.07.2018г.	Главный корпус, котельное отделение, трубопровод подпитки т/с с РНП, опломбирован	0-25 т/ч	
	Тепломагистраль «Город»					
6	СПТ961	4252	24.07.2018г.	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	24.07.2018г.	Главный корпус, ГРЩУ-1 шкаф ТВ-1, опломбирован	-	
14	УРЖ 2КМ	3476		Теплопункт №2, трубопровод ПСВ,ОСВ «Каустик», опломбирован	200÷3500 м³/час	
15	МИДА-ДИ-13П	11316877		Теплопункт №2, трубопровод ПСВ «Каустик»,	0÷1,6 МПа	

№ п/п	Тип прибора	Заводской номер	Дата акта периодической проверки узлов учета на источнике теплоты	Место установки и наличие пломбы	Шкала прибора	Примечание
				опломбирован		
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	15.09.2018г.	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.

2.1.2.9. Статистика отказов и восстановлений оборудования Н-СмТЭЦ

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.

В 2018 году произошло три аварийные ситуации на энергетических котлах станции, приведших к остановке соответствующих котлов, причем одна из них (в октябре 2018 г.) привела к отключению всех энергетических котлов и останову единственного работающего турбоагрегата.

В 2019 году произошло три аварийные ситуации на энергетических котлах станции, из них 2 по вине персонала.

В 2020 году произошло одна аварийная ситуация на энергетических котлах станции.

Технологические нарушения, произошедшие на электростанциях за рассматриваемый период (2016-2020), не приводили к аварийным ситуациям при теплоснабжении. После выяснения причин в сжатые сроки принимались меры для устранения нарушений и дальнейшее восстановление заданного режима.

В таблице 2.25 приведена информация по аварийности, причинам и мероприятия направленные на устранение возникших аварийных ситуаций.

Таблица 2.25 – Информация о причинах аварийности и мероприятия по их устранению на Н-СтТЭЦ за период 2016 ÷ 2020 годы

№ акта и дата аварии	Причины аварии	№ мероприятий в акте расследования. Содержание мероприятий.	Срок исполне- ния по акту рас- следования
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 поврежде- ния змеевика 4-й ступени конвективного пароперегревате- ля.	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 ре- монтной 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. <i>Появление напряжения 3U0=35 В в цепях напряжения комплекта РЗА ВЭ-110 кВ ОШВ-1, вызванное перекосом напряжений в фазах вследствие возникновения неисправности ключа 1ГР 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 3U0» в комплекте РЗА ВЭ-110 кВ ОШВ-1.</i>	3.1.1. Получить от проектно-наладочной организации ОАО «ВНИИР» и устано- вить 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 1ГР 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 выпол- нить замену - выполнено.	31.12.2017 г.
		3.2.1. Написать претензионное письмо в проектно-наладочную организацию ОАО «ВНИИР» с целью незамедлительного устранения неисправности микропроцес- сорного 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 1ГР на панели 8 «Авто- матика 13СВ, 1ТН, 2ТН» в РЩ ЗРУ-110кВ Ново-Стерлитамакской ТЭЦ – выпол- нено.	30.05.2017 г.
Акт №2 от 07.07.2017 (код 3.3.19)	Останов ПК-4 (защитой по погасанию факела). <i>Наруше- ние электрослесарем «Инструкции по эксплуатации и техническому обслуживанию САР ПК-4».</i>	3.2.1. Электрослесарю ЦАСУТП назначить внеочередную проверку знаний ПТЭ и инструкций – выполнено.	07.08.2017 г.
		3.2.2. Провести противоаварийную тренировку электрослесарю на тему «Неис- правности в автоматизированных системах реализованных на базе микропро- цессорных контроллеров» – выполнено.	07.08.2017 г.
		3.3.3. В дни специальной подготовки проработать с оперативным персоналом	07.08.2017 г.

№ акта и дата аварии	Причины аварии	№ мероприятий в акте расследования. Содержание мероприятий.	Срок исполне- ния по акту рас- следования
		ЦАСУТП «Инструкцию по эксплуатации и техническому обслуживанию САР ПК-4» – выполнено.	
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.
Аварии 2018			
Акт №1 от 08.04.2018 (код 3.3.1)	ПК - 6 остановлен оперативным персоналом из- за повреждения КПП 4-ой ступени. Причиной разрушения металла трубы пароперегревателя 4 ступени ПК-6 является истечение ресурса из-за развития межкристаллитной коррозии с внутренней и наружной поверхности и высокотемпературной газовой коррозии (сульфидной коррозии) с наружной поверхности гнутого участка трубы в процессе длительной эксплуатации.	3.1.1. В соответствии со среднесрочной инвестиционной программой п/п НСтТЭЦ выполнить замену 3-й, 4-й ступеней КПП ПК-6 – срок не истек.	30.12.2019
Акт №2 от 07.04.2018 (код 3.3.1)	Паровой котел № 4 отключен персоналом для устранения свища на прямом участке трубопровода байпаса задвижки 4ПВ-1 до вентиля 4 БПВ-1 и из-за нарушения герметичности обратного клапана ПК-4.	3.1.1. Произвести гидравлическое испытание и осмотр узла питания ПК-4 – срок не истек.	30.05.2019
		3.1.2. По результатам гидравлического испытания и осмотра узла питания ПК-4 выявленные дефекты устранить – срок не истек.	10.06.2019
		3.2.1. Направить в ЗАО НПП «Гермет» письмо о низком качестве сальниковой набивки GS 1400 – выполнен.	30.10.2018
		3.2.2. Включить в ведомость объема работ текущего ремонта ПК-4 выполнение гидравлического испытания и осмотра узла питания – срок не истек.	07.05.2019
		3.2.3. Издать распорядительный документ по ТЭЦ о запрете применения сальниковой набивки GS 1400 на арматуре высокого давления – выполнен.	25.05.2018
		3.2.4. В ближайшие текущие ремонты основного оборудования произвести проверку сальниковых уплотнений плавающих крышек и штоков арматуры высокого давления на наличие набивки GS 1400. В случае наличия данной набивки заме-	

№ акта и дата аварии	Причины аварии	№ мероприятий в акте расследования. Содержание мероприятий.	Срок исполнения по акту расследования
		нить ее на кольца ТРГ – срок не истек.	
Акт №3 от 03.10.2018 (код 3.3.1)	ПК-2 остановлен действием защиты «Повышение давление в топке» из-за разрыва трубы левого бокового экрана. Причиной разрыва трубы явился перегрев металла экранной трубы из-за допущенного машинистом ЦТЩУК снижения уровня воды в барабане до значения ниже минимально-допустимого во время растопки котла (01.10.2018).	Заменить дефектную трубу №17 левого бокового экрана ПК-2 – выполнен. Ответственный: начальник КТЦ.	30.09.2019
		Отправить дефектный участок трубы №17 и соседние вырезки образцов труб №№15, 16 ПК-2 на исследование в ЗАО "Научно-Диагностический Центр" "Научно-Производственная Фирма" "Русская Лаборатория" – выполнен..	21.10.2018
		Выполнить 100% осмотр экранных труб ПК-2 на отм. 16±19 м – выполнен.	12.10.2018
		По результатам осмотра экранных труб ПК-2 определить наихудшие трубы по их состоянию для проведения на них визуально-измерительного контроля: - 10 труб левого бокового экрана соленого отсека, - 10 труб правого бокового экрана соленого отсека, - 2 трубы левого бокового экрана чистого отсека, - 2 трубы правого бокового экрана чистого отсека, - 4 трубы заднего экрана, - 4 трубы фронтального экрана – выполнен.	02.11.2018
		По результатам визуально-измерительного контроля экранных труб ПК-2 выполнить не менее 2-х дополнительных вырезов экранных труб ПК-2 (чистого и соленого отсеков) для исследования их состояния – выполнен.	08.11.2018
		При выявлении высокотемпературного перегрева на образцах дополнительных вырезов определить дополнительные мероприятия для устранения дефектов на ПК-2 – выполнен.	12.11.2018
		На специальной подготовке оперативного персонала КТЦ провести разбор обстоятельств пуска ПК-2 приведшего к разрушению экранной трубы – выполнен.	23.11.2018
Акт №4 от 15.10.2018 (код 3.3.5)	Полный сброс электрической и тепловой нагрузки на п/п Ново-Стерлитамакской ТЭЦ из-за отключения всех работающих паровых котлов защитами по снижению уровней воды в барабане и останова единственного работающего ТА-3 оперативным персоналом. Снижение уровней воды в барабанах ПК-1, ПК-3, ПК-4, произошло по причине отключения единственного находящегося в работе ПЭН-6 и не включения от АВР ПЭН-1 и ПЭН-7. Отключение ПЭН-6 произошло из-за обесточения секции 6кВ 6Р вследствие: - неправильных действий оперативного персонала ЭЦ при	Направить машиниста ЦТЩУК ООО «ЛОЦ Энергетик» на внеочередное психофизиологическое обследование – выполнен.	01.11.2018
		Направить машиниста ЦТЩУК ООО «ЛОЦ Энергетик» на внеочередное психофизиологическое обследование – выполнен.	18.10.2018
		3.1.1. Добоорудовать электроустановки п/п НСтТЭЦ устройствами оперативной блокировки в соответствии с планом-графиком и требованиями НТД – срок не истек.	31.10.2019
		3.1.2. Временно, до проведения работ по модернизации схемы АВР ПЭН, выполнить дублирование реле или контактов реле цепи самоподхвата реле и цепи запуска АВР в схеме подготовки АВР каждого ПЭН (кроме ПЭН-3) – выполнен.	31.12.2018
		3.2.1. Провести внеочередные противоаварийные тренировки оперативному персоналу п/п НСтТЭЦ по теме «Действия персонала при отключении единственного работающего питательного электронасоса» – выполнен.	30.12.2018
		3.2.2. Составить программу и произвести обучение оперативного персонала КТЦ на тему: «Использование показаний приборов, установленных на щитах управления» –	30.12.2018

№ акта и дата аварии	Причины аварии	№ мероприятий в акте расследования. Содержание мероприятий.	Срок исполнения по акту расследования
	проведении оперативных переключений по вводу в работу трансформатора блока 4ГТ после ремонта, подачи напряжения на оставленные во включенном положении ЗН в ячейке № 3 РУСН-6кВ из-за нарушения порядка производства переключений.	выполнен.	
		3.2.3. Провести отдельную тренировку по пользованию устройств связи (включая громкую поисковую), в т.ч. при ликвидации аварийных ситуаций – выполнен.	30.12.2018
		3.2.4. Разработать план по недопущению подачи напряжения на заземленный участок (включенные ЗН в водных ячейках секций РУСН 6 кВ ГК) – выполнен.	30.11.2018
		3.2.5. Выполнить разработанный план по недопущению подачи напряжения на заземленный участок (включенные ЗН в водных ячейках секций РУСН 6 кВ ГК) – выполнен.	30.12.2018
		3.2.6. Внести в программу спец. подготовки оперативного персонала КТЦ вопросы, касающиеся управления и автоматики оборудования, находящегося в их ведении – выполнен.	30.12.2018
		3.2.7. Разработать перечни оборудования по технологическому управлению и ведению по всем категориям оперативного персонала – выполнен.	30.12.2018
		3.2.8. Проработать материалы расследования с разбором ошибок и допущенных нарушений со всем оперативным персоналом ТЭЦ – выполнен.	30.12.2018
		3.2.9. В инструкцию по производству переключений в электроустановках п/п. Ново-Стерлитамакской ТЭЦ включить раздел по порядку проведения замера изоляции электрооборудования при переключениях по вводу его в работу после ремонта и оформления замера изоляции в бланках переключений – выполнен.	30.12.2018
		3.2.10. При проведении специальной подготовки с оперативным персоналом КТЦ проработать темы: - Инструкция по поддержанию давления питательной воды в общестанционном коллекторе п/п НСтТЭЦ. - Инструкция о порядке ведения оперативных переговоров оперативным персоналом. - Объем предсменного инструктажа, проводимого подчиненному оперативному персоналу - Объем инструктажа, проводимого оперативному персоналу перед производством переключений - Предотвращение и ликвидация аварий в схемах собственных нужд п/п Ново-Стерлитамакской ТЭЦ - Инструкция по эксплуатации электродвигателей в установках собственных нужд п/п НСтТЭЦ ИЭ 17.04НСтТЭЦ-02 – выполнен.	30.12.2018
		3.2.11. При проведении специальной подготовки с оперативным персоналом ЭЦ и НСЭС проработать темы: 1. Фиксация номеров, выданных оперативному персоналу незаполненных экземпляров бланков переключений оперативном журнале. 2. Ведение записей о проведении, после окончания ремонта и закрытия нарядов, осмотра рабочих мест допускающим и возможности ввода оборудования в работу.	30.12.2018

№ акта и дата аварии	Причины аварии	№ мероприятий в акте расследования. Содержание мероприятий.	Срок исполнения по акту расследования
		3. Ведение записей о возможности использования ТПБ, оформление перерывов в переключениях. 4. Инструкция по производству переключений в электроустановках п/п Ново-Стерлитамакской ТЭЦ. 5. Инструкция о порядке ведения оперативных переговоров оперативным персоналом. 6. Инструкция по предупреждению и ликвидации аварий на Стерлитамакской ТЭЦ (п/п Ново-Стерлитамакская ТЭЦ) РИ 17-140-001НСТТЭЦ-1. 7. Объем предсменного инструктажа, проводимого подчиненному оперативному персоналу. 8. Объем инструктажа, проводимого оперативному персоналу перед производством переключений. 9. Анализ существующей ремонтной схемы перед производством переключений. – выполнен.	
		3.2.12. Проверить все уставки на приборах КИП и А на соответствие утвержденным картам уставок – выполнен.	30.11.2018
		3.2.13. На техническом совете ТЭЦ рассмотреть вопрос и принять решение об изменении алгоритма схемы АВР ПЭН – выполнен.	30.12.2018
		3.2.14. Разработать совместную программу технического обслуживания схемы АВР ПЭН с одновременным выполнением работ в цепях ЦАСУТП и ЭЦ – выполнен.	30.12.2018
		3.2.15. Переработать типовые бланки переключений с учетом соблюдения порядка переключений предписанного пунктами 2.2.5, 3.5.1; 3.1.5 Инструкции по переключениям в электроустановках СО 153-34.20.505-2003 – выполнен.	30.12.2018
		3.2.16. Разработать ремонтные схемы, учитывающие одновременный вывод в ремонт теплотехнического и электротехнического оборудования, обеспечивающие надежное питание и резервирование СН в ремонтных режимах – выполнен.	30.12.2018
		3.2.17. Разработать Положение о порядке оформления, подачи, рассмотрения и согласования заявок на изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния оборудования включающее вопросы включения электроустановок после ремонта – выполнен.	30.12.2018
		3.2.18. Пересмотреть инструкцию по эксплуатации и оперативному обслуживанию оперативных блокировок безопасности п/п НСТТЭЦ с приведением в соответствие с Инструкцией по эксплуатации оперативных блокировок безопасности в распределительных устройствах высокого напряжения, РД 34.35.512 – выполнен.	30.12.2018
		3.2.19. Пересмотреть Инструкцию по предупреждению и ликвидации аварий на Стерлитамакской ТЭЦ (п/п Ново-Стерлитамакская ТЭЦ) РИ17-140-001НСТТЭЦ с определением требований к содержанию предсменного целевого инструктажа по действиям в случаях возможных аварийных ситуаций при работе в условиях	30.12.2018

№ акта и дата аварии	Причины аварии	№ мероприятий в акте расследования. Содержание мероприятий.	Срок исполнения по акту расследования
		вынужденного снижения надежности – выполнен.	
		3.2.20. Пересмотреть перечень неисправных или отсутствующих оперативных блокировок электроустановок п/п НСтТЭЦ с учетом требований нормативных документов, определяющих объем оснащения электроустановок блокировочными устройствами – выполнен.	30.12.2018
		3.2.21. Выполнить анализ полноты оснащения электроустановок п/п НСтТЭЦ устройствами механической и электромагнитной блокировки, разработать план-график приведения оперативных блокировок требованиям НТД – выполнен.	30.12.2018
		3.2.22. Разработать перечень пломбируемых устройств, для изменения уставок, в целях исполнения п. 4.7.18. ПТЭ ЭСС РФ – выполнен.	30.12.2018
		3.2.23. Определить объем выполняемых работ по обслуживанию электрооборудования электростанции начальниками смен КТЦ – выполнен.	30.11.2018
		3.2.24. В программу подготовки на должность начальника смены КТЦ включить прохождение стажировки, проверки знаний и дублирование на рабочем месте электромонтера в соответствии с утвержденным объемом выполняемых работ по обслуживанию электрооборудования электростанции начальниками смен КТЦ – выполнен.	30.12.2018
		3.2.25. Провести в комиссии ООО «БГК» внеочередную проверку знаний главному инженеру СтТЭЦ в объеме: ПТЭ ЭСС РФ, инструкции по эксплуатации оперативных блокировок безопасности в распределительных устройствах высокого напряжения РД 34.35.512, Сборника распорядительных материалов по эксплуатации энергосистем – выполнен.	31.01.2019
		3.2.26. Провести в комиссии ООО «БГК» внеочередную проверку знаний начальнику КТЦ в объеме ПТЭ ЭСС РФ, инструкции по предупреждению и ликвидации аварий на тепловых электростанциях СО 153-34.20.562-2003, Правила работ с персоналом в организациях электроэнергетики РФ, типовой инструкции по эксплуатации электродвигателей в установках собственных нужд электростанций СО 34.45.509-2005 – выполнен.	31.01.2019
		3.2.27. Провести в комиссии ООО «БГК» внеочередную проверку знаний начальнику ЭЦ в объеме ПТЭ ЭСС РФ, Инструкции по эксплуатации оперативных блокировок безопасности в распределительных устройствах высокого напряжения, РД 34.35.512, Правил охраны труда при эксплуатации электроустановок, инструкции по переключениям в электроустановках СО 153-34.20.505-2003, Сборника распорядительных материалов по эксплуатации энергосистем – срок не истек.	31.01.2019
		3.2.28. Провести в станционной комиссии внеочередную проверку знаний заместителю начальника ЭЦ в объеме ПТЭ ЭСС РФ, Инструкции по эксплуатации оперативных блокировок безопасности в распределительных устройствах высокого напряжения, РД 34.35.512, Правил охраны труда при эксплуатации электроустановок, инструкции по переключениям в электроустановках СО 153-34.20.505-	31.01.2019

№ акта и дата аварии	Причины аварии	№ мероприятий в акте расследования. Содержание мероприятий.	Срок исполнения по акту расследования
		2003, инструкции по эксплуатации оперативных блокировок безопасности в распределительных устройствах высокого напряжения РД 34.35.512 – срок не истек.	
		3.2.29. Провести в станционной комиссии внеочередную проверку знаний начальнику ЭТЛ в объеме ПТЭ ЭСС РФ, Правил технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и подстанций 110-750 кВ, РД 153-34.0-35.617 – выполнен.	31.01.2019
		3.2.30. Провести в комиссии ООО «БГК» внеочередную проверку знаний начальнику ЦАСУТП в объеме ПТЭ ЭСС РФ, РД 153-34.1-35.521 «Состав и ведение эксплуатационной документации в цехах АСУ ТП (ТАИ) тепловых электростанций» – выполнен.	31.01.2019
		3.2.31. Провести в станционной комиссии внеочередную проверку знаний заместителю начальника ЦАСУТП в объеме ПТЭ ЭСС РФ, РД 153-34.1-35.521 «Состав и ведение эксплуатационной документации в цехах АСУ ТП (ТАИ) тепловых электростанций» – выполнен.	31.01.2019
		3.2.32. Провести в станционной комиссии внеочередную проверку знаний НСЭС в объеме ПТЭ ЭСС РФ, инструкции по предупреждению и ликвидации аварий на Стерлитамакской ТЭЦ (п/п Ново-Стерлитамакская ТЭЦ), инструкции по переключениям в электроустановках – срок не истек.	31.01.2019
		3.2.33. Провести в станционной комиссии ТЭЦ внеочередную проверку знаний НСКТЦ в объеме ПТЭ ЭСС РФ, инструкции по предупреждению и ликвидации аварий на Стерлитамакской ТЭЦ (п/п Ново-Стерлитамакская ТЭЦ), Инструкция по эксплуатации электродвигателей в установках собственных нужд п/п НСтТЭЦ ИЭ 17.04НСтТЭЦ-02 – выполнен.	31.01.2019
		3.2.34. Провести в станционной комиссии ТЭЦ внеочередную проверку знаний НСЭС в объеме ПТЭ ЭСС РФ – выполнен.	31.01.2019
		3.2.35. Провести в станционной комиссии ТЭЦ внеочередную проверку знаний НСКТЦ в объеме ПТЭ ЭСС РФ – выполнен.	31.01.2019
		3.2.36. Провести в станционной комиссии ТЭЦ внеочередную проверку знаний НСЭ, СтДЭМ в объеме ПТЭ ЭСС РФ, ПОТЭЭУ, инструкций по производству переключения в электрических установках п/п НСтТЭЦ, инструкции по предупреждению и ликвидации аварий на Стерлитамакской ТЭЦ (п/п Ново-Стерлитамакская ТЭЦ), Инструкция по производству переключений в электроустановках – выполнен.	31.01.2019
		3.2.37. Провести в станционной комиссии внеочередную проверку знаний МЦТЩУТ-1 в объеме Инструкции по предупреждению и ликвидации аварий на Стерлитамакской ТЭЦ (п/п Ново-Стерлитамакская ТЭЦ), Инструкции по поддержанию давления питательной воды в общестанционном коллекторе п/п НСтТЭЦ – выполнен.	31.01.2019

№ акта и дата аварии	Причины аварии	№ мероприятий в акте расследования. Содержание мероприятий.	Срок исполнения по акту расследования
Акт №5 от 11.12.2018 (код 3.3.19)	ТА-2 был отключен оперативным персоналом из-за самопроизвольного закрытия РК ЦВД и невозможности управления ЭГСР как с АРМ машиниста турбин, так и со шкафа ЭГСР по месту.	Ведется расследование.	
Акт №6 от 14.12.2018 (код 3.3.5)	Отключение блока генератор-трансформатор 2ГТ и ТГ-2 из-за трехфазного короткого замыкания на шинах 6,3 кВ реактора Р-Ш-А, возникшего в результате попадания на шины реактора Р-Ш-А кошки через проем в кирпичной кладке между кабельным каналом и камерой реакторов «Р-Ш-А», «Р-Ш-Б».	Ведется расследование.	
Аварии 2019			
Акт №1 от 26.03.2019 (код 3.3.1)	ПК-3 отключен персоналом из-за недопустимого небаланса между расходом пара и питательной воды возникшего при обрыве приварного доньшка глухого штуцера на входном коллекторе 4 ступени средних пакетов (4 коллектор слева). Причиной аварии явился дефект монтажа – персонал СМУ "Уралэнергомонтаж" в 1979 году использовал доньшко, материал которого не соответствует паспортной документации (вместо стали 12Х1МФ была использована сталь 20 – заключение стилокопирования ЗАО НДЦ НПФ "Русская лаборатория" №841 от 29.03.2019).	3.1.1. Провести стилокопирование доньшек всех глухих штуцеров коллекторов ПК-3, эксплуатирующихся при T>450 °С – выполнен . 3.1.2. В периоды ближайших ремонтов ПК-1, ПК-2, ПК-4, ПК-6 провести стилокопирование доньшек всех глухих штуцеров коллекторов, эксплуатирующихся при T>450 °С – срок не истек . 3.1.3. По результатам проведенного стилокопирования на ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-6 выполнить немедленную замену доньшек глухих штуцеров коллекторов, материал которых не соответствует паспортной документации – срок не истек . 3.2.1. По результатам проведенного стилокопирования определить соответствие материала доньшек всех глухих штуцеров коллекторов, эксплуатирующихся при T>450 °С паспортной документации. При выявлении несоответствия составить дополнительные объемы ремонтов паровых котлов по срочной замене доньшек – срок не истек .	14.05.2019 31.12.2019 31.12.2019 31.12.2019
Акт №2 от 03.08.2019 (код 3.3.1)	03.08.2019 Оперативным персоналом КТЦ работа ПК-4 переведена с магистрали перегретого пара на продувку пароперегревателя котла из-за недопустимых параметров острого пара (давления и температуры) в следствии закрытия ПЗК семи из восьми работающих горелок котла после закрытия шиберов воздуха горелок по причине неправильных действий СМ к/о	3.1.1. Выполнить блокировку в системах управления горелками паровых котлов № 1,3,4,6, предотвращающую выполнение операции по закрыванию шиберов воздуха при работе любой из горелок с привлечением ИТЦ "АСУТП" Уфимского филиала ООО "КВАРЦ Групп" – срок не истек . Ответственный: начальник ЦАСУТП. 3.2.1. Старшему машинисту котельного отделения провести внеочередную проверку знаний инструкции производства переключений в КТЦ п/п НСтТЭЦ, инструкции по эксплуатации БКЗ-420-140 НГМ в части выполнения операций согласно ведомости переключений при останове котла, инструкции по эксплуатации автоматизированной системы контроля и управления розжигом горелок котлоагрегатов БКЗ-420-140 НГМ ст.№3,4,6, раздела 2 инструкции по предупреждению и ликвидации аварий на СтТЭЦ (пл. НСтТЭЦ) – выполнен .	30.12.2020 30.09.2019

№ акта и дата аварии	Причины аварии	№ мероприятий в акте расследования. Содержание мероприятий.	Срок исполнения по акту расследования
		Ответственный: начальник КТЦ.	
		3.2.2. Старшему машинисту котельного отделения проводить ежесменный контроль в условиях здравпункта с контролем артериального давления. Ответственный: начальник КТЦ.	30.12.2020
		3.2.3. В день спецподготовки проработать с оперативным персоналом КТЦ инструкцию по производству переключений в КТЦ п/п НСтТЭЦ, инструкцию по эксплуатации автоматизированной системы контроля и управления розжигом горелок котлоагрегатов БКЗ-420-140 НГМ ст.№3,4,6, а также правила выполнения и оформления пусковых и остановочных операций основного оборудования КТЦ согласно типовым программам. Ответственный: начальник КТЦ.	30.08.2019
		3.2.4. НСЭС провести внеочередную проверку знаний Регламента процесса «Передача оперативной информации об авариях и чрезвычайных ситуациях в электроэнергетике начальником смены электростанции» РП-500-2. Ответственный: главный инженер.	30.09.2019
		3.2.5. НСКТЦ провести внеочередную проверку знаний по инструкции производства переключений в КТЦ п/п НСтТЭЦ, по инструкции по эксплуатации БКЗ-420-140 НГМ в части выполнения операций согласно ведомости переключений при останове котла. Ответственный: начальник КТЦ.	30.09.2019
		3.2.6. Запретить распорядительным документом комплектование в одной смене НСКТЦ и старших машинистов со стажем работы в данной должности менее одного года. Ответственный: начальник КТЦ.	30.09.2019
		3.2.7. Разработать Инструкцию о порядке ведения оперативной документации оперативным персоналом КТЦ п/п НСтТЭЦ в которой определить порядок приема-сдачи смены, управления оборудованием на время отсутствия основного работника	30.09.2019
Акт №3 от 26.08.2019 (код 3.3.1)	26.08.2019 Паровой котел ст. № 1 был остановлен действием защиты «Перепад давления воздух топка» из-за закрытия шиберов по уходящим газам и воздуху РВП «А» и РВП «Б» в следствие некачественной организации ведущим экспертом ЦАСУТП работ по техническому обслуживанию приборов позиции 1КП-20, 1КП-21.	3.2.1. В день спецподготовки проработать с оперативным персоналом ЦАСУТП, КТЦ, НСЭС порядок действия технологических защит и блокировок паровых котлов.	30.10.2019
		3.2.2. НСЭС провести внеочередную проверку знаний раздела 4.7 ПТЭ электрических станций и сетей РФ.	30.10.2019
		3.2.3. Ведущему эксперту провести внеочередную проверку знаний раздела 4.7 ПТЭ, раздела 5 правил охраны труда при эксплуатации электроустановок, инструкции по эксплуатации технологических защит, сигнализации и блокировок паровых котлов, инструкции по эксплуатации СКУ, карт уставок основного оборудования, должностной инструкции.	30.10.2019
		3.2.4. Электрослесарю ЦАСУТП провести внеочередную проверку знаний раздела 2 технологической карты по техническому обслуживанию средств измерения	30.10.2019

№ акта и дата аварии	Причины аварии	№ мероприятий в акте расследования. Содержание мероприятий.	Срок исполнения по акту расследования
		температуры. 3.2.5. На техническом совещании принять решение о возможности осуществления работы блокировок газовоздушных шиберов паровых котлов через накладку ТЗ и выполнения индикации открытия/закрытия газовоздушных шиберов РВП по схеме мигания. 3.2.6. Включить в перечень работ, выполняемых по нарядам персоналом ЦАСУТП наладочные и ремонтные работы в цепях включенных в действия технологических защит. 3.2.7. Заместителю начальника ЦАСТП провести внеочередную проверку знаний Инструкции по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЕЭС России в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ Раздела 1.5. Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей. 3.2.8. В инструкцию по эксплуатации СКУ, регламентирующей действия оперативного персонала ЦАСУТП внести требования анализа оперативным персоналом схем оборудования перед началом выполнения работ в целях предотвращения возникновения аварийных ситуаций при производстве работ в цепях КИП и А. 3.2.9. Пересмотреть должностную инструкцию оперативного персонала ЦАСУТП обязанности анализа оперативным персоналом схем оборудования перед началом выполнения работ в целях предотвращения возникновения аварийных ситуаций при производстве работ в цепях КИП и А.	30.10.2019 30.09.2019 30.10.2019 30.09.2019 30.09.2019

2.1.2.10. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации Н-СтТЭЦ

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии Н-СтТЭЦ по состоянию за период 2016-2020 годов не выдавались.

2.1.2.11. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

Все турбоагрегаты станции прошли конкурсный отбор мощности до 2021 года.

2.2 Котельные города Стерлитамак

В теплоснабжении потребителей ЖКС города Стерлитамак на конец 2020 года принимают участие десять котельных с суммарной установленной мощностью 423,1 Гкал/ч, в том числе:

- основная котельная котельного цеха №7 БашРТС-Стерлитамак филиал ООО «БашРТС» с установленной тепловой мощностью 387,6 Гкал/ч;
- восемь малых котельных БашРТС-Стерлитамак филиал ООО «БашРТС» с суммарной установленной мощностью 22,5 Гкал/ч;
- малая котельная ООО «ПСК» пос. Шах-Тау, г. Стерлитамак, с установленной тепловой мощностью 13 Гкал/ч находится в аренде ООО «ПСК».

2.2.1 Котельная котельного цеха № 7 ООО «БашРТС»

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

2.2.1.1. Структура и технические характеристики основного оборудования котельных

На 01.01.2021 в ведении БашРТС-Стерлитамак в городе Стерлитамак находилась одна котельная котельного цеха №7. КЦ-7 ведён в эксплуатацию в 1984 году и обеспечивает теплом и горячей водой промышленные и жилищно-коммунальные объекты города. КЦ-7 расположен в промышленной зоне южной части города Стерлитамака, по адресу: г. Стерлитамак, ул. Гоголя, 134. В состав КЦ-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 01.01.2021 представлены в таблице 2.26 и 2.27.

Таблица 2.26 – 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 2.26, суммарная установленная мощность паровых котлов КЦ-7 на 01.01.2020 г. составила 87,6 Гкал/ч.

Таблица 2.27 – 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 2.27, суммарная установленная мощность водогрейных котлов КЦ-7 на 01.01.2021 составила 300 Гкал/ч.

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 2.28.

Тепловая схема КЦ-7 представлена на рисунках 2.12 ÷ 2.14.

Таблица 2.28 – Характеристика теплообменного оборудования КЦ-7

Наименование	Кол-во	Марка	Год изготовления		Емкость, л	Поверхность нагрева, м²	Рабочее давление, кгс/см²	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»
Пластинчатый теплообменный аппарат для подогрева умягченной воды на ВД	2	НН№55Е	2020	2020	45,51	22,8	тр16	тр150	ООО "Данфос" Нижегородская область



СХЕМА КОТЕЛЬНОГО ЦЕХА №7

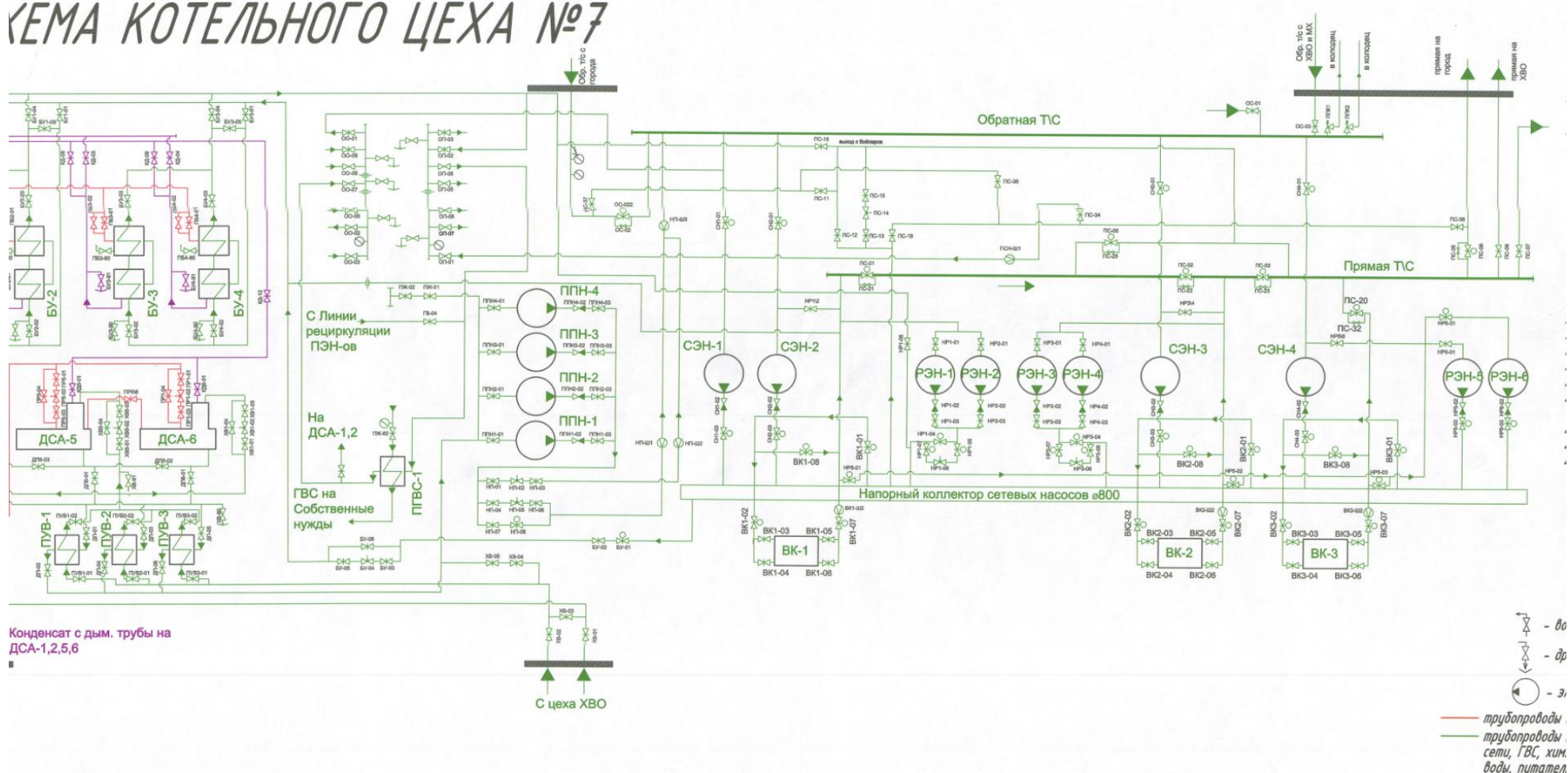


Рисунок 2.13 – Тепловая схема КЦ-7 (продолжение)

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 Дорогбузский 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	ЦНГ-60/231; Ясногорский машзавод; Q -60 м ³ /час; N -75 кВт; n -2950 об/мин; H -231 м.вод.ст.; t_{max} H ₂ O -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; n -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; n -1450 об/мин; H -125 м.вод.ст.; $U_{эл.об.}$ -6кВ
9	Насос сетевой № 3, 4	СЭН-3, 4	СЗ-1250/140; Q -1250 м ³ /час; N -512 кВт; n -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	СЗ-800/100; Q -800 м ³ /час; N -260 кВт; H -100 м.вод.ст.
14	Насос рециркуляции	РЭН-6	СЗ-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.И.

БашРТС-Стерлитамак

Общая тепловая схема котельного цеха № 7

Лист

Масса

Масштаб

Лист

Листов

Котельный цех № 7

г. Стерлитамак

Рисунок 2.14 – Спецификация к тепловой схеме КЦ-7

2.2.1.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности котельных

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.

2.2.1.3. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды. Параметры тепловой мощности нетто котельных

Потребление тепловой мощности в горячей воде на собственные нужды КЦ-7 (по факту работы в 2020 году) составило 3,11 Гкал/ч.

В таблице 2.29 представлены значения установленной и располагаемой мощности КЦ-7 на начало 2021 года.

Таблица 2.29 – Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность КЦ-7 в горячей воде, на 01.01.2021

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	3,15	327,05

Как видно из таблицы 2.29 мощность нетто КЦ-7 в горячей воде составляет 327,1 Гкал/ч.

2.2.1.4. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Сведения о годах ввода в эксплуатацию по каждому котлоагрегату котельной приведены в таблицах 2.26, 2.27. На рисунке 2.15 представлены объемы ввода установленной мощности КЦ-7 БашРТС-Стерлитамак.

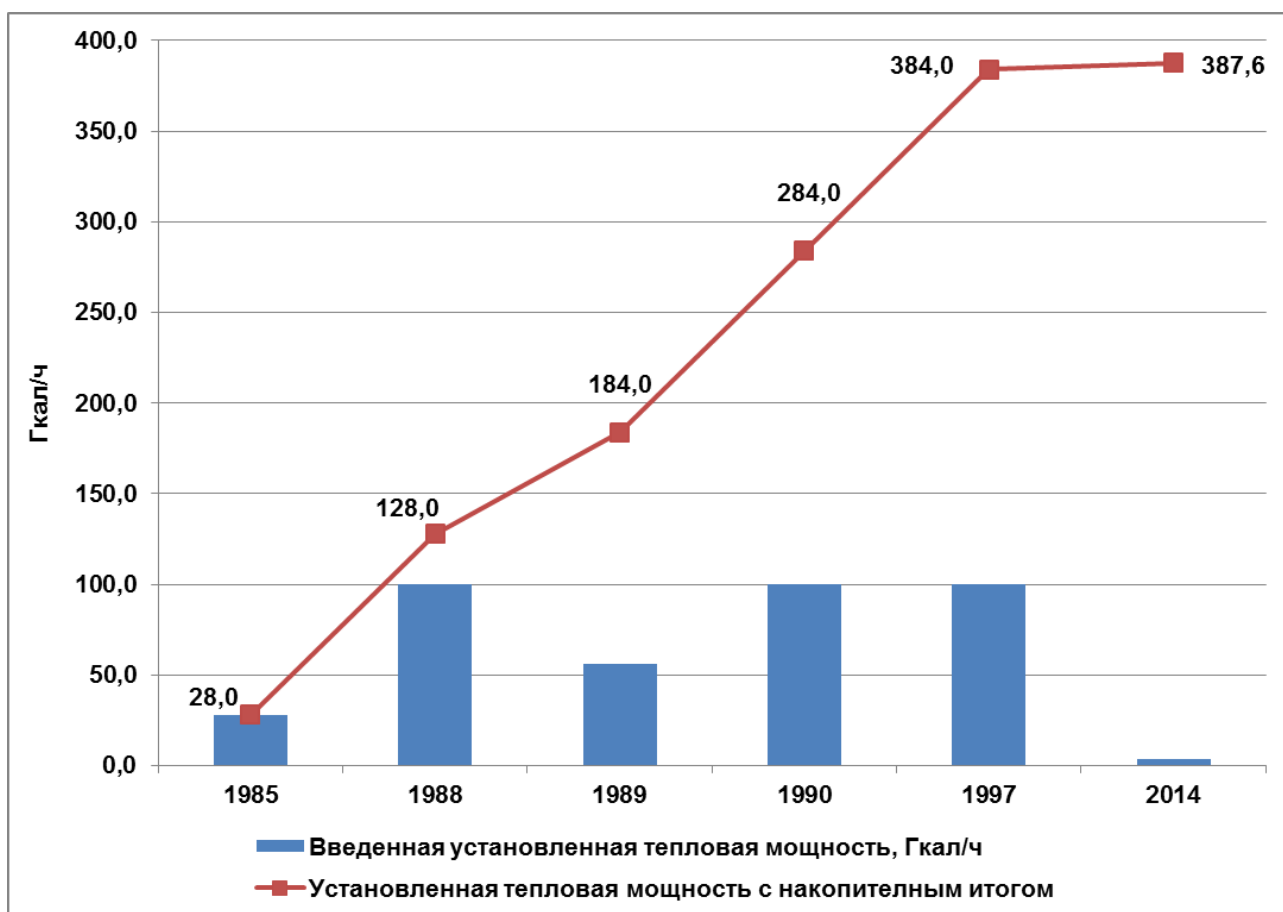


Рисунок 2.15 – Ввод тепловой мощности котельной КЦ-7

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

В таблице 2.30 и на рисунке 2.16 приведены сроки эксплуатации котлоагрегатов КЦ-7.

Таблица 2.30 – 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

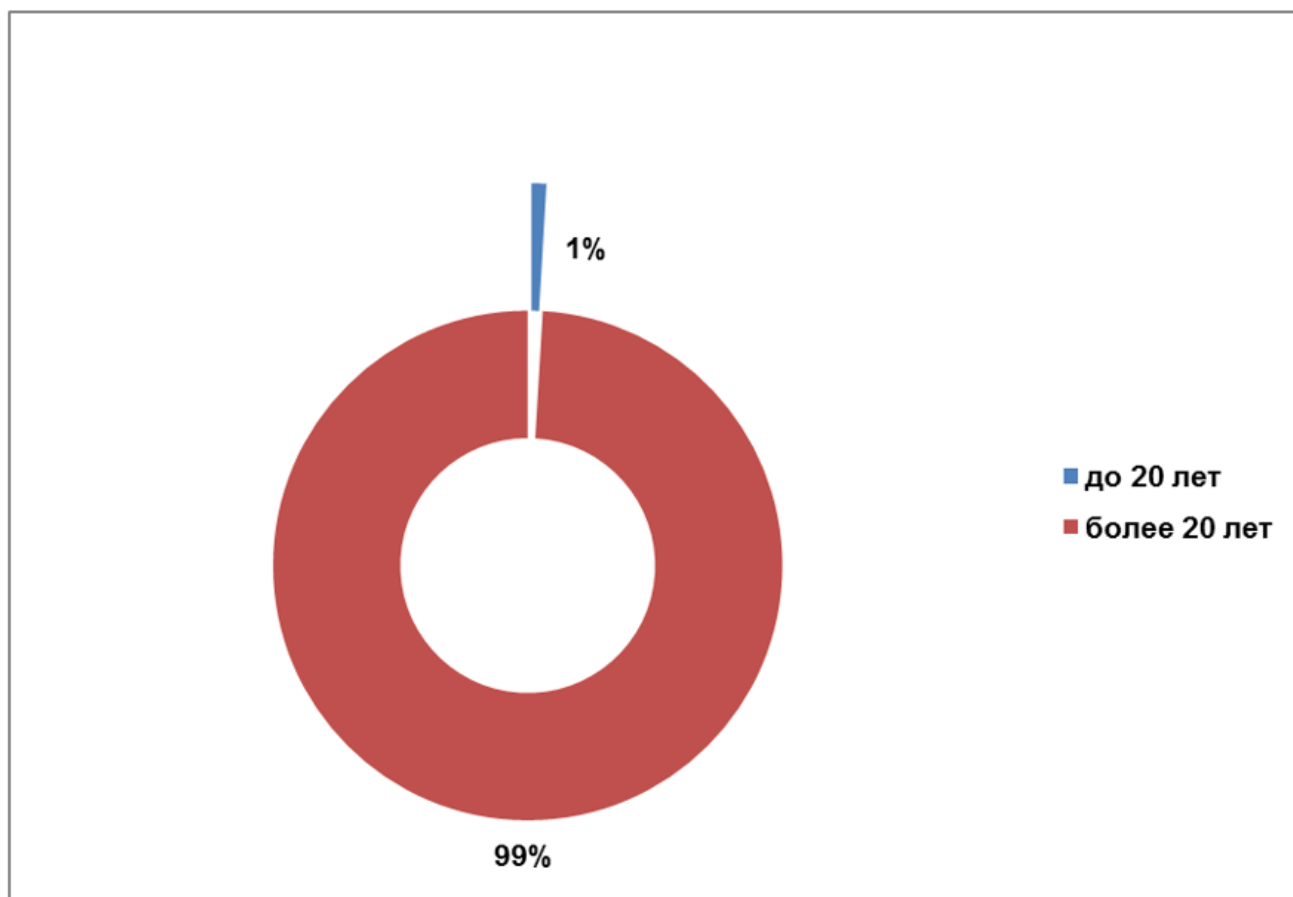


Рисунок 2.16 – Распределение установленных мощностей котлоагрегатов КЦ-7

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.

2.2.1.5. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от котельных. Обоснование выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха

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 2019/2020 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}), °С	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей на выходе источника регулирования (Т ₁), °С				
	теплоточистоток	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 2.17 – 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 2.18 – Температуры сетевой воды для температурных графиков отпуска тепла 150/70 °С

2.2.1.6. Среднегодовая загрузка основного оборудования котельных

В таблице 2.31 представлено число часов использования установленной тепловой мощности КЦ-7.

Таблица 2.31 – Среднегодовое время работы основного оборудования КЦ-7

Год	Котельная, адрес	Выработка, Гкал	Число часов использования установленной тепловой мощности, час/год	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
2019 год	Котельная КЦ-7, г. Стерлитамак, ул. Гоголя, 134	242173	624,7	387,64
2020 год		218639	564,1	387,64

Из таблицы 2.31 следует, что число часов использования установленной тепловой мощности КЦ-7 составляет 564,1 час в год (по результатам работы за 2019 год), что показывает недостаточную загрузку основного оборудования котельной.

2.2.1.7. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети котельных

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. Статистика отказов и восстановлений оборудования

Аварии и инциденты на КЦ-7, приводящие к отключению теплоснабжения потребителей, в 2015 - 2020 годах отсутствовали.

Всего за период с 2017 года на КЦ-7 произошло 58 инцидента, связанных с дефектами и отказами оборудования котельных.

Аварийно-восстановительных ремонтов в 2020 г. не проводились, планово-предупредительные ремонты паровых водогрейных котлов проводились по графику

2.2.1.9. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования котельных

На 2015 - 2020 годы предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования КЦ-7 отсутствуют.

2.2.2 Малые котельные котельного Стерлитамакского РТС ООО «БашРТС»

На 01.01.2021 года Стерлитамакский РТС эксплуатирует 8 малых котельных⁴ с суммарной установленной тепловой мощностью 22,5 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 малых котельных:

- 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-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

⁴ Малые котельные вошли в состав ООО «БашРТС» с 08 мая 2019 года, ранее котельные находились на балансе АО «СРТС»

- 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.

2.2.2.1. Структура и технические характеристики основного оборудования котельных

Структура, состав и технические характеристики основного оборудования малых котельных представлены в таблице 2.32.

Таблица 2.32 – Структура, состав и технические характеристики основного оборудования малых котельных Стерлитамакского РТС

№ 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-1, г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 151	ЗиОСАБ-2000	1	водогрейный	2004	1,72	1,72	прир.газ/нет	105/70	Na-катионитовые фильтры	жил.фонд
		ЗиОСАБ-2000	2	водогрейный	2004	1,72	1,72	прир.газ/нет			
		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	Na-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	3	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 филь-тры	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/см², 164 °С	Na-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	Na-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/см², 164 °С	Na-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	Na-катионитовые фильтры	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 2.32, суммарная установленная тепловая мощность 8-и малых котельных АО «СРТС» составляет 22,50 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.

Тепловые схемы малых котельных представлены на рисунках 2.19 ÷ 2.26.

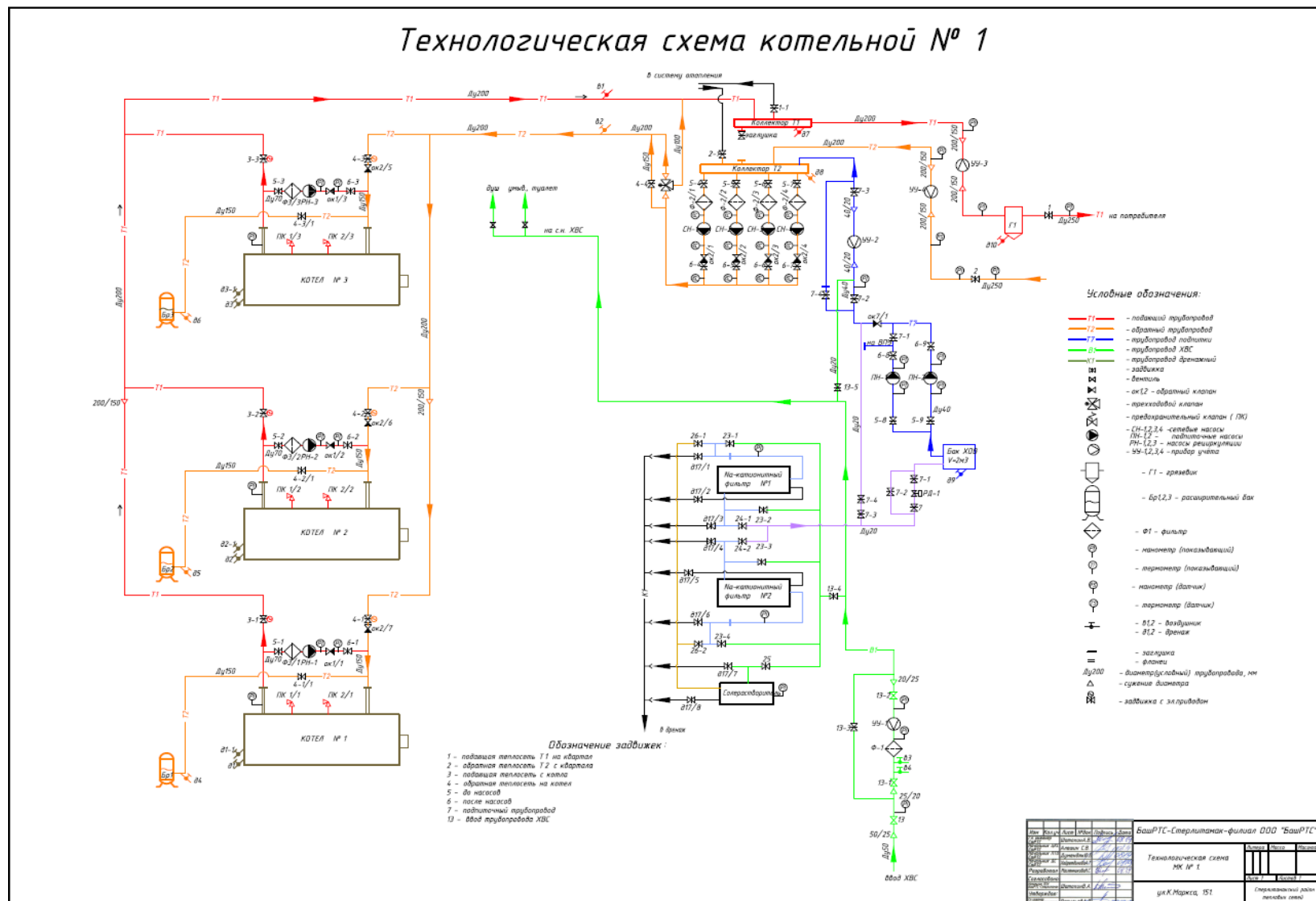


Рисунок 2.19 – Технологическая схема МК-1

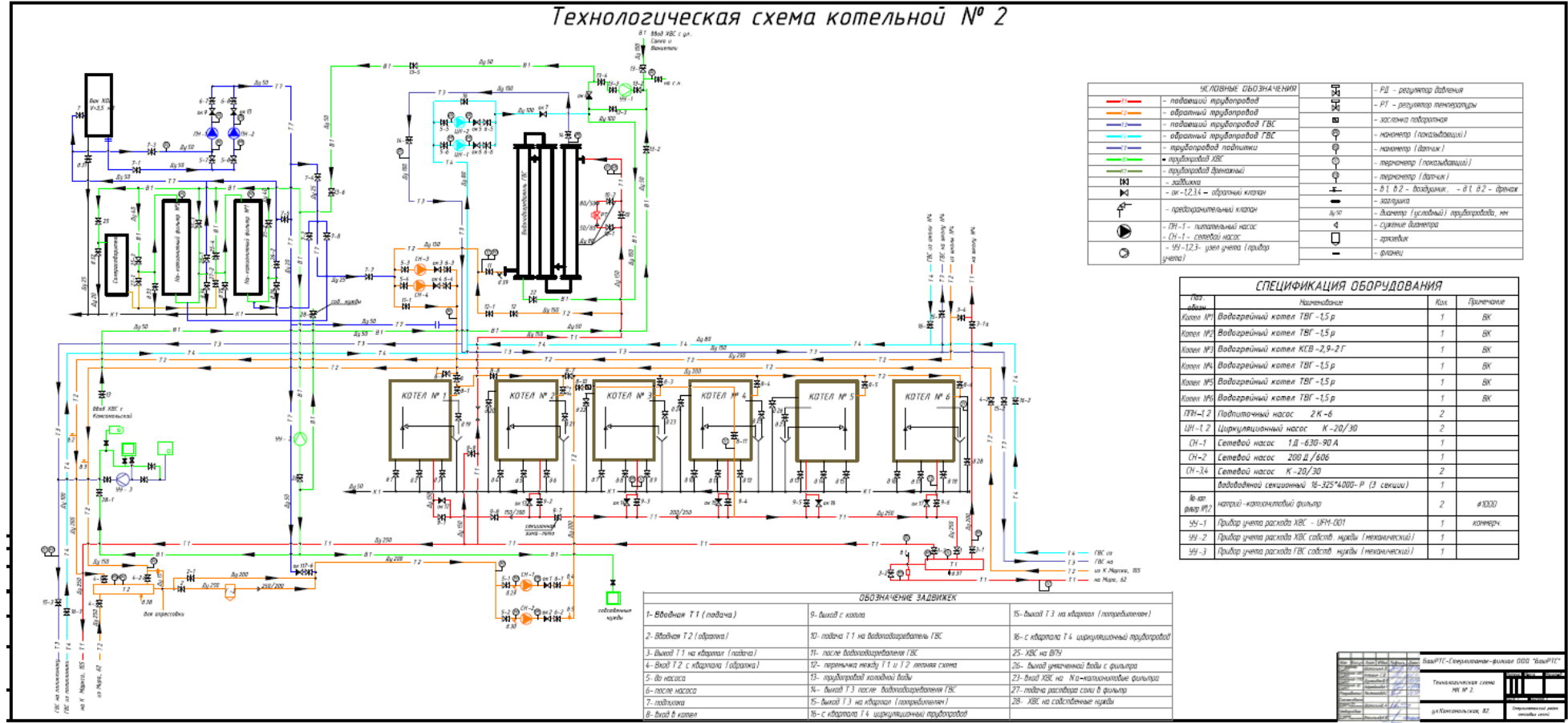


Рисунок 2.20 – Технологическая схема МК-2

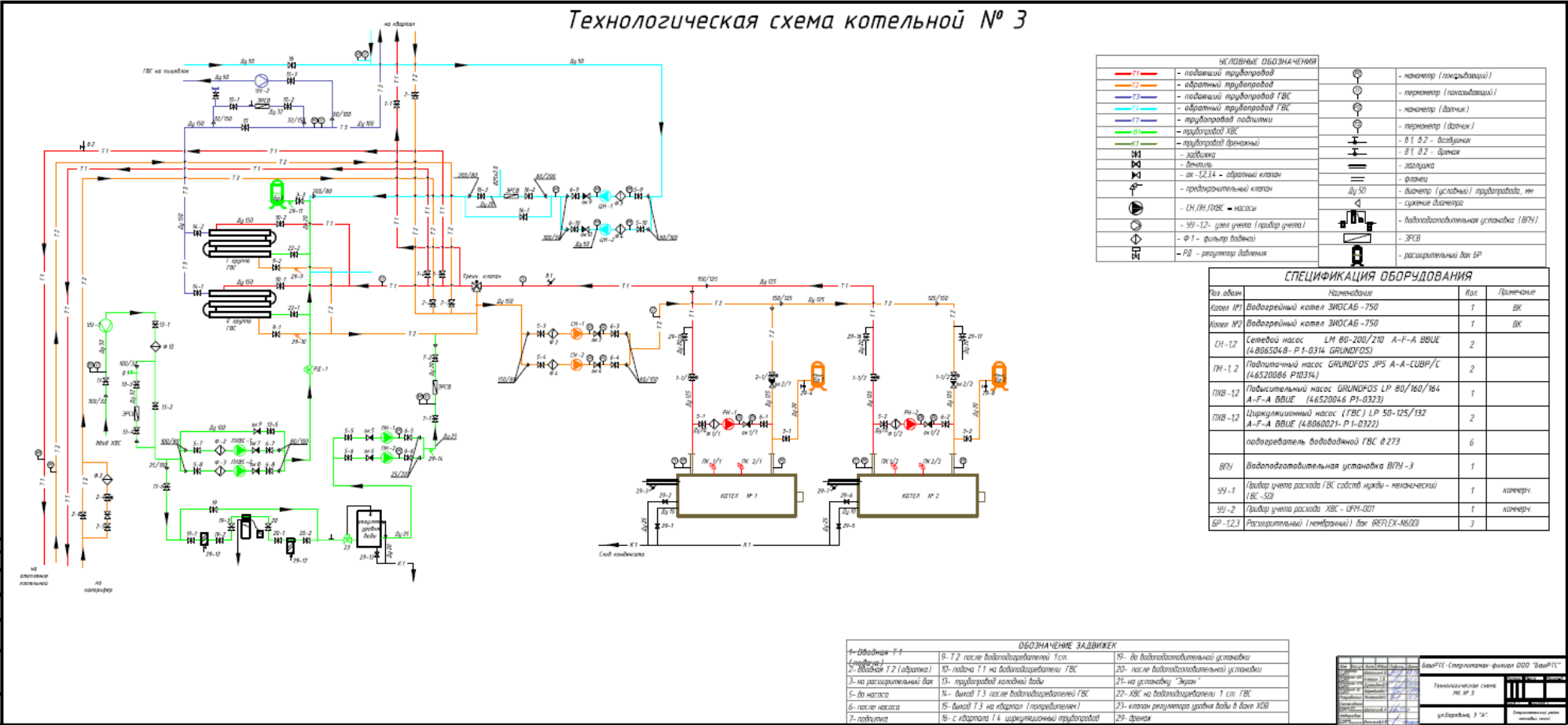


Рисунок 2.21 – Технологическая схема МК-3

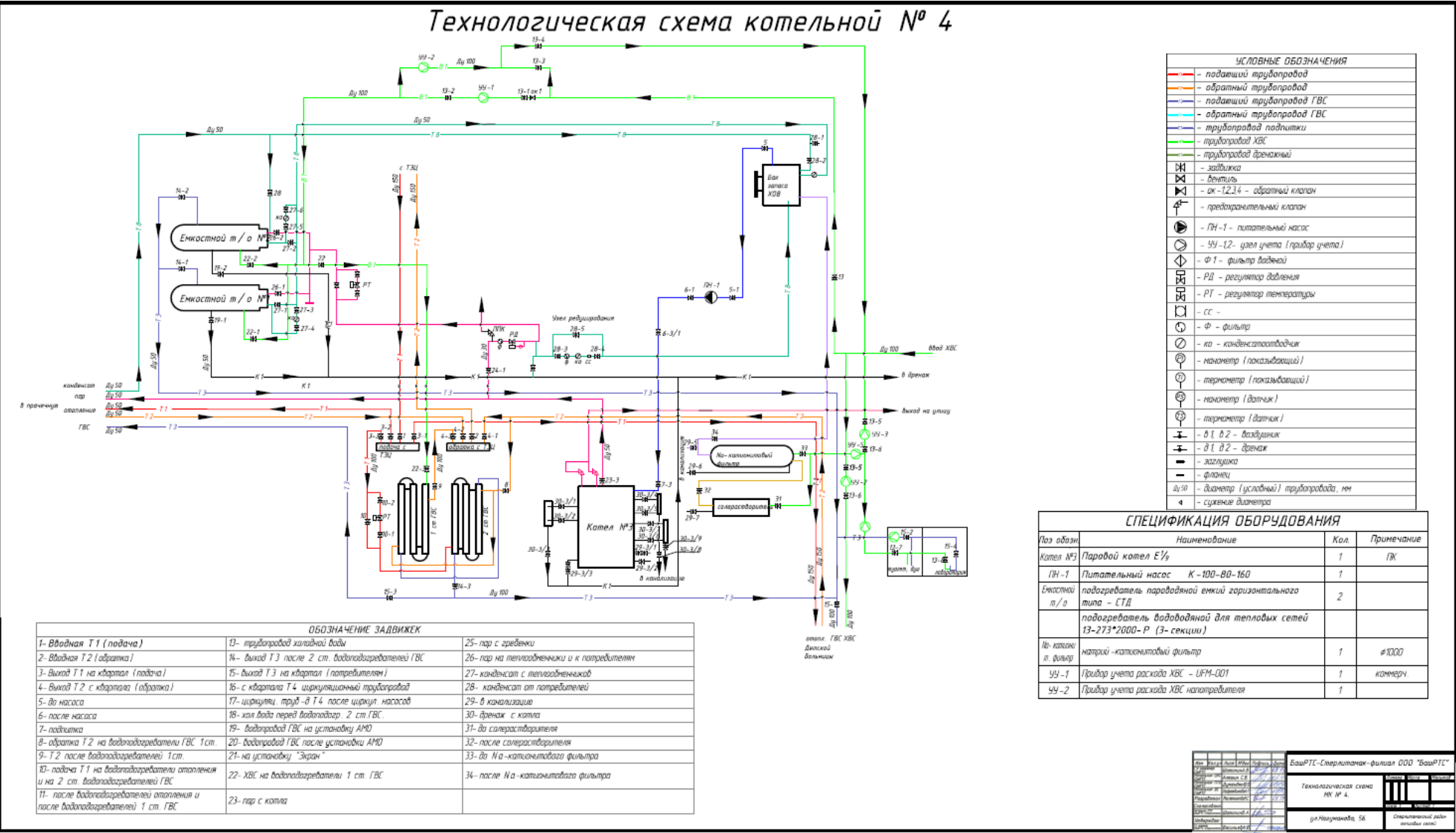


Рисунок 2.22 – Технологическая схема МК-4

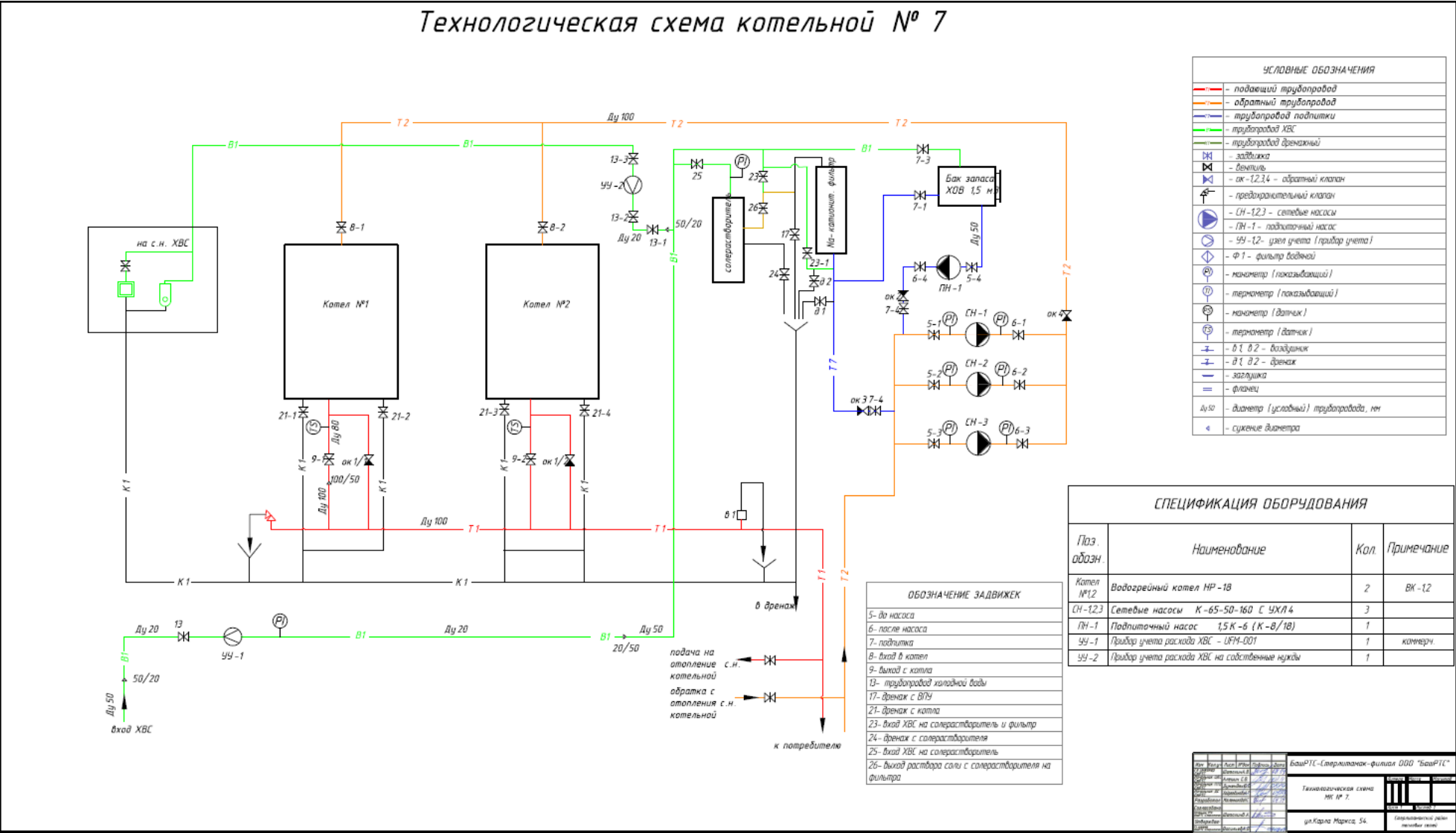


Рисунок 2.23 – Технологическая схема МК-7

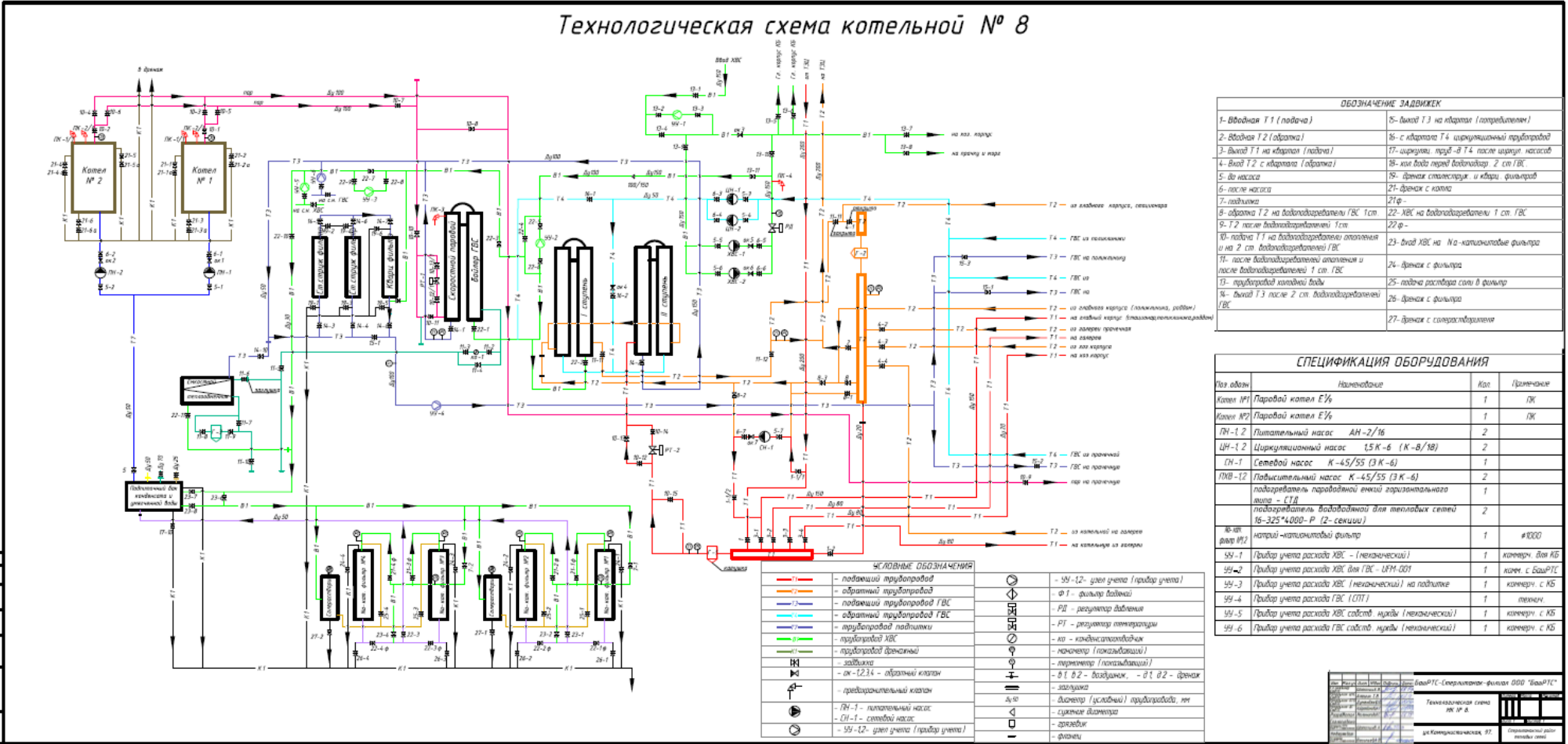
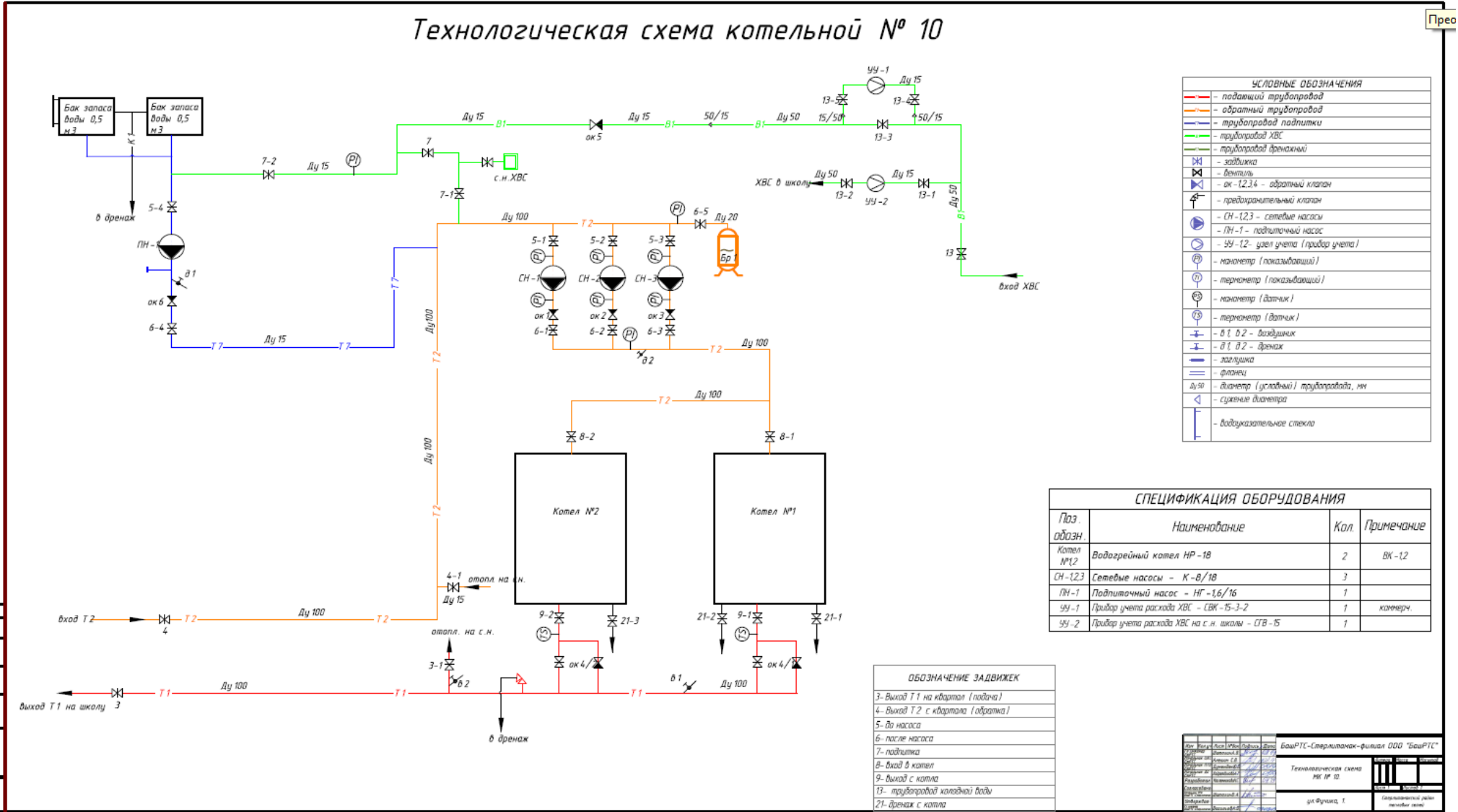


Рисунок 2.24 – Технологическая схема МК-8



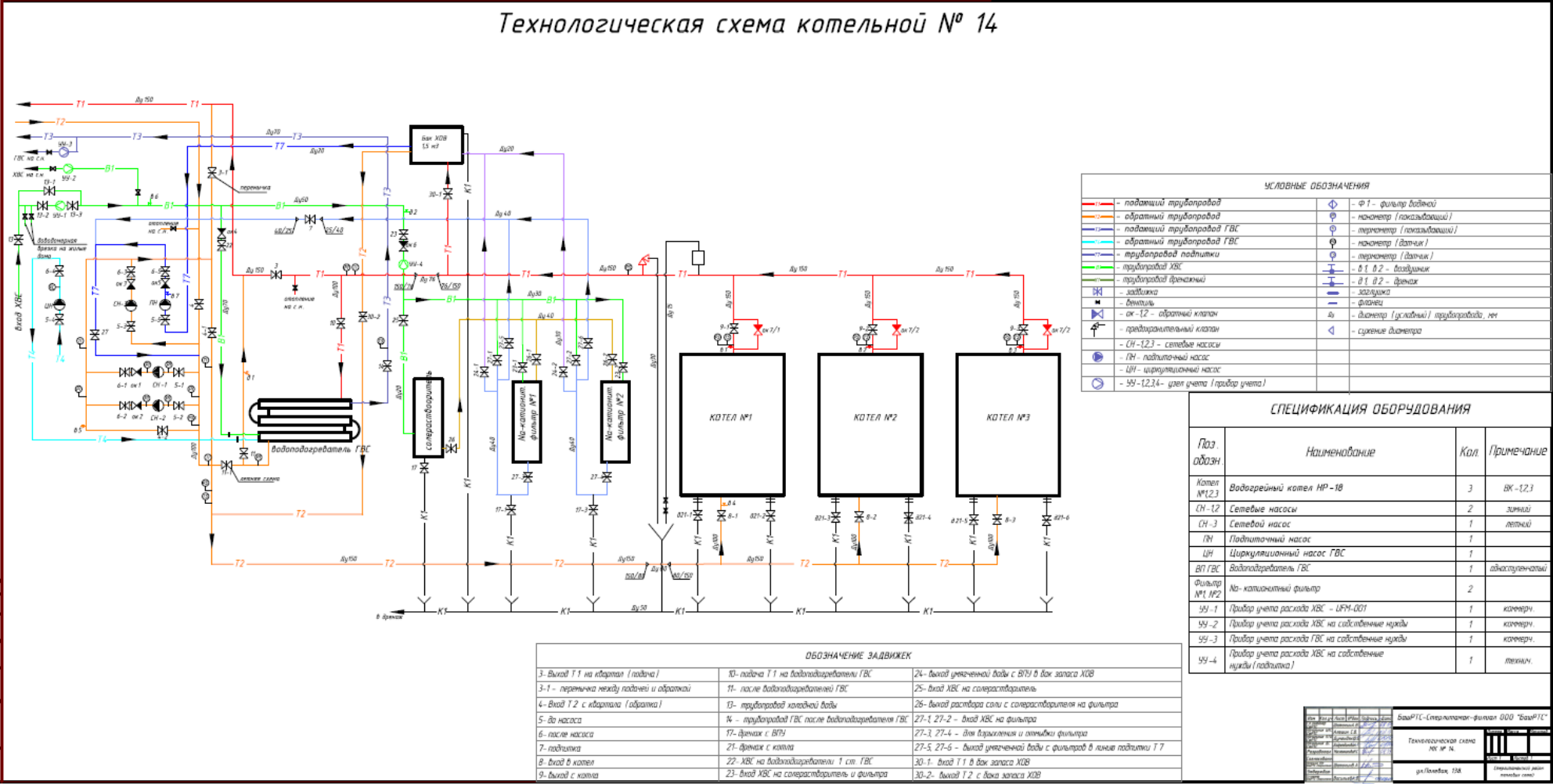


Рисунок 2.26 – Технологическая схема МК-14

2.2.2.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности малых котельных

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

На данных котельных ограничения установленной тепловой мощности отсутствуют.

В таблице 2.33 представлены значения установленной и располагаемой тепловой мощности.

Таблица 2.33 – Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность малых котельных

№ 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. Бородин, 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 2.33, отсутствуют.

2.2.2.3. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды. Параметры тепловой мощности нетто котельных

Годовые значения затрат тепла на собственные нужды котельных за 2020 год представлены в таблице 2.34.

Таблица 2.34 – Затраты тепловой энергии на собственные нужды малых котельных

№ 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	7452	54	0,7%
2	МК-2, г. Стерлитамак, ул. Комсомольская, 84	14832	220	1,5%
3	МК-3, г. Стерлитамак, ул. Бородин, 3а	635	4	0,6%
4	МК-4, г. Стерлитамак, ул. Нагуманова, 56	16	0	0,0%
5	МК-7, г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 54	216	2	0,9%
6	МК-8, г. Стерлитамак, ул. Коммунистическая, 97	49	0	0,0%
7	МК-10, г. Стерлитамак, ул. Фучика, 1	392	3	0,8%
8	МК-14, г. Стерлитамак, ул. Полевая, 138	2724	26	1,0%
ИТОГО		26316	302	1,2%

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 КЦ-7 ООО «БашРТС» и их располагаемой тепловой мощности нетто по состоянию за 2020 год приведены в таблице 2.35.

Таблица 2.35 – Располагаемая тепловая мощность нетто малых котельных

№ 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	0,037	5,123
2	МК-2, г. Стерлитамак, ул. Комсомольская, 84	10,00	10,00	0,148	9,852
3	МК-3, г. Стерлитамак, ул. Бородин, 3а	1,29	1,29	0,008	1,282
4	МК-4, г. Стерлитамак, ул. Нагуманова, 56	0,65	0,65	0,000	0,650
5	МК-7, г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 54	1,17	1,17	0,011	1,159
6	МК-8, г. Стерлитамак, ул. Коммунистическая, 97	1,30	1,30	0,000	1,300
7	МК-10, г. Стерлитамак, ул. Фучика, 1	1,17	1,17	0,009	1,161
8	МК-14, г. Стерлитамак, ул. Полевая, 138	1,76	1,76	0,017	1,743
ИТОГО		22,50	22,50	0,264	22,236

Анализ таблицы 2.35 показывает, что потребление тепловой мощности на соб-

ственные нужды котельных представленных в таблице составляет 1,2 % от их установленной тепловой мощности.

2.2.2.4. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Сведения о годах ввода в эксплуатацию котлоагрегатов малых котельных Стерлитамакского РТС ООО «БашРТС», по каждому котлоагрегату приведены в таблице 2.32.

На рисунке 2.27 представлены объемы ввода установленных мощностей 8 малых котельных по годам.

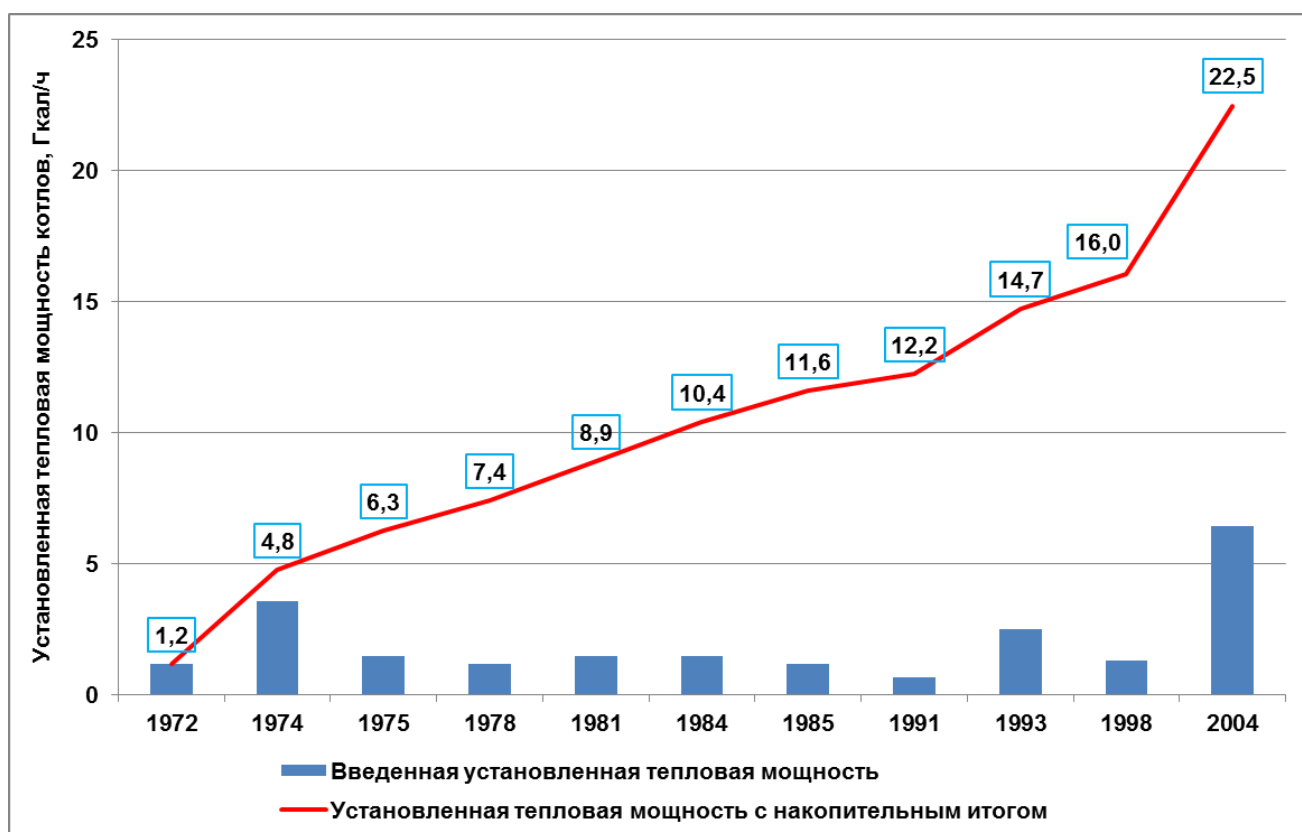


Рисунок 2.27 – Ввод тепловых мощностей малых котельных

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

В таблице 2.36 и на рисунке 2.28 приведены сроки эксплуатации котельных агрегатов малых котельных.

Таблица 2.36 – Срок эксплуатации котлов малых котельных

Срок эксплуатации котлов, лет	Количество котлов, шт.	Суммарная установленная мощность по паспорту, Гкал/ч
до 15 лет		0
от 15 до 25 лет	7	7,75
более 25 лет	14	14,745
Итого	21	22,5

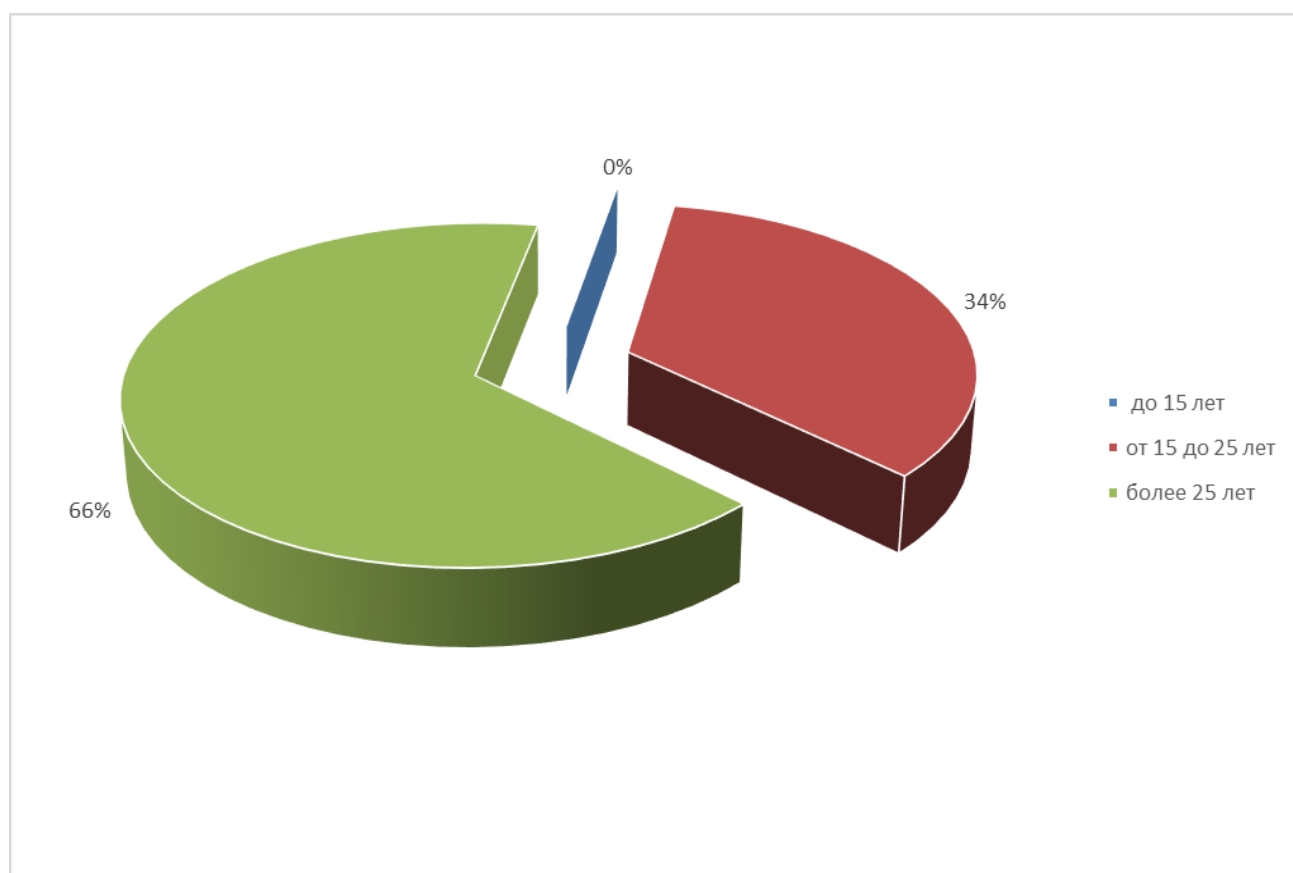


Рисунок 2.28 – Распределение установленной мощности котлов малых котельных Стерлитамакского РТС по сроку эксплуатации

Из приведенной выше таблицы следует, что 66 % 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. Обоснование выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха

Системы централизованного теплоснабжения малых котельных закрытые, абонен-

ты в основном подключены по зависимой схеме, на некоторых котельных отпуск тепла на нужды ГВС отсутствует.

От малых котельных (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.

Температурные графики регулирования отпуска тепла от малых котельных для отопительных периодов 2018/2019 годов и для 2019/2020 годов одинаковые. Температурный график регулирования отпуска тепла 105/70 и 95/70 °С представлены на рисунке 2.29, 2.30 и 2.31.

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				
	теплоточистоток	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 2.29 – 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 2.30 – 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 (Т1), °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (Т2), °С	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (Т1), °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (Т2), °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 2.31 – Температура сетевой воды в подающем и обратном трубопроводе МК-2, 3, 7, 10 и 14

2.2.2.6. Среднегодовая загрузка основного оборудования котельных

В таблице 2.37 представлено среднегодовое время работы основного оборудования (ЧЧИ УТМ) котельных Стерлитамакского РТС

Таблица 2.37 – Среднегодовое время работы основного оборудования малых котельных Стерлитамакского РТС в 2020 году

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Выработка тепла, Гкал	Число часов использования УТМ, час.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
1	МК-1, г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 151	7 452	1 444	5,16
2	МК-2, г. Стерлитамак, ул. Комсомольская, 84	14 832	1 483	10

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Выработка тепла, Гкал	Число часов использования УТМ, час.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
3	МК-3, г. Стерлитамак, ул. Бородина, 3а	635	492	1,29
4	МК-4, г. Стерлитамак, ул. Нагуманова, 56	16	25	0,65
5	МК-7, г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 54	216	185	1,17
6	МК-8, г. Стерлитамак, ул. Коммунистическая, 97	49	38	1,3
7	МК-10, г. Стерлитамак, ул. Фучика, 1	392	335	1,17
8	МК-14, г. Стерлитамак, ул. Полевая, 138	2 698	1 548	1,76
ИТОГО		26 316	1 170	22,5

Как следует из таблицы 2.37, число часов использования установленной тепловой мощности по малым котельным составляет 1 170 часов в 2020 году.

2.2.2.7. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети котельных

На выводах малых котельных приборного учета тепловой энергии не ведется, тепловычислители не установлены.

Учет отпуска тепла осуществляется по расходу топлива и КПД котлов.

2.2.2.8. Статистика отказов и восстановлений оборудования

За период с 2015 по 2020 год на малых котельных не было отказов, приведших к прекращению подачи тепловой энергии потребителям сверх нормативных значений.

2.2.2.9. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования котельных

На 2016 и 2020 годы предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования малых котельных отсутствуют.

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 со-

ставляет 13 Гкал/ч. МК-6 обеспечивает теплом потребителей пос. Шах-Тау, г. Стерлитамак.

2.2.3.1. Структура и технические характеристики основного оборудования котельной

Структура, состав и технические характеристики основного оборудования МК-6 ООО «ПСК» представлена в таблице 2.38.

Таблица 2.38 – 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 (основное/резервное)	Температурный график	Способ водоподготовки	Абоненты
1	МК-6, пос. Шах-Тау, г. Стерлитамак, ул. Ученическая, 27а	КВ-ГМ-3,48-115Н (Смоленск-3/115)	1	водогрейный	2012	3,00	3,00	прир.газ/нет	115/70	На-катионитовые фильтры	жил.фонд
		КВ-ГМ-3,48-115Н (Смоленск-3/115)	2	водогрейный	2012	3,00	3,00	прир.газ/нет			
		КВ-ГМ-3,48-115Н (Смоленск-3/115)	3	водогрейный	2012	3,00	3,00	прир.газ/нет			
		КВ-ГМ-3,48-115Н (Смоленск-3/115)	4	водогрейный	2012	3,00	3,00	прир.газ/нет			
		КВ-ГМ-1,16-115Н (Смоленск-1/115)	5	водогрейный	2012	1,00	1,00	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 теплофикационного оборудования. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности котельной 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. Параметры тепловой мощности нетто котельной МК-6

Годовые значения затрат тепла на собственные нужды МК-6 представлены в таблице 2.39.

Таблица 2.39 –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 2.40.

Таблица 2.40 – Располагаемая тепловая мощность нетто МК-6

№ 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-6, пос. Шах-Тау, г. Стерлитамак, ул. Ученическая, 27а	13,0	13,0	0,05	12,95

Анализ таблицы 2.40 показывает, что потребление тепловой мощности на собственные нужды котельной представленных в таблице составляет 0,42 % от их установленной тепловой мощности.

2.2.3.4. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Все котлоагрегаты МК-6 введены в эксплуатацию в 2012 году, срок службы котлов составляет 9 лет (паспортный срок службы котлов 10 лет).

2.2.3.5. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от котельных. Обоснование выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха

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 оС.

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

Среднесуточная температура наружного воздуха, прогнозируемая за 72 часа	Температура сетевой воды		
	T1	T3	T2
8 (и выше)	66	61,1	54,9
7	66	60,7	54,2
6	66	60,4	53,4
5	66	60	52,6
4	66	59,7	51,8
3	66	59,3	51
2	66	59	50,2
1	66	58,6	49,4
0	66	58,3	48,6
-1	66	57,9	47,8
-2	66	57,6	47,1
-3	68,3	59,6	48,6
-4	69,9	60,8	49,4
-5	71,4	62	50,1
-6	73	63,2	50,9
-7	74,5	64,3	51,6
-8	76	65,5	52,3
-9	77,5	66,7	53,1
-10	79,1	67,8	53,8
-11	80,6	69	54,5
-12	82,1	70,1	55,2
-13	83,5	71,3	55,9
-14	85	72,4	56,6
-15	86,5	73,5	57,3
-16	88	74,6	58
-17	89,4	75,8	58,6
-18	90,9	76,9	59,3
-19	92,3	78	60
-20	93,8	79,1	60,6
-21	95,2	80,2	61,3
-22	96,7	81,2	61,9
-23	98,1	82,3	62,6
-24	99,5	83,4	63,2
-25	101	84,5	63,9
-26	102,4	85,5	64,5
-27	103,8	86,6	65,1
-28	105,2	87,7	65,7
-29	106,6	88,7	66,4
-30	108	89,8	67
-31	109,4	90,8	67,6
-32	110,8	91,9	68,2
-33	112,2	92,9	68,8
-34	113,6	94	69,4
-35 (и ниже)	115	95	70

Рисунок 2.32 – Расчетный температурный график регулирования отпуска тепла от МК-6 ООО «ПСК»
г. Стерлитамак

2.2.3.6. Среднегодовая загрузка основного оборудования МК-6

В таблице 2.41 представлено среднегодовое время работы основного оборудования (ЧЧИ УТМ) МК-6.

Таблица 2.41 – 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 2.41, 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 тепловые сети котельных

На выводах МК-6 ведется приборный учет отпуска тепла в водяные тепловые сети.

2.2.3.8. Статистика отказов и восстановлений оборудования

За период с 2015 по 2020 годы на МК-6 не было отказов приведших к прекращению подачи тепловой энергии потребителям сверх нормативных значений.

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

На 2016, 2017, 2018, 2019 и 2020 годы предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования МК-6 отсутствуют.

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

В городе Стерлитамак на ряде промышленных предприятий (около 12 штук) име-

ются 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 2.42.

Таблица 2.42 – 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 3-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	

2.3 Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии

Изменения технических характеристик основного оборудования источников теплоснабжения года Стерлитамак за период с утверждения предыдущей схемы теплоснабжения (актуализация на 2021 год) отсутствуют, за исключением Н-СтТЭЦ, на которой в 2020 году смонтирован и введен в эксплуатацию пластинчатый теплообменный аппарат для подогрева умягченной воды на ВД.

3 ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ

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» осуществляет транспорт тепла и теплоносителя от точки приема теплоносителя до точки передачи теплоносителя ООО «БашРТС», реализацию тепла потребителю осуществляет ООО «БашРТС»;
- 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 однострунном исчислении составляет 625,8 км.

В системе централизованного теплоснабжения города Стерлитамак участвуют 56 централизованных тепловых пунктов, 53 из которых находятся в эксплуатации ООО «БашРТС» и три тепловых пункта находятся в эксплуатации АО «СРТС».

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

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»).

СХЕМА ТЕПЛОВЫХ МАГИСТРАЛЕЙ Г. СТЕРЛИТАМАК 2020 г.

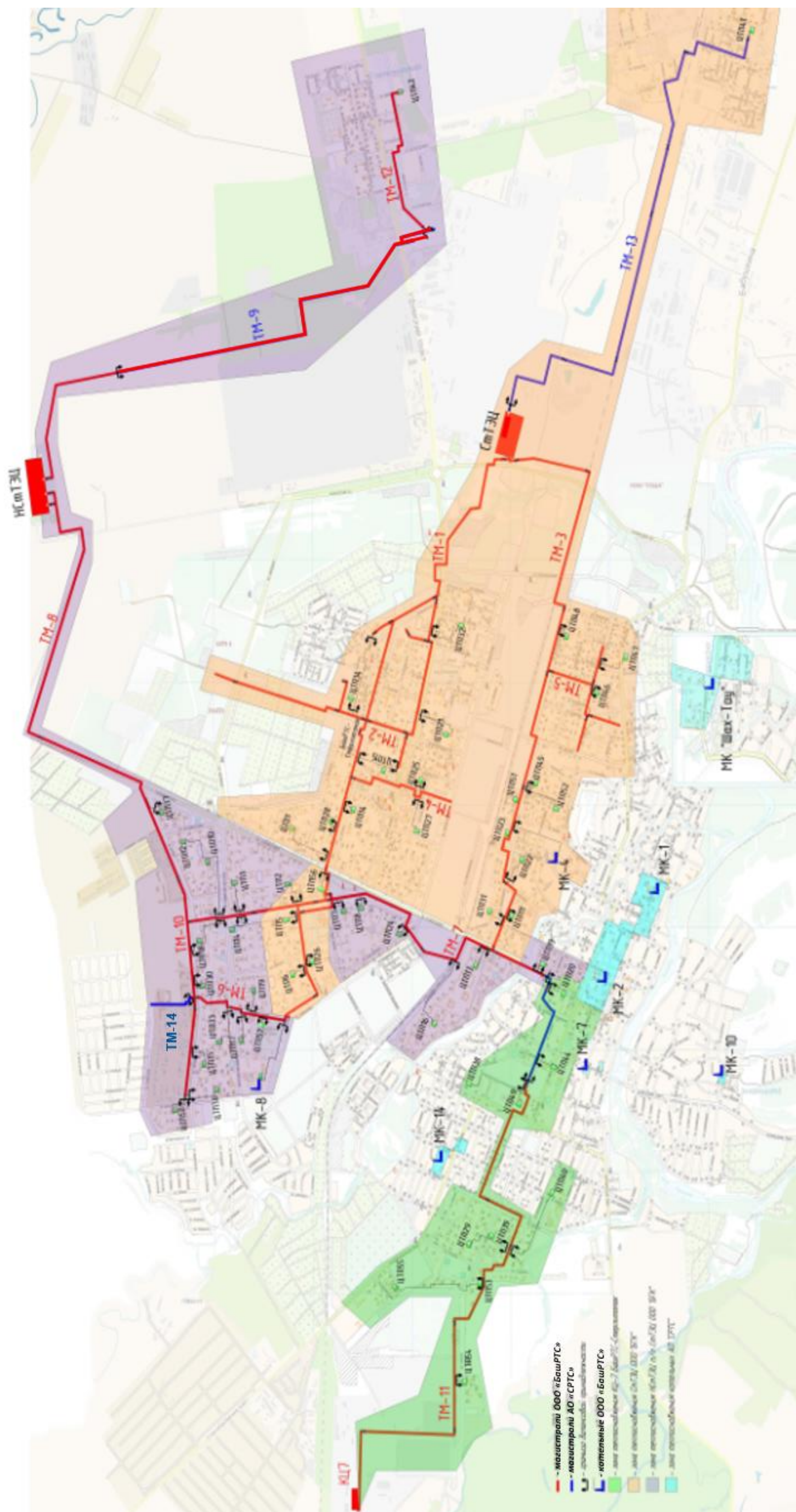


Рисунок 3.1 – Схема магистральных тепловых сетей города Стерлитамак

3.2 Тепловые сети ООО «БашРТС» Стерлитамакского РТС

3.2.1 Описание структуры тепловых сетей, с выделением сетей горячего водоснабжения. Параметры тепловых сетей

Тепловые сети Стерлитамакского РТС включают в себя магистральные и распределительные тепловые сети после ЦТП.

В 2020 году согласно приказа №590 от 14.10.2020г были введены участки тепловых сетей в микрорайоне «Прибрежный» (кв.11) – 1304,6 м в однострубно́м исчислении. и т/сетей микрорайона в границах улиц Волочаевская, Добролюбова, Николаева (кв.12) – 474 п.м. Данные о характеристиках тепловых сетей кв.12 не предоставлены. Протяженность трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС на конец 2020 года составила 602,6 км в однострубно́м исчислении, материальная характеристика – 130,4 тыс. м². Протяженность тепловых сетей ГВС в однострубно́м исчислении составляет 154,6 км.

Сведения о протяженности, материальной характеристике и внутреннем объеме трубопроводов тепловых сетей различного диаметра представлены в таблице 3.1 и на рисунке 3.2.

Таблица 3.1 – Распределение протяженности, материальной характеристики и внутреннего объема трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС с разбивкой по условному диаметру

Внутренний диаметр трубопроводов, мм.	Протяженность (в однострубно́м исчислении), п.м.	Материальная характеристика, м ²	Внутренний объем, м ³
20	204	5,1	0,06
30	941,9	30,14	0,67
35	1 127,00	42,83	1,08
40	68 324,95	3 866,23	86,14
50	87	6,09	0,17
70	32 108,55	2 439,91	123,36
80	77 825,20	6 926,44	392,35
100	125 695,00	13 575,06	986,41
125	3 068,10	408,06	37,63
150	106 558,10	12 796,36	1 865,95
200	42 625,10	9 334,90	1 338,38
250	26 836,16	7 326,27	1 318,78
300	19 165,62	6 228,83	1 356,77
350	1 256,00	473,51	120,78
400	11 181,78	4 763,44	1 404,82
500	22 027,90	11 674,79	4 322,98
600	15 434,80	9 723,92	4 361,87
700	18 044,50	12 992,04	6 940,82
800	10 137,60	8 312,83	5 093,13
1000	19 038,40	19 514,36	14 945,14
ТС 12 квартала	948	н/д	н/д
ИТОГО:	602635,66	130441,1	44697,3

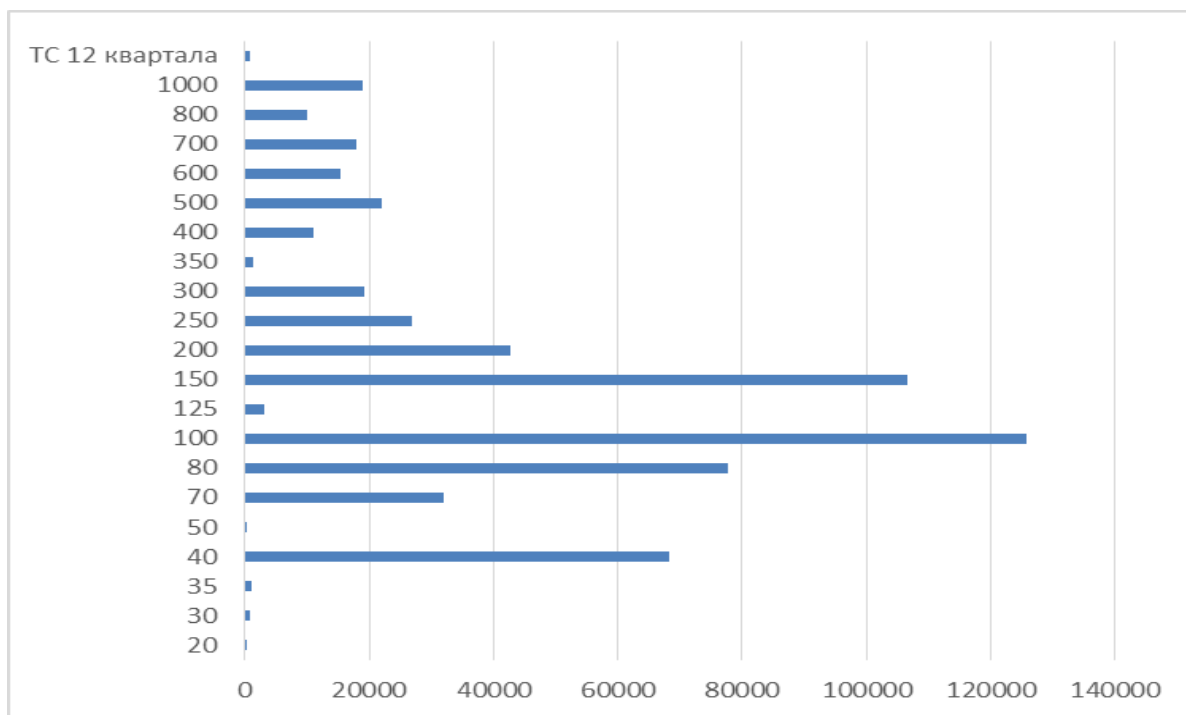


Рисунок 3.2 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по диаметрам

Как следует из рисунка 3.2, по протяженности преобладают трубопроводы с диаметрами 100 и 150 мм.

В таблице 3.2, на рисунке 3.3 и 3.4 представлено распределение протяженности трубопроводов и их материальной характеристики по способам прокладки.

Таблица 3.2 – 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, м²
Безканальная	4 189,00	551,63
Непроходной канал	457 869,76	82 742,18
Проходной канал	109	109
Техподполье	62 772,10	7 669,30
Эстакада	75 443,20	39 000,54
ТС 12 квартала	948,00	н/д
ТС 11 квартал (Прибрежный)	1 304,60	368,4606
Итого	602 635,66	130 441,11
Подземная прокладка	524 939,86	91 072,11
Надземная прокладка	75 443,20	39 000,54
ТС 12 квартала	948,00	н/д
ТС 11 квартал (Прибрежный)	1 304,60	368,4606
Итого	602 635,66	130 441,11

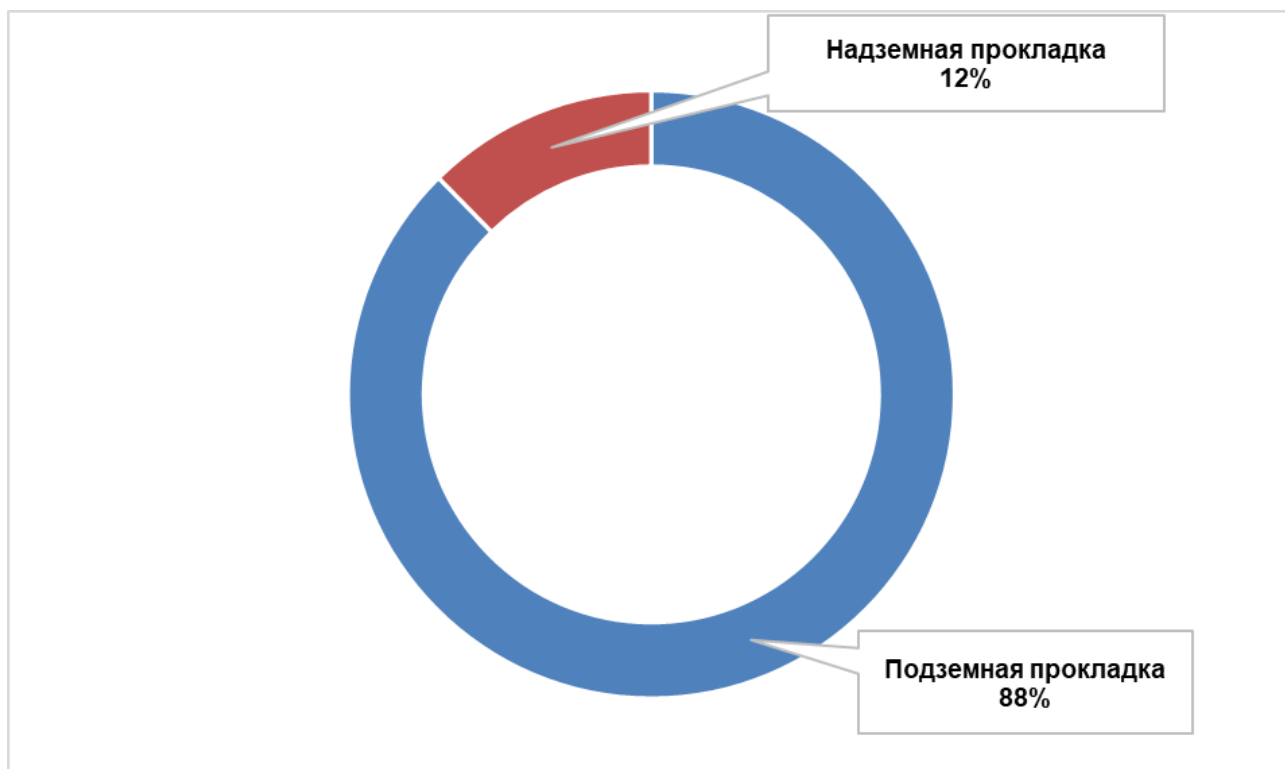


Рисунок 3.3 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС надземной и подземной прокладки

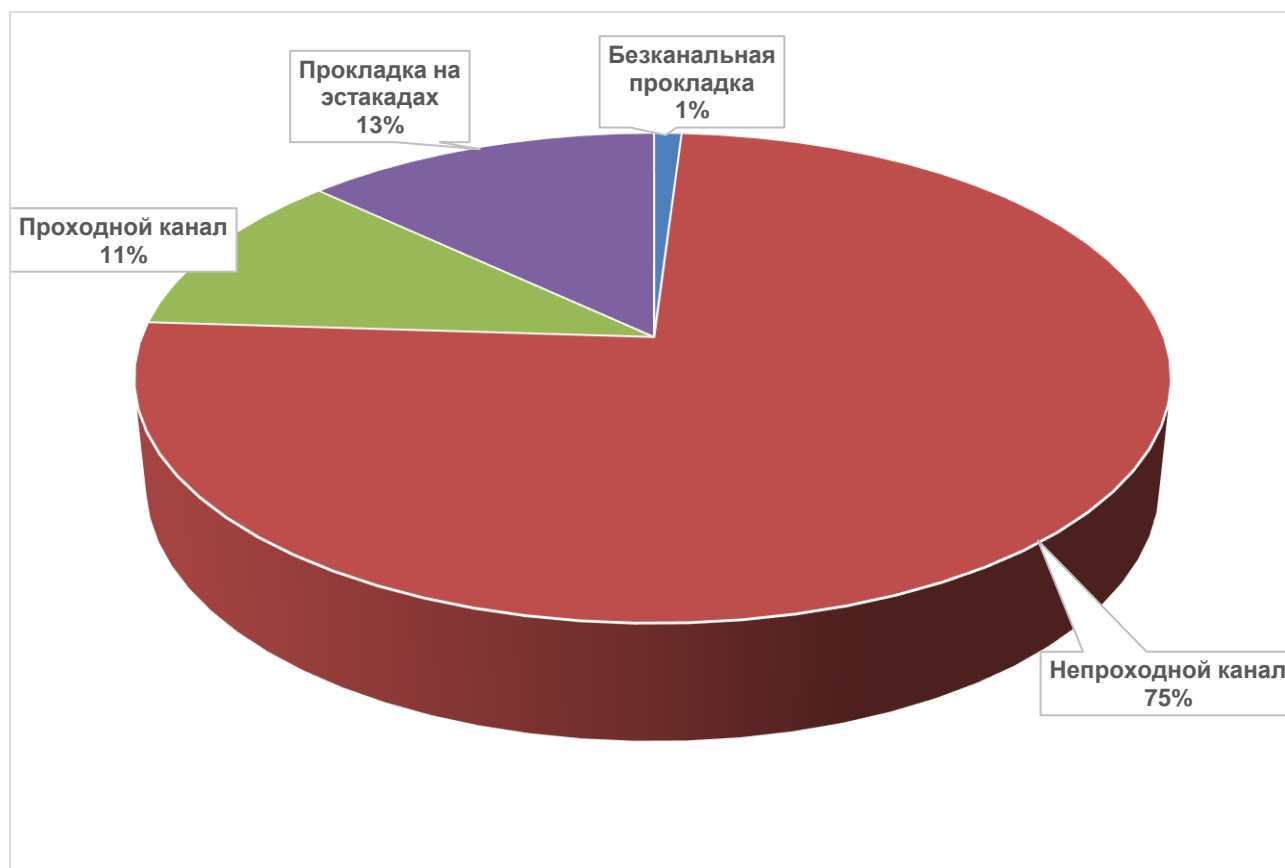


Рисунок 3.4 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по типам надземной и подземной прокладки

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 12%, надземная прокладка трубопроводов магистральных тепловых сетей выполнена на низких и высоких эстакадах.

Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей по годам прокладки показано в таблице 3.3. Временные интервалы выбраны в соответствии с периодами действия норм проектирования изоляции трубопроводов тепловых сетей. На рисунке 3.5 представлено распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей по срокам ввода в эксплуатацию.

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

Год прокладки	Протяженность трубопроводов тепловых сетей в однострубном исчислении, м.п.	Материальная характеристика трубопроводов тепловых сетей, м ²
До 1990	451 996	76 651
С 1991 по 1998	61 696	12 724
С 1999 по 2003	29 377	6 396
С 2004	57 314	34 302
ТС 12 квартала	948,00	н/д
ТС 11 квартал (Прибрежный)	1 304,60	368,4606
Всего	602 635,66	130 441,11

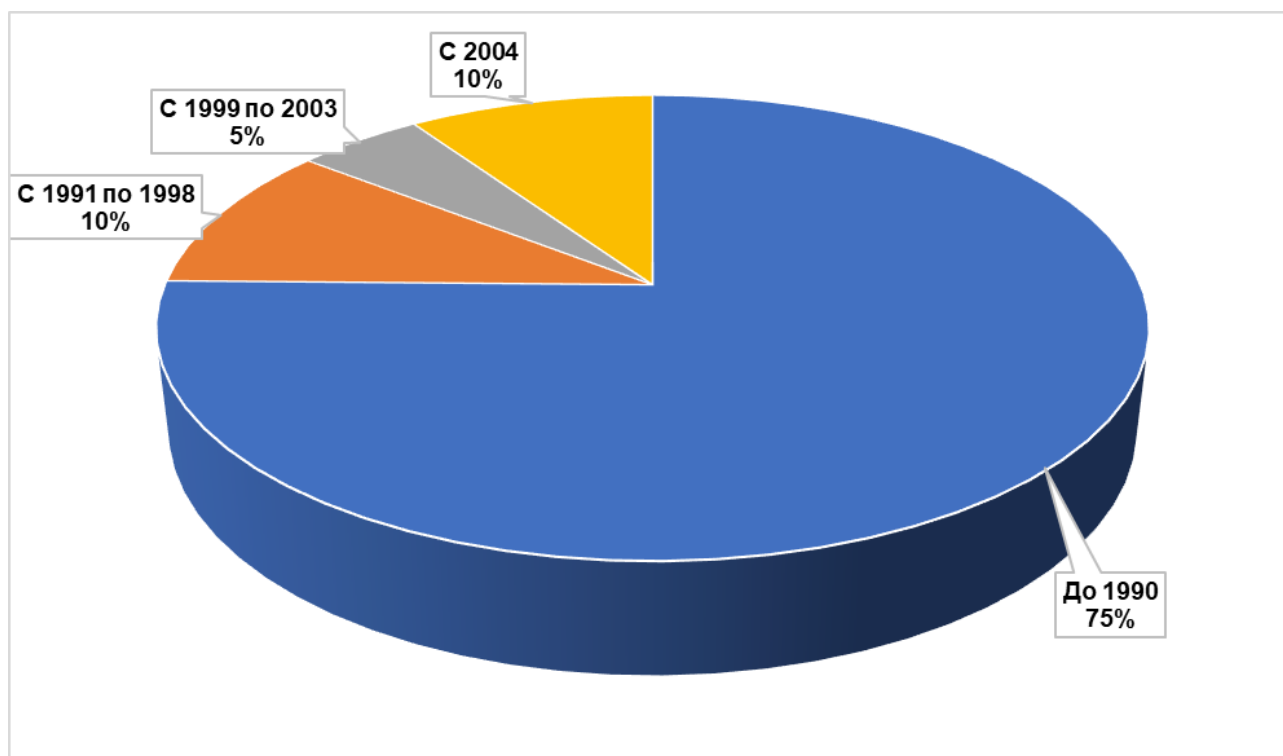


Рисунок 3.5 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по годам прокладки

Из рисунка 3.4 следует, что наибольшая часть всех трубопроводов тепловых сетей проложена (переложена) до 1990 года, протяженность трубопроводов тепловых сетей со сроком службы более 25 лет составляет почти 80% от общей протяженности тепловых сетей.

Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей по виду тепловой изоляции представлено в таблице 3.4 и на рисунке 3.6.

Таблица 3.4 – 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	17 239	11 393
Диатомовые изд. М 600	322	105
МВ прош. М 100	468 268	59 140
МВ прош. М 125	103 334	60 696
Пенополиуретан	9 550	2 654
Теплоизоляция разрушена	837	99
ТС 12 квартала	948,00	н/д
ТС 11 квартал (Прибрежный)	1 304,60	368,4606
ИТОГО:	602 635,66	130 441,11

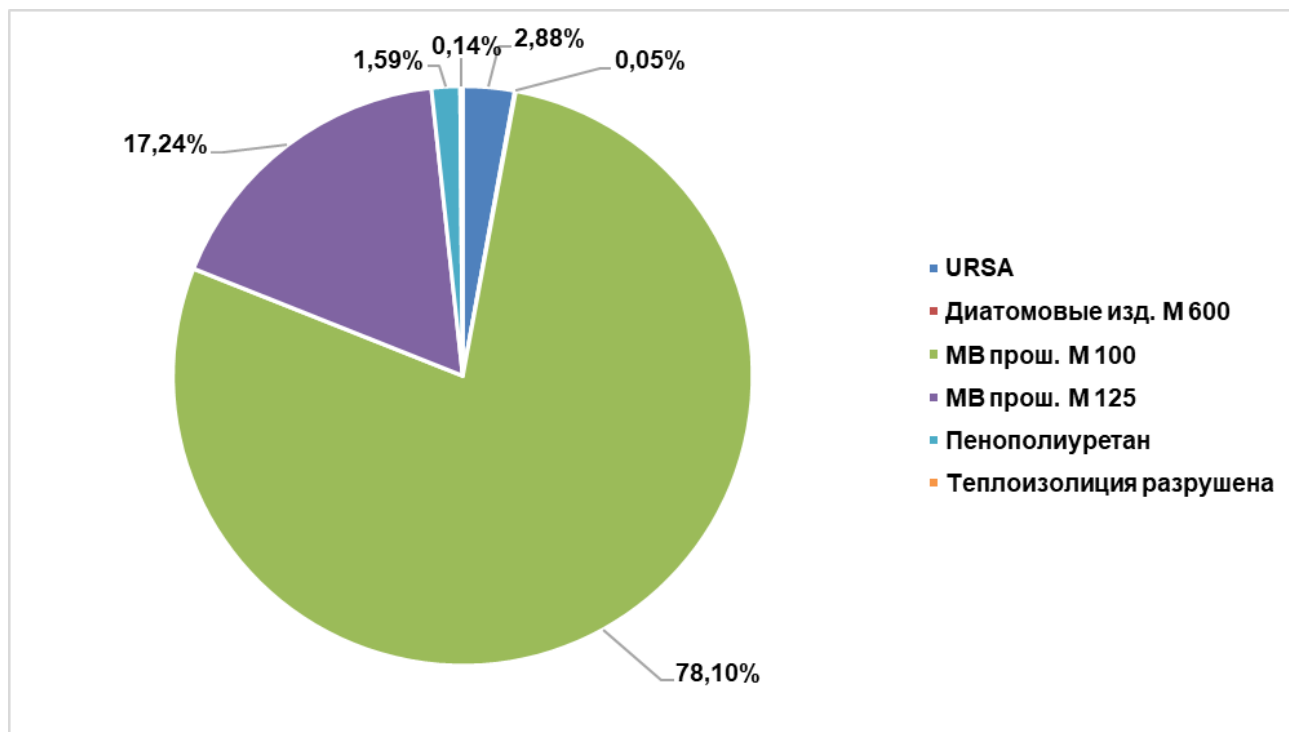


Рисунок 3.6 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по типу тепловой изоляции

Как видно из рисунка 3.6 основным типом тепловой изоляции для трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС являются минераловатные прошивные маты (78%).

3.2.2 Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

Карты (схемы) тепловых сетей в зоне действия Стерлитамакского РТС приведены в электронной модели систем теплоснабжения.

3.2.3 Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

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 имеются, на ТМ8 ТК815 и на ТМ10 в ТК1001; ТК1008, на ТМ9 в ТК913, для обслуживания оборудования так же 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.

По состоянию на начало 2021 года ООО «БашРТС» с мая 2019 года эксплуатирует 53 центральных тепловых пункта и одну перекачивающую насосную станцию. Внутридомовые системы отопления от ЦТП подключены как по зависимой, так и по независимой схеме.

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 случаях применяются кожухотрубные бойлеры ОСТ 34-558-68. На всех ЦТП установлены регулирующие клапана, обеспечивающие нормативную температуры ГВС.

15 из 53 ЦТП имеют бойлера централизованного отопления, также в подавляющем большинстве случаях применяются кожухотрубные бойлера ОСТ 34-558-68, на остальных ЦТП теплообменники для централизованного отопления отсутствуют.

Сведения об основном оборудовании и характеристиках тепловых пунктов и насосной станции приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Данные об основном оборудовании и характеристиках тепловых пунктов ООО «БашРТС»

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
		ЦН ГВС	К 65/50-160	2					

п/п	ЦТП, адрес	Насосы			ЧРП	Водоподогреватели			Температурный график, °С
		назначение	марка	кол-во		назначение	Ду, мм	кол-во секций	
9	ЦТП № 9, РБ,г.Стерлитамак, ул.Ибрагимов,12.	СН	ЗК6-а	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	6	150/70
		ПН ГВС	6KM12	1			12ОСТ 400/4000	3	
		ПН ГВС	ЗК6 - 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, ул.Голикова,22а.	ПН ГВС	К 160/30	2		ГВС	16ОСТ 300/4000	16	150/70
		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	

п/п	ЦТП, адрес	Насосы			ЧРП	Водоподогреватели			Температурный график, °С
		назначение	марка	кол-во		назначение	Ду, мм	кол-во секций	
		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					
		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

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2022 ГОД). ГЛАВА 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	
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 MNV/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.Элеваторная,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, ул.Гоголя,110а.	ЦН ГВС	К 45/30	2	Vacon ЭПВ-VL0061 5C2 H1 SSS Type NXL00465C2H1SSS0000	ГВС	16ОСТ 300/4000	18	150/70
		ПН ГВС	К 160/30	2					
		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					

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2022 ГОД). ГЛАВА 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	
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					
		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					
37	ЦТП № 37, РБ,г.Стерлитамак, ул. Худай-бердина,216.	ЦН ЦО	К 160/30	2					150/70
		Подпиточный	К 65-50-160	1		ЦО	16ОСТ 300/4000	18	
		ПН ГВС	К 80-65-160	1		ГВС	16ОСТ 300/4000	18	
		ПН ГВС	К 160/30	1					

п/п	ЦТП, адрес	Насосы			ЧРП	Водоподогреватели			Температурный график, °С
		назначение	марка	кол-во		назначение	Ду, мм	кол-во секций	
		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, ул.З.Космодемьянской,14.	ЦН ЦО	2Д 630-90А	2		пласт	М15-BF-69	2	105/70
		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					

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2022 ГОД). ГЛАВА 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	
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	Триол АТ 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, ул.Вокзальная,35.	ЦН ГВС	КМ 8/18	2		ГВС	14ОСТ 250/4000	7	150/70
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					
57	Насосная № 1, РБ,г.Стерлитамак, ул.Паровозная,36.	ОН ЦО	К 160/30	2					

3.2.4 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности. Фактические температурные режимы отпуска тепла и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети

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.

Сведения о графиках регулирования отпуска тепловой энергии от ЦТП ООО «БашРТС» приведены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Температурные графики регулирования отпуска тепла в системы отопления от ЦТП ООО «БашРТС»

№ 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

№ п/п	Источник	Привязка к ТМ	Теплопункт	№ ЦТП (МК)	Температурный график, °С	Схема подключения	Адрес
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
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,2б
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	СтТЭЦ	ТК330	МК	4	150/70	Зависимая	ул.Нагуманова,56
55	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.

На рисунке 3.7 - 3.11 представлены температурные графики регулирования отпус-

ка тепла в тепловые сети СЦТ города Стерлитамак.

для включения в договора
теплоснабжения

Приложение № 2.1
к Указанию "БашПТС-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				
	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 3.7 – Утвержденный в 2017 году 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 (Т1), °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (Т2), °С	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (Т1), °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей в точке поставки тепловой энергии (Т2), °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 3.8 – Утвержденный в 2017 году график температуры сетевой воды в обратном трубопроводе тепловых сетей Стерлитамакского РТС

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 3.9 – 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 3.10 – График температур сетевой воды в подающем трубопроводе на выходе малых котельных
«БашРТС-Стерлитамак» по температурным графикам 105-70 °С

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 3.11 – График температур сетевой воды в подающем трубопроводе на выходе малых котельных «БашРТС-Стерлитамак» по температурным графикам 95-70°С г. Стерлитамак

На рисунках 3.12 – 3.17 представлены данные о фактических среднесуточных температурах теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах на выводах СтТЭЦ, Н-СтТЭЦ и КЦ-7 в 2020 году в сравнении с расчетными.

Практически на всех выводах данных источников фактическая температура воды, по результатам работы в 2018 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.

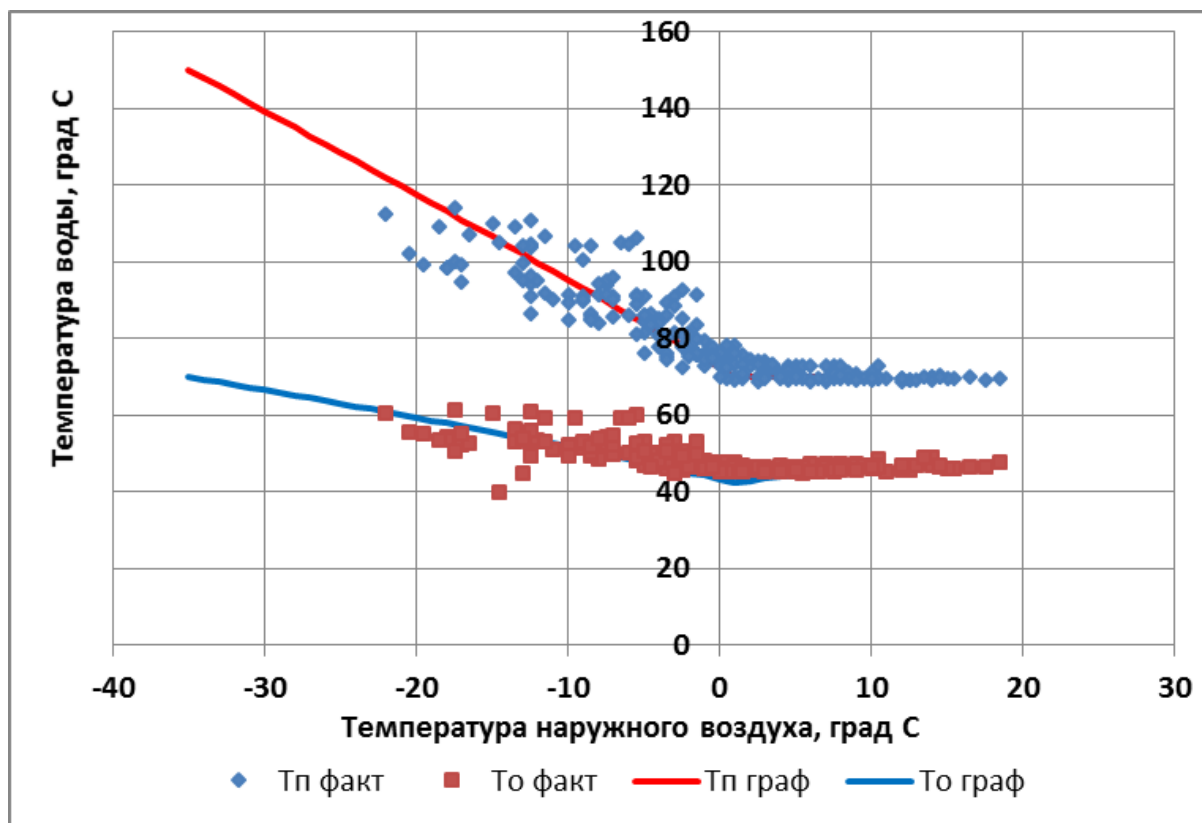


Рисунок 3.12 – Температурный график СтТЭЦ по выводу ТМ-1 (город)

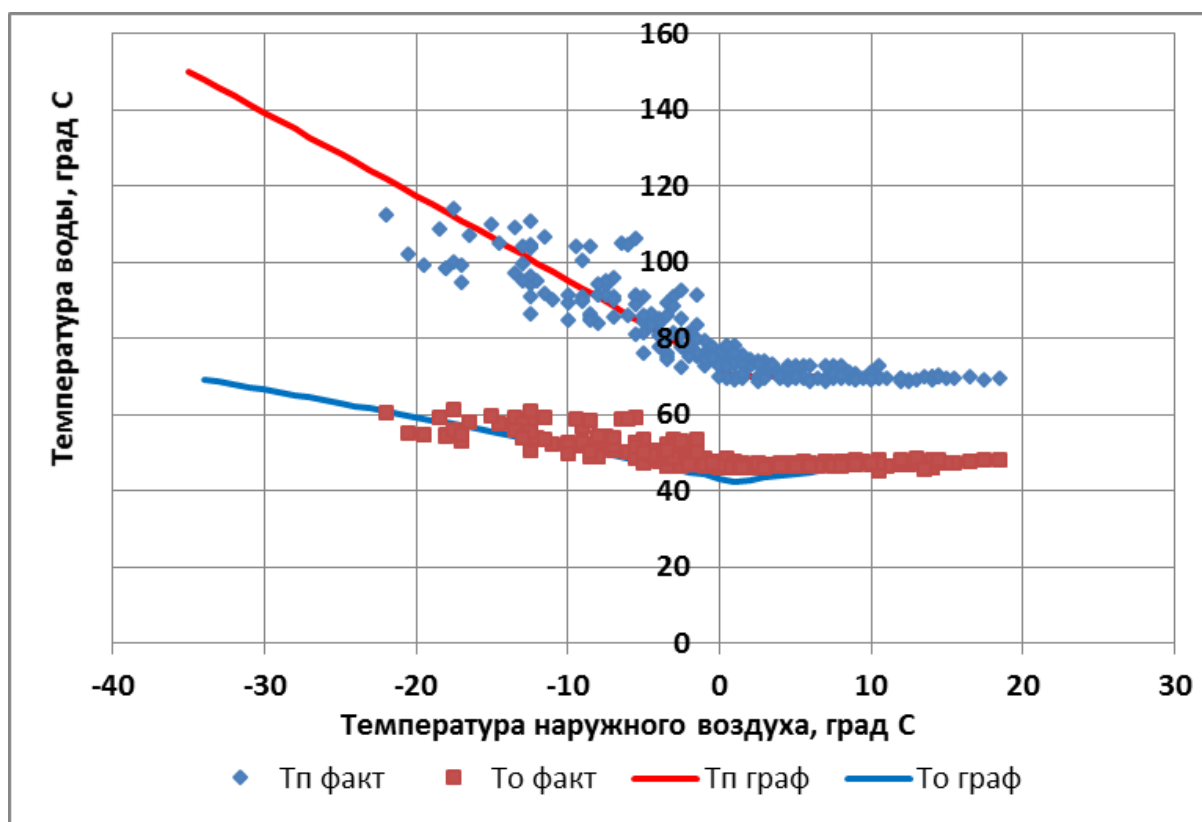


Рисунок 3.13 – Температурный график СтТЭЦ по выводу ТМ-3 (город)

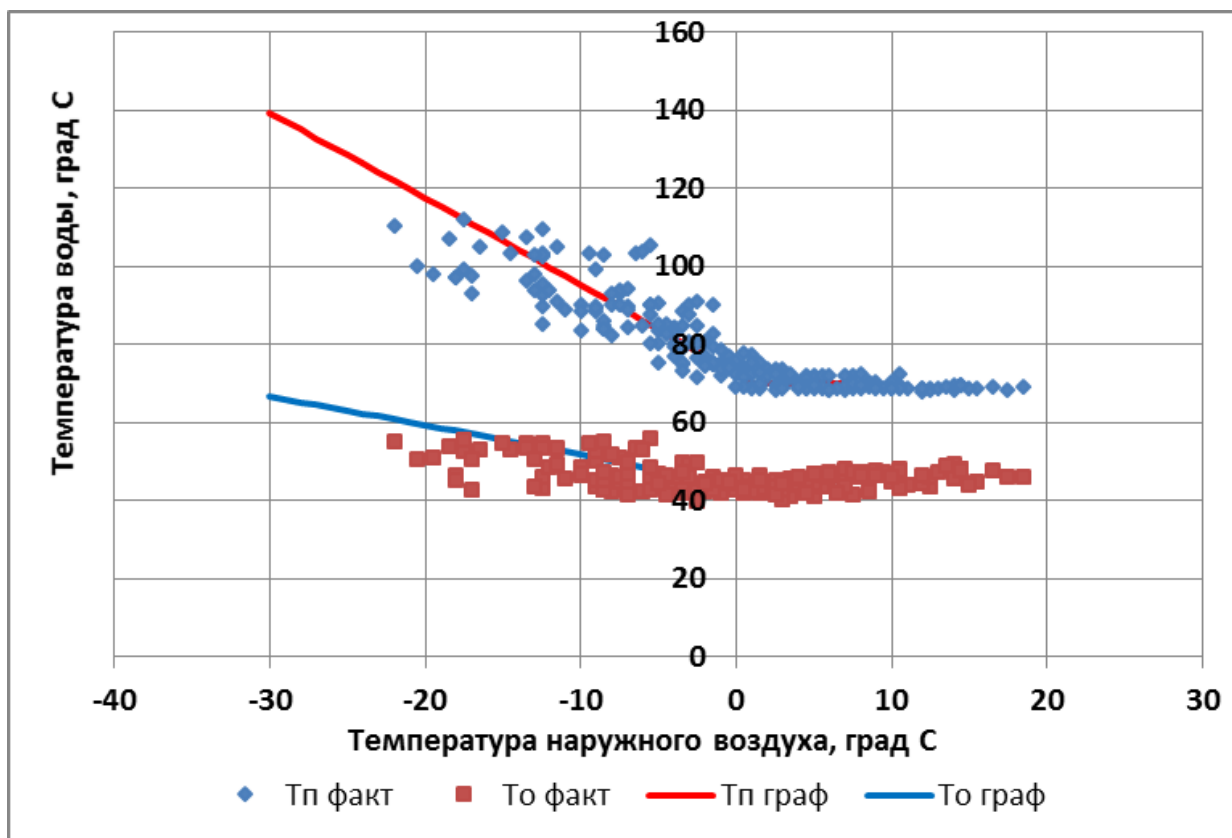


Рисунок 3.14 – Температурный график СтТЭЦ по выводу ТМ-13 (Строймаш)

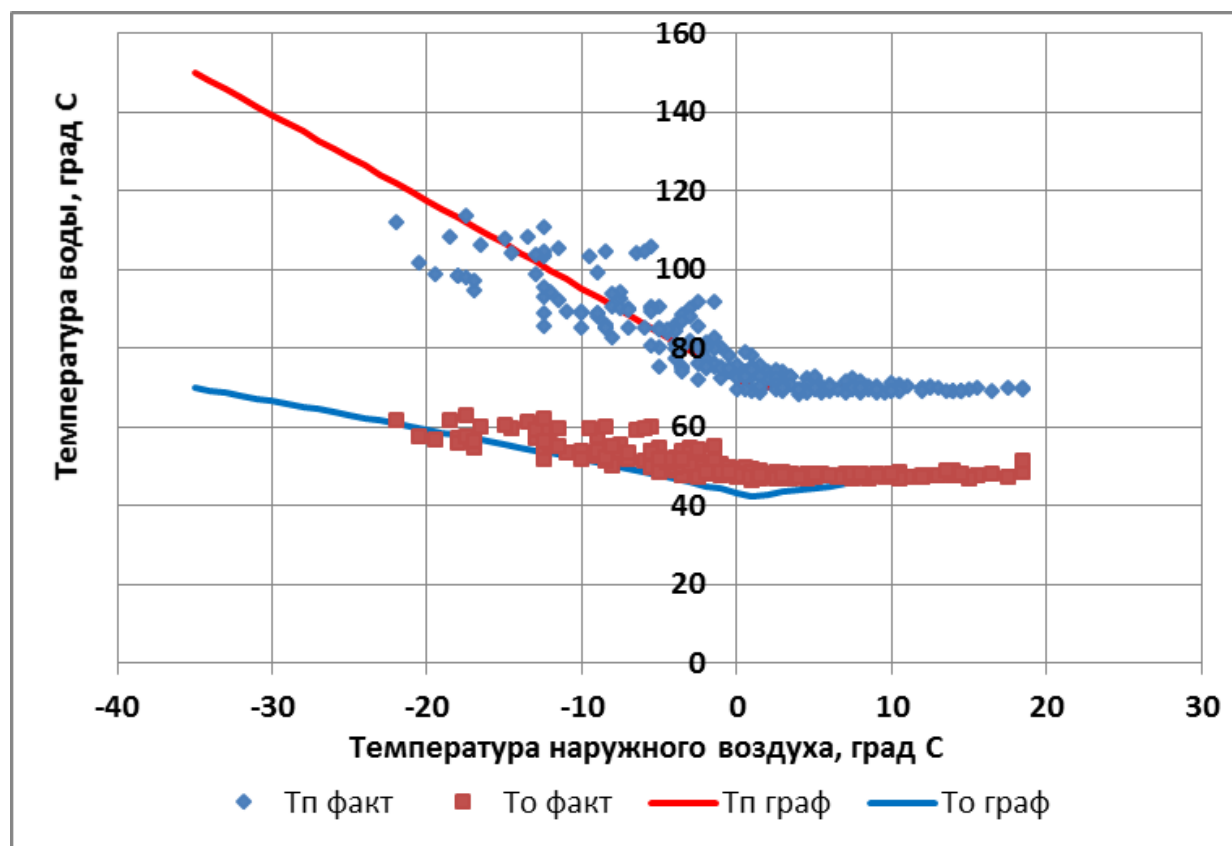


Рисунок 3.15 – Температурный график Н-СтТЭЦ по выводу ТМ-8 (город)

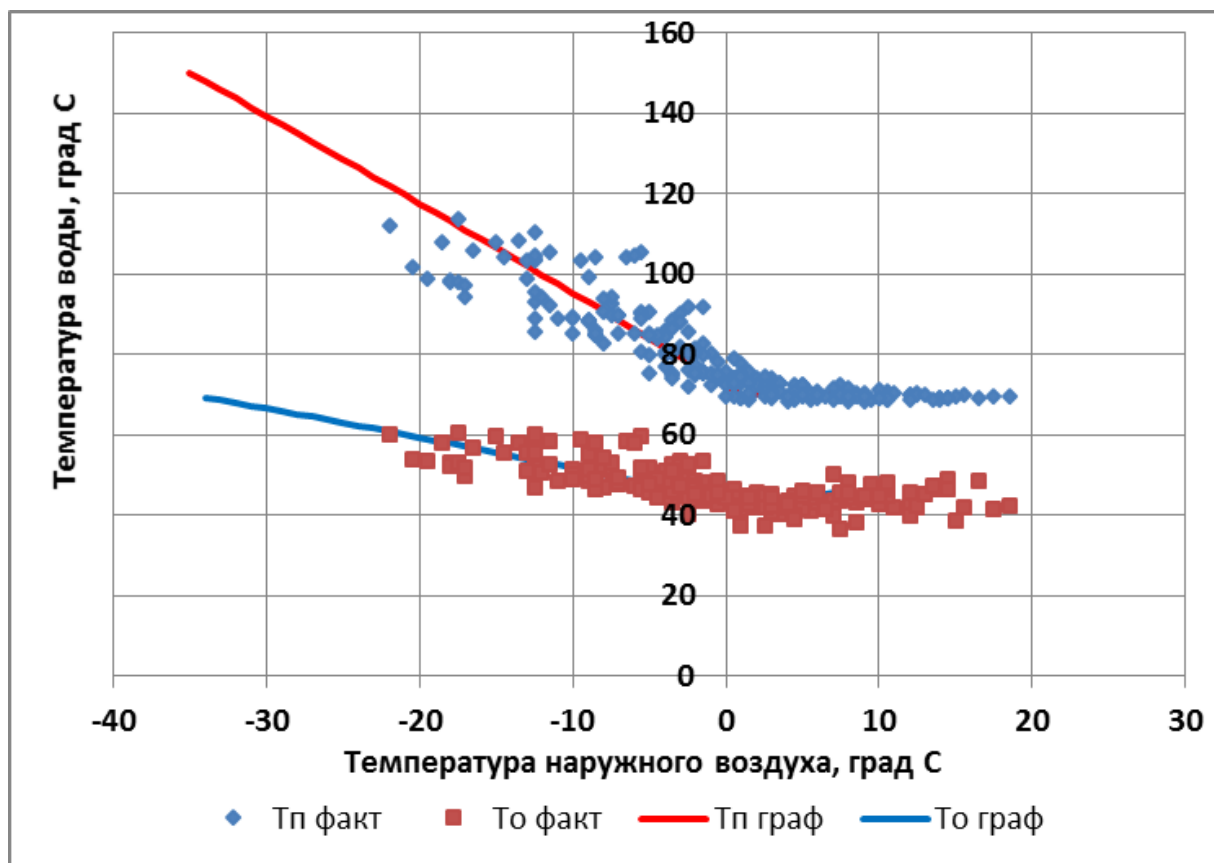


Рисунок 3.16 – Температурный график Н-СтТЭЦ по выводу ТМ-9 (Каустик)

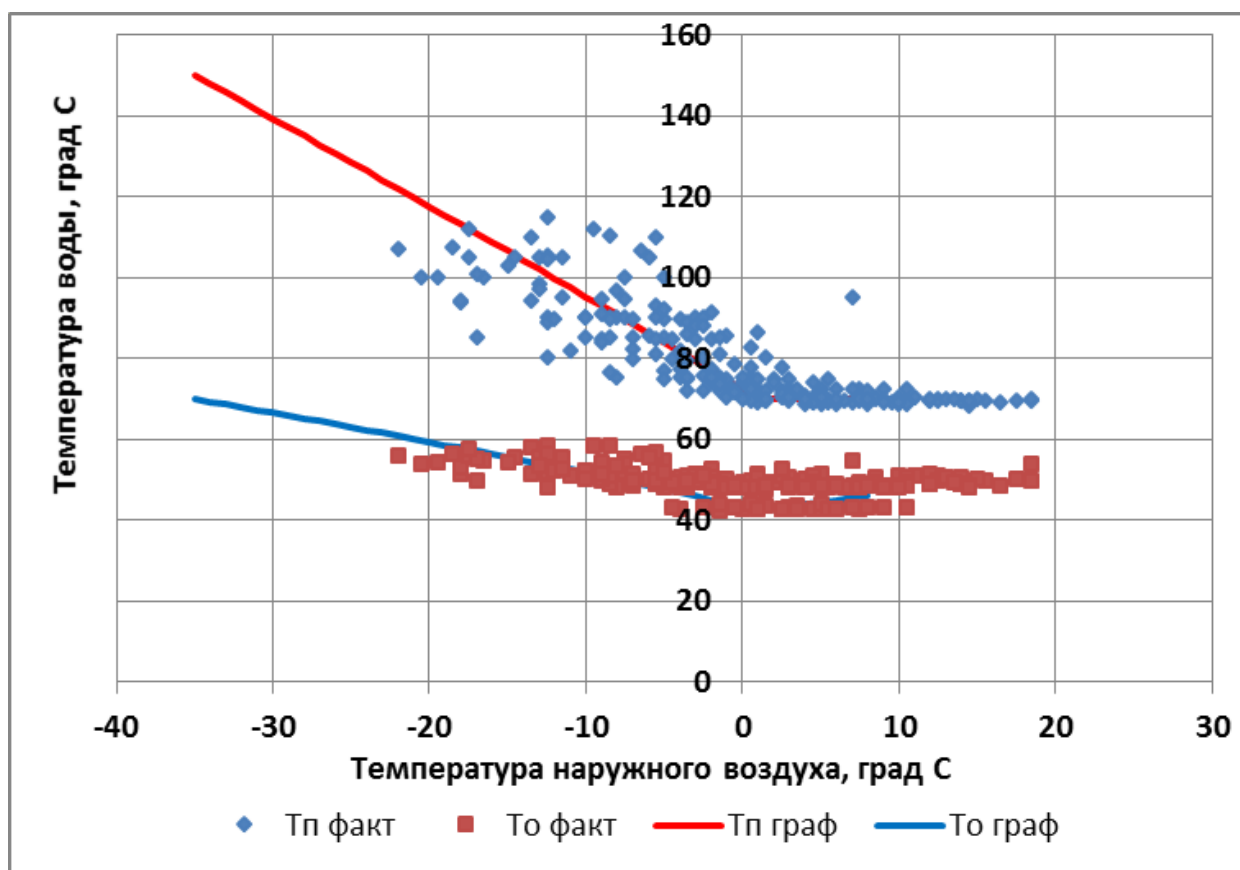


Рисунок 3.17 – Температурный график КЦ-7 по выводу ТМ-11 (город)

3.2.5 Гидравлические режимы и пьезометрические графики 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 года (актуализация на 2022 год). Глава 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 (аварийных ситуаций) тепловых сетей. Статистика восстановлений тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей

Статистика отказов (аварийных ситуаций) тепловых сетей, статистика восстановлений тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей за 2016 - 2020 годы представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Повреждения на тепловых сетях ООО «БашРТС» города Стерлитамак за период с 2016 по 2020 годы

№ №	Район тепловых сетей	Теплоисточник	Магистраль	Признак тепловых сетей (магистральные, 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	Начало работ по устранению повреждения	Завершение работ	Продолжительность отключения потребителей (если повреждение привело к этому)	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, ...)
1	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ПТ	испытания на Тмакс.	500	80	тк333-334	20.04.2016	21.04.2016	21.04.2016			внешняя коррозия,	подземная, канальная
2	СтРТС, ЦМС	НССтТЭЦ	ТМ-6	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	400	80	тк 603-603а	11.05.2016	12.05.2016	12.05.2016			внешняя коррозия,	подземная, канальная
3	СтРТС, ЦМС	НССтТЭЦ	ТМ-8	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	1000		тк828-828а	12.05.2016	13.05.2016	13.05.2016			внешняя коррозия,	подземная, канальная
4	СтРТС, ЦМС	КЦ-7	ТМ-11	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	600	131	тк1110-1111	24.05.2016	25.05.2016	25.05.2016			внешняя коррозия,	подземная, канальная
5	СтРТС, ЦМС	КЦ-7	ТМ-11	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	700		в тк1102а	24.05.2016	27.05.2016	27.05.2016			внешняя коррозия,	подземная, тк
6	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ОТ	межотопительный	600	94	тк312 и тк313	25.05.2016	26.05.2016	26.05.2016			внешняя коррозия,	подземная, канальная
7	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	600	24	тк307 и тк308	31.05.2016	01.06.2016	01.06.2016			внешняя коррозия,	подземная, канальная
8	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-4	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	500	85	тк406 и тк407	01.06.2016	02.06.2016	02.06.2016			внешняя коррозия,	подземная, канальная
9	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ТК, ЦО	ОТ	ГИ	500		в тк329	01.06.2016	01.06.2016	01.06.2016			внешняя коррозия,	подземная, тк
10	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ТК, ЦО	ПТ	ГИ	700		в тк115	01.06.2016	02.06.2016	02.06.2016			внешняя коррозия,	подземная, тк
11	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ТК, ЦО	ПТ	ГИ	700		в тк113	02.06.2016	02.06.2016	02.06.2016			внешняя коррозия,	подземная, тк
12	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ТК, ЦО	ОТ	ГИ	700		в тк113	02.06.2016	02.06.2016	02.06.2016			внешняя коррозия,	подземная, тк
13	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-7	ТМ, байпас задвижки		ГИ	50		в тк340	02.06.2016	02.06.2016	02.06.2016			внешняя коррозия,	подземная, тк
14	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	600	94	тк312 и тк313	02.06.2016	03.06.2016	03.06.2016			внешняя коррозия,	подземная, канальная
15	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	600	92	тк310 и тк311	03.06.2016	04.06.2016	04.06.2016			внешняя коррозия,	подземная, канальная
16	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	600	92	тк310 и тк311	04.06.2016	04.06.2016	04.06.2016			внешняя коррозия,	подземная, канальная
17	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	500	85	тк406 и тк407	04.06.2016	05.06.2016	05.06.2016			внешняя коррозия,	подземная, канальная
18	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ1	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	700	238	тк117 и тк118	04.06.2016	05.06.2016	05.06.2016			внешняя коррозия,	подземная, канальная
19	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ1	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	700	238	тк117 и тк118	05.06.2016	05.06.2016	05.06.2016			внешняя коррозия,	подземная, канальная
20	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ОТ, перемычка		ГИ	100		в тк301	05.06.2016	05.06.2016	05.06.2016			механическое повреждение	подземная, тк
21	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	600	95	тк308 и тк309	05.06.2016	06.06.2016	06.06.2016			внешняя коррозия,	подземная, канальная
22	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ -3	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	600		в тк310	06.06.2016	06.06.2016	06.06.2016			внешняя коррозия,	подземная, тк
23	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	700		в тк113	06.06.2016	07.06.2016	07.06.2016			внешняя коррозия,	подземная, тк
24	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-4	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	500		в тк401	06.06.2016	07.06.2016	07.06.2016			Провар сварного шва	подземная, тк
25	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	700		в тк106	06.06.2016	08.06.2016	08.06.2016			Провар сварного шва	подземная, тк
26	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	700	238	тк117 и тк118	06.06.2016	07.06.2016	07.06.2016			внешняя коррозия,	подземная, канальная
27	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ №3	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	600	74	тк 309 и тк310	07.06.2016	07.06.2016	07.06.2016			внешняя коррозия,	подземная, канальная
28	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ №3	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	600	92	тк 310 и тк311	07.06.2016	10.06.2016	10.06.2016			внешняя коррозия,	подземная, канальная
29	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ1	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	700	238	тк117 и тк118	08.06.2016	09.06.2016	09.06.2016			внешняя коррозия,	подземная, канальная
30	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	150		в тк307	09.06.2016	09.06.2016	09.06.2016			внешняя коррозия,	подземная, тк
31	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ1	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	700	238	тк117 и тк118	09.06.2016	09.06.2016	09.06.2016			внешняя коррозия,	подземная, канальная
32	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	600	103	тк 311-312	09.06.2016	10.06.2016	10.06.2016			внешняя коррозия,	подземная, канальная

№ №	Район тепловых сетей	Теплоисточ- ник	Маги- страль	Признак теп- ловых сетей (магистраль- ные, квар- тальные, ОТ, ГВС, ...)	Место по- вреждения (подающий тр., обрат- ный тр., камера, компенса- тор, ...)	Период возник- новения повре- ждения (отопи- тельный, меж- отопительный, гидравлические испытания, ...)	Диа- метр Du, мм	Длина участ- ка	Участок	Выявление поврежде- ния	Начало работ по устране- нию по- вреждения	Заверше- ние работ	Продолжитель- ность отключе- ния потребителей (если поврежде- ние привело к этому)	Привело ли отключение к снижению температу- ры в отоп- ливаемых помещениях ниже 12 °С	Причина возник- новения повре- ждения (внутрен- няя/внешняя кор- розия, механиче- ское повреждение, ...)	Тип прокладки (подземная, надземная, ка- нальная, беска- нальная, ...)
33	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	600	103	тк 311-312	09.06.2016	10.06.2016	10.06.2016			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
34	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	600	94	тк 312-313	09.06.2016	10.06.2016	10.06.2016			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
35	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	600	94	тк 312-313	09.06.2016	10.06.2016	10.06.2016			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
36	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	600	94	тк 312-313	09.06.2016	10.06.2016	10.06.2016			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
37	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ОТ,ПТ	ГИ	600	94	тк 312-313	20.06.2016	23.06.2016	23.06.2016			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
38	СтРТС, ЦМС	КЦ-7	ТМ-11	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	500	99,5	тк 1133-1134	05.08.2016	09.08.2016	09.08.2016			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
39	СтРТС, ЦМС	НС-ТЭЦ	ТМ-6	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	500	97	тк 601 и тк 601а	16.08.2016	18.08.2016	18.08.2016			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
40	СтРТС, ЦМС	НС-ТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	800	297	тк129-128	19.08.2016	19.08.2016	19.08.2016			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
41	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	600	90	тк313-314	24.08.2016	24.08.2016	24.08.2016			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
42	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	800	31	тк124а-125	24.08.2016	25.08.2016	25.08.2016			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
43	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	700	272	тк116-117	24.08.2016	25.08.2016	25.08.2016			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
44	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	500	77	тк326-327	25.08.2016	02.09.2016	02.09.2016			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
45	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	600	24	тк307-308	25.08.2016	26.08.2016	26.08.2016			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
46	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ОТ	межотопитель- ный	600	103	тк311-312	05.09.2016	22.09.2016	22.09.2016			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
47	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ОТ	межотопитель- ный	700	152	тк104-105	10.09.2016	13.09.2016	13.09.2016			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
48	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ОТ	межотопитель- ный	700	272	тк116-117	10.09.2016	13.09.2016	13.09.2016			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
49	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-5	ТМ, ЦО	ПТ	межотопитель- ный	250	197	тк505-505а	19.09.2016	22.09.2016	22.09.2016			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
50	СтРТС, ЦМС	КЦ-7	ТМ-11	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	800	91	тк1111-1112	22.05.2017	23.05.2017	23.05.2017			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
51	СтРТС, ЦМС	СТТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	600	103	тк311-312	29.05.2017	06.06.2017	06.06.2017			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
52	СтРТС, ЦМС	НСТТЭЦ	ТМ-7	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	500	152	тк718-719	29.05.2017	01.06.2017	01.06.2017			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
53	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-4	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	500	128	ТК404-405	30.05.2017	31.05.2017	31.05.2017			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
54	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	700	50	тк 113а -тк114	30.05.2017	31.05.2017	31.05.2017			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
55	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-4	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	500	168	тк406 и тк407	01.06.2017	02.06.2017	02.06.2017			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
56	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	700	152	тк104и тк105	01.06.2017	02.06.2017	02.06.2017			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
57	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-4	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	500	168	тк406 и тк407	02.06.2017	02.06.2017	02.06.2017			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
58	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	700	152	тк104и тк105	03.06.2017	06.06.2017	06.06.2017			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
59	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-2	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	400	110	тк221 и тк222	03.06.2017	30.06.2017	30.06.2017			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
60	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	700	223	тк118 и тк119	04.06.2017	05.06.2017	05.06.2017			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
61	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-2	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	500	74	тк208 и тк208/1	14.06.2017	15.06.2017	15.06.2017			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
62	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-7	ТМ, ЦО	ПТ	межотопитель- ный	500	158	тк 716 и тк717	19.07.2017	19.07.2017	19.07.2017			Провар сварного шва	подземная, каналь- ная
63	СтРТС, ЦМС	НС-ТЭЦ	ТМ-6	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	500	87	тк603 и тк604	04.08.2017	07.08.2017	07.08.2017			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
64	СтРТС, ЦМС	НС-ТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	800	108	тк131 и тк132	04.08.2017	07.08.2017	07.08.2017			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
65	СтРТС, ЦМС	КЦ-7	ТМ-11	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	600	65	тк1110 и тк1109	11.08.2017	12.08.2017	12.08.2017			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная

№ №	Район тепловых сетей	Теплоисточ- ник	Маги- страль	Признак теп- ловых сетей (магистраль- ные, квар- тальные, ОТ, ГВС, ...)	Место по- вреждения (подающий тр., обрат- ный тр., камера, компенса- тор, ...)	Период возник- новения повре- ждения (отопи- тельный, меж- отопительный, гидравлические испытания, ...)	Диа- метр Du, мм	Длина участ- ка	Участок	Выявление поврежде- ния	Начало работ по устране- нию по- вреждения	Заверше- ние работ	Продолжитель- ность отключе- ния потребителей (если поврежде- ние привело к этому)	Привело ли отключение к снижению температу- ры в отоп- ливаемых помещениях ниже 12 °С	Причина возник- новения повре- ждения (внутрен- няя/внешняя кор- розия, механиче- ское повреждение, ...)	Тип прокладки (подземная, надземная, ка- нальная, беска- нальная, ...)
66	СтРТС, ЦМС	КЦ-7	ТМ-11	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	400	114	тк1113 и тк1114	14.08.2017	14.08.2017	14.08.2017			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
67	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-7	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	500	152	тк718 и тк719	21.08.2017	22.08.2017	22.08.2017			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
68	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	700	111	тк112 и тк113	22.08.2017	25.08.2017	25.08.2017			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
69	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	500	31	тк124а и тк125	24.08.2017	24.08.2017	24.08.2017			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
70	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-7	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	500	158	тк 716 и тк717	24.08.2017	24.08.2017	24.08.2017			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
71	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	700	111	тк112 и тк113	27.08.2017	27.08.2017	27.08.2017			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
72	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	700	111	тк112 и тк113	27.08.2017	27.08.2017	27.08.2017			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
73	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	700	152	тк104 и тк105	27.08.2017	27.08.2017	27.08.2017			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
74	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-4	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	500		тк405 и тк406	28.08.2017	29.08.2017	29.08.2017			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
75	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-2	ТМ, ЦО		межотопитель- ный	200		в тк215	08.09.2017	12.09.2017	12.09.2017			механическое по- вреждение	подземная, тк
76	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ОТ	отопительный	300, 100		в тк120	18.10.2017	18.10.2017	18.10.2017			механическое по- вреждение	подземная, тк
77	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ПТ	отопительный	300, 100		в тк120	18.10.2017	18.10.2017	18.10.2017			механическое по- вреждение	подземная, тк
78	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-6	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	500	113	тк127 и тк601	14.05.2018	15.05.2018	15.05.2018			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
79	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-6	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	500	113	тк127 и тк601	15.05.2018	15.05.2018	15.05.2018			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
80	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-6	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	500	120	тк607 и тк608	15.05.2018	16.05.2018	16.05.2018			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
81	СтРТС, ЦМС	НС+ТЭЦ	ТМ-10	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	600	108	тк1011 и тк1012	17.05.2018	17.05.2018	17.05.2018			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
82	СтРТС, ЦМС	КЦ-7	ТМ-11	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	600	97	тк1110 и тк1111	21.05.2018	22.05.2018	22.05.2018			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
83	СтРТС, ЦМС	КЦ-7	ТМ-11	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	700		тк 11026	22.05.2018	23.05.2018	23.05.2018			внешняя коррозия,	подземная, тк
84	СтРТС, ЦМС	КЦ-7	ТМ-11	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	700		тк 11026	23.05.2018	23.05.2018	23.05.2018			внешняя коррозия,	подземная, тк
85	СтРТС, ЦМС	КЦ-7	ТМ-11	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	700		тк 1102	23.05.2018	24.05.2018	24.05.2018			внешняя коррозия,	подземная, тк
86	СтРТС, ЦМС	КЦ-7	ТМ-11	ТМ, ОТ	ПТ	ГИ	700		тк 1103	23.05.2018	24.05.2018	24.05.2018			внешняя коррозия,	подземная, тк
87	СтРТС, ЦМС	КЦ-7	ТМ-11	ТМ, ОТ	ОТ	ГИ	700		тк 1103	23.05.2018	25.05.2018	25.05.2018			внешняя коррозия,	подземная, тк
88	СтРТС, ЦМС	КЦ-7	ТМ-11	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	700		тк 1104	23.05.2018	25.05.2018	25.05.2018			внешняя коррозия,	подземная, тк
89	СтРТС, ЦМС	КЦ-7	ТМ-11	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	700		тк 1104	23.05.2018	25.05.2018	25.05.2018			внешняя коррозия,	подземная, тк
90	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	600	95	тк308-и тк309	28.05.2018	29.05.2018	29.05.2018			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
91	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-7	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	600	96	тк712-и тк713	29.05.2018	29.05.2018	29.05.2018			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
92	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-4	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	500	85	тк406 и тк407	29.05.2018	30.05.2018	30.05.2018			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
93	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-2	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	150	78	тк208а и тк208б	29.05.2018	30.05.2018	30.05.2018			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
94	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-2	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	400	125	тк222 и тк223	29.05.2018	03.07.2018	03.07.2018			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
95	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	700	70	тк113 и зданием СтЦМС	29.05.2018	31.05.2018	31.05.2018			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
96	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-2	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	300		тк208 и тк215	29.05.2018	30.05.2018	30.05.2018			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
97	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	700	70	тк113 и зданием СтЦМС	30.05.2018	31.05.2018	31.05.2018			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
98	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	600	95	тк308-и тк309	30.05.2018	31.05.2018	31.05.2018			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная

№ №	Район тепловых сетей	Теплоисточ- ник	Маги- страль	Признак теп- ловых сетей (магистраль- ные, квар- тальные, ОТ, ГВС, ...)	Место по- вреждения (подающий тр., обрат- ный тр., камера, компенса- тор, ...)	Период возник- новения повре- ждения (отопи- тельный, меж- отопительный, гидравлические испытания, ...)	Диа- метр Du, мм	Длина участ- ка	Участок	Выявление поврежде- ния	Начало работ по устране- нию по- вреждения	Заверше- ние работ	Продолжитель- ность отключе- ния потребителей (если поврежде- ние привело к этому)	Привело ли отключение к снижению температу- ры в отоп- ливаемых помещениях ниже 12 °С	Причина возник- новения повре- ждения (внутрен- няя/внешняя кор- розия, механиче- ское повреждение, ...)	Тип прокладки (подземная, надземная, ка- нальная, беска- нальная, ...)
99	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	600	24	тк307-и тк308	01.06.2018	01.06.2018	01.06.2018			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
100	СтРТС, ЦМС	СТТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	700	70	тк113 и зданием СтЦМС	01.06.2018	02.06.2018	02.06.2018			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
101	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	700	70	тк113 и зданием СтЦМС	02.06.2018	02.06.2018	02.06.2018			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
102	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-2	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	300	56	тк213 и тк214	04.06.2018	04.06.2018	04.06.2018			Провар сварного шва	подземная, каналь- ная
103	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-4	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	500	85	тк406 и тк407	04.06.2018	04.06.2018	04.06.2018			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
104	СтРТС, ЦМС	КЦ-7	ТМ-11	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	600	131	тк1110 и тк1111	05.06.2018	07.06.2018	07.06.2018			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
105	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ОТ	межотопитель- ный	250	99	тк 303 до тк303/2	17.07.2018	18.07.2018	18.07.2018			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
106	СтРТС, ЦМС	НСТЭЦ	ТМ-6	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	400	203	тк602 и тк603	31.07.2018	01.08.2018	01.08.2018			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
107	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	500	78	тк322 и тк323	13.08.2018	15.08.2018	15.08.2018			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
108	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	700	223	тк118 и тк119	14.08.2018	18.08.2018	18.08.2018			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
109	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	700	31	тк124а и тк125	14.08.2018	15.08.2018	15.08.2018			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
110	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	700	111	тк112 и и тк113	14.08.2018	18.08.2018	18.08.2018			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
111	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-2	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	300	88	тк209 и и тк208/3	14.08.2018	16.08.2018	16.08.2018			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
112	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-4	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	500	85	тк406 и и тк407	14.08.2018	16.08.2018	16.08.2018			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
113	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	600	160	тк304а и и тк304б	14.08.2018	15.08.2018	15.08.2018			Провар сварного шва	подземная, каналь- ная
114	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	600	95	тк308 и и тк309	14.08.2018	16.08.2018	16.08.2018			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
115	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	500	140	тк327 и и тк328	14.08.2018	15.08.2018	15.08.2018			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
116	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	500	140	тк327 и тк328	15.08.2018	15.08.2018	15.08.2018			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
117	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	700	566	тк106 и тк107	18.08.2018	19.08.2018	19.08.2018			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
118	СтРТС, ЦМС	СтТЭЦ	ТМ-4	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	500	85	тк406 и и тк407	19.08.2018	19.08.2018	19.08.2018			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
119	СтРТС	НСТЭЦ	ТМ-6	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	400	110	тк601а и тк602	14.05.2019	15.05.2019	15.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
120	СтРТС	НСТЭЦ	ТМ-6	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	400	80	тк603 и тк603А	14.05.2019	15.05.2019	15.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
121	СтРТС	НСТЭЦ	ТМ-6	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	400	114	тк604и тк605	14.05.2019	16.05.2019	16.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
122	СтРТС	НСТЭЦ	ТМ-6	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	500	110	тк601 и тк602	15.05.2019	16.05.2019	16.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
123	СтРТС	НСТЭЦ	ТМ-6	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	400	203	тк601а и тк602	17.05.2019	17.05.2019	17.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
124	СтРТС	НСТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	800	144	тк127 и тк128	18.05.2019	18.05.2019	18.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
125	СтРТС	НСТЭЦ	ТМ-6	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	400	110	тк601а и тк602	18.05.2019	18.05.2019	18.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
126	СтРТС	НСТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	800	108	тк131 и тк132	19.05.2019	19.05.2019	19.05.2019			Провар сварного шва	подземная, каналь- ная
127	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	600	131	т тк1110 до тк1111	20.05.2019	21.05.2019	21.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
128	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	600	95	тк 308 до тк 309	28.05.2019	28.05.2019	28.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
129	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	500	140	тк 327 до тк 328	28.05.2019	29.05.2019	29.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
130	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	700	120	тк 111 до тк 112	28.05.2019	29.05.2019	29.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
131	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	250	87	тк 510 до тк 511	28.05.2019	28.05.2019	28.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная

№ №	Район тепловых сетей	Теплоисточник	Магистраль	Признак тепловых сетей (магистральные, 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	Начало работ по устранению повреждения	Завершение работ	Продолжительность отключения потребителей (если повреждение привело к этому)	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, ...)
132	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	500	78	тк 322 до тк 323	29.05.2019	29.05.2019	29.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
133	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	700	70	т тк 113 до здания СтЦМС	30.05.2019	30.05.2019	30.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
134	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	700	70	тк 113 до здания СтЦМС	30.05.2019	30.05.2019	30.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
135	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	500	80	тк 333 до тк 334	30.05.2019	31.05.2019	31.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
136	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	700	239	тк108 до тк109	01.06.2019	01.06.2019	01.06.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
137	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	400	74	тк208 до тк208/1	01.06.2019	03.06.2019	03.06.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
138	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	800	31	тк122а до тк125	02.06.2019	02.06.2019	02.06.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
139	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	700	111	тк 112 до тк113	03.06.2019	03.06.2019	03.06.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
140	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	700		тк208 до тк208б	03.06.2019	03.06.2019	03.06.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
141	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-6	КВ, ГВС	ПТ ГВС	межотопительный	50	85	тк9-3 и ж/д Ибрагимова 16	25.06.2019	25.06.2019	25.06.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
142	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ГВС	ПТ	ГИ	50	120	тк52-23 и ж/д Чехова1	27.06.2019	28.06.2019	28.06.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
143	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	100		В 5тк-7	01.07.2019	01.07.2019	01.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, тк
144	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	70		техподполье ж/д Цюрюпы-1	01.07.2019	01.07.2019	01.07.2019			Провар сварного шва	подземная, канальная
145	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-11	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	150		тк20-14	02.07.2019	02.07.2019	02.07.2019			Провар сварного шва	подземная, тк
146	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-7	КВ, ОТ	ОТ	ГИ	150		тк24-3	02.07.2019	02.07.2019	02.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, тк
147	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	100	90	тк517 и 9тк-2	02.07.2019	04.07.2019	04.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
148	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ГВС	ПТ	ГИ	100	120	от тк52-23 до ж/д Чехова-1	03.07.2019	06.07.2019	06.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
149	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	150	70	тк21-11 и тк21-11А	03.07.2019	18.07.2019	18.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
150	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ОТ	ОТ	ГИ	100	90	тк517 и 9тк-2	02.07.2019	23.07.2019	23.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
151	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ОТ	ОТ	ГИ	150	73	тк54-7 и тк54-11	05.07.2019	08.07.2019	08.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
152	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	150	73	тк54-7 и тк54-11	05.07.2019	08.07.2019	08.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
153	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-4	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	80	140	тк25-4 и дк "Станкостроитель"	05.07.2019	08.07.2019	08.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
154	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ОТ	ОТ	ГИ	150	28	от тк39-2 до ж/д Гоголя,131	08.07.2019	10.07.2019	10.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
155	СтРТС	НС-ТЭЦ	ТМ-10	КВ, ОТ	ОТ	ГИ	50	13	от тк50-3 до ж/д К.Муратова,1	08.07.2019	10.07.2019	10.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
156	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	150	14	от тк20-14 до ж/д Б.Хмельницкого, 44	10.07.2019	12.07.2019	12.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
157	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	150	42	от тк-52-13 до тк-52-14	10.07.2019	16.07.2019	16.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
158	СтРТС	НС-ТЭЦ	ТМ-12	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	100	91	от тк42-45 до тк42-44 ул. В.Интернационалистов 26	12.07.2019	16.07.2019	16.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
159	СтРТС	НС-ТЭЦ	ТМ-10	КВ, ГВС	ГВС	ГИ	150	46	ТК30-13-ТК30-14, Артема, 35	02.05.2019	25.09.2019	25.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
160	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ОТ	ОТ	ГИ	70	10	от тк46- 7 до д23а [Кочет, 23а]	16.05.2019	23.09.2019	23.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
161	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	70	96	от д 24 до школа 12 [Тукаева,2д]	16.05.2019	13.09.2019	13.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
162	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	125	30	от д98 до тк29-20 [Гоголя, 98]	16.05.2019	31.08.2019	31.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
163	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ОТ	ОТ	ГИ	50	128	от тк 20-21 до д18а [Мир,18а]	16.05.2019	27.09.2019	27.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
164	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	50	12	от тк47-3 до д3 [Речная, 3]	21.05.2019	23.09.2019	23.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
165	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	80	54	от тк51-4 до д/с № 89 [Вокзальн,29]	23.05.2019	05.09.2019	05.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная

№ №	Район тепловых сетей	Теплоисточ- ник	Маги- страль	Признак теп- ловых сетей (магистраль- ные, квар- тальные, ОТ, ГВС, ...)	Место по- вреждения (подающий тр., обрат- ный тр., камера, компенса- тор, ...)	Период возник- новения повре- ждения (отопи- тельный, меж- отопительный, гидравлические испытания, ...)	Диа- метр Du, мм	Длина участ- ка	Участок	Выявление поврежде- ния	Начало работ по устране- нию по- вреждения	Заверше- ние работ	Продолжитель- ность отключе- ния потребителей (если поврежде- ние привело к этому)	Привело ли отключение к снижению температу- ры в отоп- ливаемых помещениях ниже 12 °С	Причина возник- новения повре- ждения (внутрен- няя/внешняя кор- розия, механиче- ское повреждение, ...)	Тип прокладки (подземная, надземная, ка- нальная, беска- нальная, ...)
166	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	50	25	от д3 до тк47-5 [Речная, 3]	23.05.2019	11.09.2019	11.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
167	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	70	40	от тк34-34 тк34-33 [Свердлова, 57]	30.05.2019	31.07.2019	31.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
168	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ОТ	ОТ	ГИ	100	40	от тк34-34 тк34-33 [Свердлова, 57]	30.05.2019	31.07.2019	31.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
169	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-7	КВ, ОТ	ГВС	ГИ	150	38	от тк8-1 до тк8-2 [пр.Окт., 5]	30.05.2019	25.09.2019	25.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
170	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ОТ	ОТ	ГИ	80	20	от тк15-9 до д30 [Ленина, 30]	31.05.2019	12.09.2019	12.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
171	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ОТ	ОТ	ГИ	100	90	от ТК 517 до 9тк2 [Лесная, 27]	06.06.2019	23.07.2019	23.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
172	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ОТ	ОТ	ГИ	80	93	от тк 28-21 до д5а [Шаймурат, 5а]	07.06.2019	06.09.2019	06.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
173	СтРТС	КЦ-7	ТМ-1	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	80	43	от ТК29-22 до Полевая, 23	10.06.2019	26.08.2019	26.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
174	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ОТ	ОТ	ГИ	50	11	от 4тк 6 до д5б [Тукаева, 5б]	11.06.2019	13.09.2019	13.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
175	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-1	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	100	27	от д10 до д12 [Октября, 10]	13.06.2019	23.08.2019	23.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
176	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	80	49	от тк15-14 до д26 [Голиков, 26]	14.06.2019	10.09.2019	10.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
177	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	80	42	от тк48-13 до д52 [Железно- дор, 52]	14.06.2019	08.08.2019	08.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
178	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	150	28	от д188 до тк1-13 [Худ-на, 188]	14.06.2019	23.08.2019	23.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
179	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ОТ	ОТ	ГИ	80	41	от д15 до д17 [Шаймурат, 15]	14.06.2019	14.08.2019	14.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
180	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-10	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	100	44	от тк18-9 до д 81 [Октября, 81]	17.06.2019	02.08.2019	02.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
181	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-1	КВ, ОТ	ОТ	ГИ	70	36	от д.12 до д.14 (Октября)	19.06.2019	31.08.2019	31.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
182	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-7	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	100	10	от д.14 (ч/з ТК24-5) до д.14/1(Черноморская, 14)	19.06.2019	09.08.2019	09.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
183	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-1	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	70	65	от ТК2-7 до д.133 [Худайбер, 133]	19.06.2019	27.08.2019	27.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
184	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-1	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	100	30	от ТК1-2 до ТК1-3 [Худайбер, 166]	19.06.2019	22.07.2019	22.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
185	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-4	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	100	21	от ТК27-3 до д.92 (Элеваторная, 92)	19.06.2019	22.08.2019	22.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
186	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	50	25	от д40 до д 22 [Худайбер, 40]	20.06.2019	26.09.2019	26.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
187	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	КВ, ГВС	ОТ ГВС	межотопитель- ный	150	66	от ТК33-10 до ТК33-14 Артема, 81	02.07.2019	25.09.2019	25.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
188	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ОТ	ОТ	ГИ	100	22	от ТК14-17 до ж.д.Пр.Ленина, 40а	08.07.2019	17.09.2019	17.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
189	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	100	12	от 181ТК35 до 181ТК36 по ул.Революционная, 14	11.07.2019	07.08.2019	07.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
190	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-12	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	100	40	от ТК 42-48 до ТК 42-47 по ул. О.Кошевого, 1	11.07.2019	18.09.2019	18.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
191	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-4	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	150	45	от Заводская, 8 до ТК 25-15	11.07.2019	24.08.2019	24.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
192	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	100	10	от 180ТК48 до 180ТК49 пр.Ленина, 20	11.07.2019	22.07.2019	22.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
193	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-7	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	100	101	от ТК 7-1 до ТК 7-1а пр.Октяб., 9	12.07.2019	14.09.2019	14.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
194	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-7	КВ, ОТ	ОТ	ГИ	100	101	от ТК 7-1 до ТК 7-1а пр.Октяб., 9	12.07.2019	14.09.2019	14.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
195	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-7	КВ, ОТ	ОТ	ГИ	150	42	от И.Нас., 5 до И.Нас., 3	12.07.2019	08.08.2019	08.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
196	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-10	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	70	49	от ТК 30-11 до Комм., 42	12.07.2019	05.08.2019	05.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
197	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-10	КВ, ОТ	ОТ	ГИ	80	49	от ТК 30-11 до Комм., 42	12.07.2019	09.08.2019	09.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
198	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-4	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	80	15	от ТК 27-6 до Элеватор., 116	12.07.2019	26.08.2019	26.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная

№ №	Район тепловых сетей	Теплоисточ- ник	Маги- страль	Признак теп- ловых сетей (магистраль- ные, квар- тальные, ОТ, ГВС, ...)	Место по- вреждения (подающий тр., обрат- ный тр., камера, компенса- тор, ...)	Период возник- новения повре- ждения (отопи- тельный, меж- отопительный, гидравлические испытания, ...)	Диа- метр Du, мм	Длина участ- ка	Участок	Выявление поврежде- ния	Начало работ по устране- нию по- вреждения	Заверше- ние работ	Продолжитель- ность отключе- ния потребителей (если поврежде- ние привело к этому)	Привело ли отключение к снижению температу- ры в отоп- ливаемых помещениях ниже 12 °С	Причина возник- новения повре- ждения (внутрен- няя/внешняя кор- розия, механиче- ское повреждение, ...)	Тип прокладки (подземная, надземная, ка- нальная, беска- нальная, ...)
		КЦ-7														
199	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ОТ	ОТ	ГИ	70	32	от ж.д.Гоголя117 до ж.д.Гоголя111	15.07.2019	19.07.2019	19.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
200	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-1	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	100	23	от Пр.Октября, 63 до Пр.Октября, 57	16.07.2019	24.07.2019	24.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
201	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-10	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	100	13	от ТК30-4 до Артема, 43	16.07.2019	21.08.2019	21.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
202	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	150	14	от ТК20-14 до Б.Хм., 44	16.07.2019	19.07.2019	19.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
203	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-1	КВ, ОТ	ОТ	ГИ	200	21	от ТК2-1 до ТК2-2, С.Ванцетти, 23	17.07.2019	26.07.2019	26.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
204	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	100	8	от ТК28-12 до д/с №14, Дружбы, 42а	17.07.2019	13.08.2019	13.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
205	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	100	24	от Ибрагимова, 16 до Ибрагимо- ва, 18	17.07.2019	14.08.2019	14.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
206	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	80	14	от ТК9-4 до Ибрагимова, 10	17.07.2019	29.07.2019	29.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
207	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ОТ	ОТ	ГИ	100	10	от 180ТК48 до 180ТК49 пр.Ленина, 20	17.07.2019	22.07.2019	22.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
208	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	80	67	от 173тк-3 до пр.Ленина,39	18.07.2019	29.08.2019	29.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
209	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ОТ	ОТ	ГИ	50	13	от тк32-11 до тк32-12	18.07.2019	26.07.2019	26.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
210	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	50	19	от тк49-4 до 23мая,24	22.07.2019	05.08.2019	05.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
211	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	150	2	от Заводская,24 до 173тк-1	23.07.2019	09.08.2019	09.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
212	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	50	8	от тк49-6 до ж/д Гоголя,2д	22.07.2019	23.07.2019	23.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
213	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ОТ	ОТ	ГИ	150	54	от 2тк1 до 2тк13	19.07.2019	24.07.2019	24.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
214	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-8	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	100	73	от тк37-9 до тк37-8 Худайберди- на,202	23.07.2019	04.09.2019	04.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
215	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	70	17	от тк14-8 до ж/д Дружбы47	23.07.2019	14.09.2019	14.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
216	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ОТ	ОТ	ГИ	150	57	от тк1-4 до тк1-6 Шаймуратова,7а	23.07.2019	10.09.2019	10.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
217	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ГВС	ПТ ГВС	межотопитель- ный	70	32	от ж.д.Гоголя117 до ж.д.Гоголя111	24.07.2019	25.07.2019	25.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
218	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-4	КВ, ГВС	ОТ ГВС	межотопитель- ный	100	26	от ЦТП25 до Одесская,76	24.07.2019	29.07.2019	29.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
219	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	100	48	от 181тк 32 до 181тк 33 [ул. Рево- люционная, 16]	06.05.2019	07.05.2019	07.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
220	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ОТ	ОТ	ГИ	100	21	от тк23-10 до д 21а [Вокзальная, 21а]	07.05.2019	15.05.2019	15.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
221	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ОТ	ПТ	ГИ	70		в ТК23-3 Вокзальная, 23	07.05.2019	15.05.2019	15.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
222	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-10	КВ, ГВС	ОТ ГВС	межотопитель- ный	70		в ТК36-21 Юрматинская, 4	08.05.2019	15.05.2019	15.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
223	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-10	КВ, ГВС	ПТ ГВС	межотопитель- ный	150		в ТК30-7 Артема, 63	08.05.2019	15.05.2019	15.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
224	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	КВ, ГВС	ОТ ГВС	межотопитель- ный	70	41	от тк 33-11 до д 83 [Артема, 81 + фл.]	13.05.2019	14.05.2019	14.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
225	СтРТС	КЦ7	ТМ-11	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	80		в ТК39-19 Патриотическая, 104	14.05.2019	30.05.2019	30.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
226	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	250	442	от ТК3-3 до ЦТП-3	14.05.2019	22.05.2019	22.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
227	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-1		ОТ	ГИ	250	442	от ТК3-3 до ЦТП-3	14.05.2019	22.05.2019	22.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
228	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	250	210	тк130 до ЦТП - 4	14.05.2019	06.06.2019	06.06.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
229	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	250	210	тк130 до ЦТП - 4	14.05.2019	06.06.2019	06.06.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
230	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-10	КВ, ГВС	ПТ ГВС	межотопитель- ный	200		в ЦТП-35	14.05.2019	16.05.2019	16.05.2019			внешняя коррозия,	ЦТП
231	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	200	30	от ТК610 до ЦТП57 [Ибрагимова, 1]	15.05.2019	16.05.2019	16.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная

№ №	Район тепловых сетей	Теплоисточник	Магистраль	Признак тепловых сетей (магистральные, 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	Начало работ по устранению повреждения	Завершение работ	Продолжительность отключения потребителей (если повреждение привело к этому)	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, ...)
		КЦ7														
232	СтРТС	КЦ7	ТМ-11	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	150	28	от д131 до тк39-2 [Гоголя, 131]	16.05.2019	14.06.2019	14.06.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
233	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ГВС	ПТ ГВС	межотопительный	100	54	от шк.№15 до шк.№15 [Шаймуратова, 9]	17.05.2019	17.05.2019	17.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
234	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ГВС	ПТ ГВС	межотопительный	100	19	от тк28-3 до тк1-10 [Дружбы, 58]	20.05.2019	20.05.2019	20.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
235	СтРТС	КЦ7	ТМ-11	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	400	30	от тк29-1 до тк29-2 [Гоголя, 123]	21.05.2019	22.05.2019	22.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
236	СтРТС	НССтТЭЦ	ТМ-10	КВ, ГВС	ОТ ГВС	межотопительный	125	67	от тк36-20 до школы № 33 д 2а [в ТК36-20 Юрматинская, 4]	21.05.2019	21.05.2019	21.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
237	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ГВС	ПТ ГВС	межотопительный	100	13	от тк 14-26 до тк 14-27 [Голикова, 1]	21.05.2019	23.05.2019	23.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
238	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	83	от тк45-13а до д 9а [Братская, 11]	21.05.2019	22.05.2019	22.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
239	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-4	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	80	48	от тк11-25 до д13 [Щербакова]	21.05.2019	17.07.2019	17.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
240	СтРТС	КЦ7	ТМ-11	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	200	36	от тк53-8 до тк53-9 [Гоголя, 120]	21.05.2019	21.05.2019	21.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
241	СтРТС	НССтТЭЦ	ТМ-10	КВ, ГВС	ПТ ГВС	межотопительный	200	44	от тк18-6 до тк18-13 [Коммунистическая, 34]	21.05.2019	21.05.2019	21.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
242	СтРТС	НССтТЭЦ	ТМ-10	КВ, ЦО	Пт	ГИ	300	10	от ТК1013 до тк 35-2 [Артема, 111]	21.05.2019	23.05.2019	23.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
243	СтРТС	КЦ7	ТМ-11	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	34	от тк53-15 до д 13 [Суханова, 13]	22.05.2019	24.05.2019	24.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
244	СтРТС	КЦ7	ТМ-11	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	100	34	от тк53-15 до д 13 [Суханова, 13]	22.05.2019	24.05.2019	24.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
245	СтРТС	НССтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	200	59	от тк4-3 до тк4-4 [в ТК4-3 Коммунистическая, 43]	22.05.2019	27.05.2019	27.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
246	СтРТС	КЦ7	ТМ-11	КВ, ГВС	ПТ ГВС	межотопительный	100	40	от д 39 до д 39 [в ТП Коммунистическая,39]	22.05.2019	22.05.2019	22.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, техподполье
247	СтРТС	КЦ7	ТМ-11	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	300	204	от тк1146 до тк1147 [в ИК1146 подвижная часть СК, дренаж]	22.05.2019	23.05.2019	23.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
248	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100		в ТК23-9 Вокзальная, 21а	23.05.2019	27.05.2019	27.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, тк
249	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ГВС	ПТ ГВС	межотопительный	150	61	от тк48-13 до тк48-14 [Социалистическая, 35]	23.05.2019	06.06.2019	06.06.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
250	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ГВС	ПТ ГВС	межотопительный	150	56	от тк48-14 до тк48-15 [Социалистическая, 35]	23.05.2019	07.06.2019	07.06.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
251	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ГВС	ПТ ГВС	межотопительный	150	62	от тк 14-29 до тк 14-30 [Голикова, 5]	23.05.2019	06.06.2019	06.06.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
252	СтРТС	НССтТЭЦ	ТМ-10	КВ, ГВС	ОТ ГВС	межотопительный	100	52	от ЦТП-18 до тк18-8 [Артема, 23 4м=отвод]	24.05.2019	27.05.2019	27.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
253	СтРТС	НССтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	50	44	от тк 12-4 до д 9	24.05.2019	05.06.2019	05.06.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
254	СтРТС	КЦ7	ТМ-11	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	300		в ТК1147	24.05.2019	25.05.2019	25.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, тк
255	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ГВС	ПТ ГВС	межотопительный	50	10	от тк46- 8 до д236 [Кочетова, 23Б]	27.05.2019	27.05.2019	27.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
256	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ГВС	ПТ ГВС	межотопительный	50	37	от тк45-11 до д38	27.05.2019	27.05.2019	27.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
257	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-13	КВ, ГВС	ПТ ГВС	межотопительный	50	50	от УТ 7 до д1 А [Макаренко, 1а]	27.05.2019	27.05.2019	27.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, надземная
258	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-13	КВ, ГВС	ОТ ГВС	межотопительный	25	50	от УТ 7 до д1 А [Макаренко, 1а]	27.05.2019	27.05.2019	27.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, надземная
259	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	150		В ТК46-1	28.05.2019	28.05.2019	28.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, тк
260	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	150		в ТК47-1а	28.05.2019	28.05.2019	28.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, тк
261	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ГВС	ОТ ГВС	межотопительный	100	20	от тк34-26 до тк34-26б	28.05.2019	29.05.2019	29.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
262	СтРТС	НССтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	150	120	от тк4-18 до тк4-19 [Нагуманова, 56в]	28.05.2019	28.05.2019	28.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
263	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	200	75	от тк 22-12 до тк 22-1 [Нагуманова, 25г]	28.05.2019	30.05.2019	30.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
264	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	200	75	от тк 22-12 до тк 22-1 [Нагуманова, 25г]	28.05.2019	30.05.2019	30.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
265	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	200	359	от тк45-1 до ЦТП-52	28.05.2019	07.06.2019	07.06.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная

№ №	Район тепловых сетей	Теплоисточ- ник	Маги- страль	Признак теп- ловых сетей (магистраль- ные, квар- тальные, ОТ, ГВС, ...)	Место по- вреждения (подающий тр., обрат- ный тр., камера, компенса- тор, ...)	Период возник- новения повре- ждения (отопи- тельный, меж- отопительный, гидравлические испытания, ...)	Диа- метр Du, мм	Длина участ- ка	Участок	Выявление поврежде- ния	Начало работ по устране- нию по- вреждения	Заверше- ние работ	Продолжитель- ность отключе- ния потребителей (если поврежде- ние привело к этому)	Привело ли отключение к снижению температу- ры в отоп- ливаемых помещениях ниже 12 °С	Причина возник- новения повре- ждения (внутрен- няя/внешняя кор- розия, механиче- ское повреждение, ...)	Тип прокладки (подземная, надземная, ка- нальная, беска- нальная, ...)
266	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-3	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	150	128	от тк4-20 до тк4-24 [Стадионная, 19а]	29.05.2019	07.06.2019	07.06.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
267	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	150		в ТК47-1а	29.05.2019	29.05.2019	29.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
268	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-10	КВ, ГВС	ПТ ГВС	межотопитель- ный	150	44	от тк18-6 до тк18-13 [Коммунистическая,34]	29.05.2019	29.05.2019	29.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
269	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-7	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	150	15	от ТК 331 до тк23-1 [Вокзальная, 23]	30.05.2019	31.05.2019	31.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
270	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-8	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	150	15	от ТК 331 до тк23-1 [Вокзальная, 23]	30.05.2019	31.05.2019	31.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
271	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-9	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	144	от тк34-16 через УП2 до тк34-18	30.05.2019	06.06.2019	06.06.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
272	СтРТС	КЦ7	ТМ-11	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100		в ТК 20-33	30.05.2019	31.05.2019	31.05.2019			внешняя коррозия,	подземная, тк
273	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-4	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	250	340	от ТК 407 до ЦТП-27	31.05.2019	03.06.2019	03.06.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
274	СтРТС	КЦ7	ТМ-11	КВ, ГВС	ПТ ГВС	межотопитель- ный	90		в ТК53-18	03.06.2019	06.06.2019	06.06.2019			внешняя коррозия,	подземная, тк
275	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	200		в ТК33-5	05.06.2019	07.06.2019	07.06.2019			внешняя коррозия,	подземная, тк
276	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	КВ, ГВС	ПТ ГВС	межотопитель- ный	150		в ТК33-4	05.06.2019	06.06.2019	06.06.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
277	СтРТС	КЦ7	ТМ-11	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	80	4	от тк53-3 до д 135 магазины	05.06.2019	14.06.2019	14.06.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
278	СтРТС	КЦ7	ТМ-11	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	150	42	от тк29-16 до д 17 [Полевая, 17]	05.06.2019	19.06.2019	19.06.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
279	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	80		в ТК15-20	06.06.2019	10.06.2019	10.06.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
280	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	80		в ТК15-27	06.06.2019	10.06.2019	10.06.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
281	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	150		в ТК212/1	06.06.2019	07.06.2019	07.06.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
282	СтРТС	КЦ7	ТМ-11	КВ, ГВС	ПТ ГВС	межотопитель- ный	100	10	от от стены д98 до до У.У. д98	07.06.2019	07.06.2019	07.06.2019			внешняя коррозия,	подземная, техпод- полье
283	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ГВС	ПТ ГВС	межотопитель- ный	50		в ТК15-23	07.06.2019	07.06.2019	07.06.2019			внешняя коррозия,	подземная, тк
284	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	250	221	от Ввод тк130 до ЦТП - 4	07.06.2019	19.06.2019	19.06.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
285	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	250	221	от Ввод тк130 до ЦТП - 4 [Октяб- ря, 71]	07.06.2019	19.06.2019	19.06.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
286	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ГВС	ПТ ГВС	межотопитель- ный	150	84	от тк34-6 до тк34-5 [Нахимова, 10]	10.06.2019	10.06.2019	10.06.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
287	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-13	КВ, ГВС	ОТ ГВС	межотопитель- ный	80	22	от УТ 11 до УТ 17 [Гранитная, 4а 1м+отвод]	11.06.2019	13.06.2019	13.06.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
288	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-7	КВ, ГВС	ОТ ГВС	межотопитель- ный	50	14	от д77 до тк 13-3 [Худайбердина, 77]	13.06.2019	14.06.2019	14.06.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
289	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-12	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	50	40	от тк42-44 до д 25 [В.Интернационалистов, 25 1м+отвод]	14.06.2019	17.06.2019	17.06.2019			внешняя коррозия,	подзем- ная,канальная
290	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	50		в 19ТК4	18.06.2019	20.06.2019	20.06.2019			внешняя коррозия,	подземная, тк
291	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100		в ТК22-23	18.06.2019	20.06.2019	20.06.2019			внешняя коррозия,	подземная,тк
292	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	80		в 5ТК7	18.06.2019	20.06.2019	20.06.2019			внешняя коррозия,	подземная,тк
293	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	70	64	от ТК33-24 до Артёма 97а	26.07.2019	16.09.2019	16.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
294	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	70	18	от ТК 33-14 до Артема, 81	26.07.2019	29.07.2019	29.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
295	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-10	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	80	11	от ТК50-8 до К. Муратова, 5	26.07.2019	29.07.2019	29.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
296	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	100	11	от ТК33-22 до Артема, 67	26.07.2019	31.08.2019	31.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
297	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	70	43	от ТК33-22 до Артема, 73	26.07.2019	16.09.2019	16.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
298	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	200	77	от ТК39-5 до ТК39-7 Гоголя, 115	26.07.2019	30.07.2019	30.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
299	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	50	25	от 4ТК-1"б" до 4ТК-2 Тукаева, 3	26.07.2019	13.09.2019	13.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная

№ №	Район тепловых сетей	Теплоисточ- ник	Маги- страль	Признак теп- ловых сетей (магистраль- ные, квар- тальные, ОТ, ГВС, ...)	Место по- вреждения (подающий тр., обрат- ный тр., камера, компенса- тор, ...)	Период возник- новения повре- ждения (отопи- тельный, меж- отопительный, гидравлические испытания, ...)	Диа- метр Du, мм	Длина участ- ка	Участок	Выявление поврежде- ния	Начало работ по устране- нию по- вреждения	Заверше- ние работ	Продолжитель- ность отключе- ния потребителей (если поврежде- ние привело к этому)	Привело ли отключение к снижению температу- ры в отоп- ливаемых помещениях ниже 12 °С	Причина возник- новения повре- ждения (внутрен- няя/внешняя кор- розия, механиче- ское повреждение, ...)	Тип прокладки (подземная, надземная, ка- нальная, беска- нальная, ...)
300	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	40	м/у ж/д Ибрагимова. 6 и Комарова , 12	29.07.2019	08.08.2019	08.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
301	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	400	110	тк601а и тк602.	30.07.2019	30.07.2019	30.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
302	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	800	108	тк131а и тк132.	30.07.2019	30.07.2019	30.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
303	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	КВ, ГВС	ПТ ГВС	межотопитель- ный	50	52	в ТП Ибрагимова, 16	25.06.2019	25.06.2019	25.06.2019			внешняя коррозия,	подземная, техпод- полье
304	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-7	КВ, ГВС	ОТ ГВС	межотопитель- ный	50	46	от ТК 13-19 до ж.д. Шафиева, 19	04.07.2019	09.07.2019	09.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
305	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	500	97	тк601 и тк601а.	31.07.2019	31.07.2019	31.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
306	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	800	108	тк131а и тк132.	31.07.2019	01.08.2019	01.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
307	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-4	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	80	81	от ТК27-16 ло ТК27-17 пр Ленина, 55	30.07.2019	09.09.2019	09.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
308	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-10	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	150	21	от ТК50-4 до ТК50-5 К. Муратова, 3а	31.07.2019	21.08.2019	21.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
309	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	150	25	от ТК3-4 до Пр.Октября, 30	31.07.2019	09.08.2019	09.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
310	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	32	от ТК 35-6а до Комм-я, 100	11.07.2019	23.09.2019	23.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
311	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	150	50	от ТК10-30 до ТК10-32, Худ-на, 1966	31.07.2019	22.08.2019	22.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
312	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	150	50	от ТК10-30 до ТК10-32, Худ-на, 1966	31.07.2019	22.08.2019	22.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
313	СтРТС	МК-1		КВ, ЦО	ПТ	ГИ	150	72	от ТК1-1а до ТК1-20, К.Маркса, 168	31.07.2019	10.08.2019	10.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
314	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	50	39	от ТК14-11 до Худ-на, 140	31.07.2019	28.08.2019	28.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
315	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-4	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	150	141	от ТК 27-14 до ТК27-15, Пр.Ленина, 51	31.07.2019	06.09.2019	06.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
316	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	500	97	тк601 и тк601а.	01.08.2019	02.08.2019	02.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
317	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	150	116	в т/п Курчатова, 38	02.08.2019	05.08.2019	05.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, техпод- полье
318	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	80	64	от ТК34-33 до Свердлова, 57	02.08.2019	22.08.2019	22.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
319	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	400	97	тк601а и тк602.	02.08.2019	03.08.2019	03.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
320	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	700	84	тк125 и 125а	03.08.2019	03.08.2019	03.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
321	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	400	97	тк601а и тк602.	03.08.2019	03.08.2019	03.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
322	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-12	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	50	40	от ТК42-12 до Бородина, 1	05.08.2019	03.09.2019	03.09.2019			внешняя коррозия,	подзем- ная, канальная
323	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-12	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	50	16	от ТК42-38 до Ломоносова, 36	05.08.2019	09.09.2019	09.09.2019			внешняя коррозия,	подзем- ная, канальная
324	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-12	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	24	от ТК 42-23 до ТК 42-24 В.Инт.33	05.08.2019	02.09.2019	02.09.2019			внешняя коррозия,	подзем- ная, канальная
325	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-12	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	150	114	от ТК 42-29 до ТК 42-34 Ломоно- сова, 38	05.08.2019	02.09.2019	02.09.2019			внешняя коррозия,	подзем- ная, канальная
326	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-12	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	50	15	от ТК 42-14 до В.Инт.44	05.08.2019	05.09.2019	05.09.2019			внешняя коррозия,	подзем- ная, канальная
327	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-10	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	99	от ТК 50-21 до ТК 50-22, К.Муратова, 6	15.07.2019	24.09.2019	24.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
328	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	600	88	тк1122-тк1123	06.08.2019	06.08.2019	06.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
329	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-10	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	150	52	тк36-5 и тк36-6	06.08.2019	08.08.2019	08.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
330	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	150	18	181тк35-181тк36	07.08.2019	07.08.2019	07.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
331	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	70	62	тк 54-10 Гоголя, 149	07.08.2019	13.08.2019	13.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
332	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	70	62	тк 54-10 Гоголя, 149	07.08.2019	13.08.2019	13.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная

№ №	Район тепловых сетей	Теплоисточ- ник	Маги- страль	Признак теп- ловых сетей (магистраль- ные, квар- тальные, ОТ, ГВС, ...)	Место по- вреждения (подающий тр., обрат- ный тр., камера, компенса- тор, ...)	Период возник- новения повре- ждения (отопи- тельный, меж- отопительный, гидравлические испытания, ...)	Диа- метр Du, мм	Длина участ- ка	Участок	Выявление поврежде- ния	Начало работ по устране- нию по- вреждения	Заверше- ние работ	Продолжитель- ность отключе- ния потребителей (если поврежде- ние привело к этому)	Привело ли отключение к снижению температу- ры в отоп- ливаемых помещениях ниже 12 °С	Причина возник- новения повре- ждения (внутрен- няя/внешняя кор- розия, механиче- ское повреждение, ...)	Тип прокладки (подземная, надземная, ка- нальная, беска- нальная, ...)
333	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	50	46	от тк55-7 до Механизации,3а	07.08.2019	30.08.2019	30.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
334	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	70	51	Курчатова,44- Комарова,4	07.08.2019	25.09.2019	25.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
335	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-7	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	24	Сазонова,18 от тк16-25 до тк16-26	09.08.2019	07.09.2019	07.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
336	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	400	85	тк 502 до тк 503	14.08.2019	15.08.2019	15.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
337	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	250	197	тк 505 до тк 505а	14.08.2019	15.08.2019	15.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
338	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	500	140	тк327-тк328	14.08.2019	15.08.2019	15.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
339	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	70	68	173 ТК14 до 173ТК13 пр. Ленина, 45	14.08.2019	27.08.2019	27.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
340	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	250	122	31 от ТК337а до ТК31-1 Вокзаль- ная, 3	14.08.2019	19.08.2019	19.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
341	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	100	40	от тк 312 до Железнодорожная, 46	14.08.2019	20.08.2019	20.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
342	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	70	31	от23 ТК 8 до 23ТК10 Химиков,	14.08.2019	20.08.2019	20.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
343	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	700	70	м/у тк113 и зд. СтЦМС	15.08.2019	15.08.2019	15.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
344	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	500	140	тк327-тк328	15.08.2019	15.08.2019	15.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
345	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	500	140	тк327-тк328	15.08.2019	16.08.2019	16.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
346	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	150	116	кв-173 тк215а ж/д Заводская,24	15.08.2019	29.08.2019	29.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
347	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-10	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	150	32	тк36-20 тк36-21 ,Юрматинская,4	15.08.2019	07.09.2019	07.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
348	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-10	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	70	74	тк36-6 ж/д Коммунистическая,106	15.08.2019	17.09.2019	17.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
349	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-7	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	48	тк7-10а Л Толстого,13	15.08.2019	30.08.2019	30.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
350	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	700	40	тк120-тк121	15.08.2019	15.08.2019	15.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
351	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	70	62	от тк54-10 до Гоголя,149	07.08.2019	13.08.2019	13.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
352	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	200	53	от тк39-1а до тк39-5 Гоголя,117	15.07.2019	23.07.2019	23.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
353	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	90	от ТК 517 до 9тк2 [Лесная, 27]	06.06.2019	23.07.2019	23.07.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
354	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	500	140	тк327-тк328	16.08.2019	16.08.2019	16.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
355	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	700	70	тк113 и зд. СтЦМС	16.08.2019	17.08.2019	17.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
356	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	5	от тк 52-11 до Чехова,2	16.08.2019	16.08.2019	16.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
357	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	62	от тк52-8 до Стадионная,25	16.08.2019	16.08.2019	16.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
358	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	62	от тк52-8 до Стадионная,25	16.08.2019	16.08.2019	16.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
359	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	500	78	тк322 и тк323	17.08.2019	17.08.2019	17.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
360	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	700	70	тк113 и зд. СтЦМС	18.08.2019	19.08.2019	19.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
361	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	50	52	от тк7-2 до д/с №43 Суворова 16а	19.08.2019	23.08.2019	23.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
362	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-7	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	500		в тк717	20.08.2019	23.08.2019	23.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
363	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	70	62	от тк54-10 до Гоголя,149.	20.08.2019	22.08.2019	22.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
364	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-10	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	80	23	от ТК50-10 до К. Муратова 10	22.08.2019	23.09.2019	23.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
365	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-10	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	70	52	от ТК50-18 до К. Муратова 2а	22.08.2019	24.09.2019	24.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная

№ №	Район тепловых сетей	Теплоисточник	Магистраль	Признак тепловых сетей (магистральные, 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	Начало работ по устранению повреждения	Завершение работ	Продолжительность отключения потребителей (если повреждение привело к этому)	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, ...)
366	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	80	34	Худайбердина,152-154	23.08.2019	27.08.2019	27.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
367	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	150	41	от 103тк9 до 103тк1 Элеваторная,11	23.08.2019	27.09.2019	27.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
368	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	150	187	от тк103тк7 до 130тк10 Профсоюзная,2	23.08.2019	30.08.2019	30.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
369	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	80	45	кв№202 от тк1 до 202тк3 Николаева,3	23.08.2019	13.09.2019	13.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
370	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	100	66	от 10ТК-4 до 10ТК-5 Кочетова, 24	26.08.2019	30.08.2019	30.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
371	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	150	78	от 10ТК-1 до 10ТК-2 Кочетова, 24в	26.08.2019	29.08.2019	29.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
372	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	50	19	от 10ТК1 до Суворова, 22	30.08.2019	23.09.2019	23.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
373	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	50	46	от ТК55-7 до Механизации, 3а	30.08.2019	30.08.2019	30.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
374	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	межотопительный	50	36	м/у ж/д пр. Октября 12 и пр. Октября 14	31.08.2019	31.08.2019	31.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
375	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-12	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	50	40	от ТК42-12 до Бородина, 1	31.08.2019	03.09.2019	03.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
376	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	100	30	от ТК29-20 до Гоголя. 98	31.08.2019	31.08.2019	31.08.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
377	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	150	71	от тк14-11 до тк14-12, Худ-на,140	02.09.2019	04.09.2019	04.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
378	СтРТС	МК-1		КВ, ЦО	ОТ	межотопительный	100	55	от тк6 до ж/д К.Маркса,158	02.09.2019	04.09.2019	04.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
379	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ГВС	ПТ ГВС	межотопительный	50	52	от ЦТП 21 до ж/д Дёповская-21	03.09.2019	05.09.2019	05.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
380	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ЦО	ПТ	межотопительный	100	30	от тк29-20 до ж/д Гоголя-98	03.09.2019	03.09.2019	03.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
381	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	150	71	от тк14-11 до тк14-12, Худ-на,140	04.09.2019	04.09.2019	04.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
382	СтРТС	МК-1		КВ, ЦО	ПТ	межотопительный	100	55	от тк6 до ж/д К.Маркса,158	04.09.2019	04.09.2019	04.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
383	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-10	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	100	97	от тк50-9а до тк50-10, Артёма,142-148.	05.09.2019	19.09.2019	19.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
384	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	80	54	от тк51-4 до д/с №89, Вокзальная,29.	05.09.2019	05.09.2019	05.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
385	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-12	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	50	16	от ТК42-38 до Ломоносова, 36	09.09.2019	09.09.2019	09.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
386	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	80	18	от ТК 15-18 до Дружбы, 25	11.09.2019	17.09.2019	17.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
387	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	50	25	от д3 до тк47-5 [Речная, 3]	11.09.2019	11.09.2019	11.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
388	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ГВС	ПТ	межотопительный	50	96	от Химиков, 24 до Лицея №12 (Тукаева, 2 д)	11.09.2019	11.09.2019	11.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
389	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-7	КВ, ГВС	ПТ	межотопительный	100	24	от тк16-25 до тк16-26 (Сазонова,16)	11.09.2019	11.09.2019	11.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
390	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ГВС	ПТ	межотопительный	50	96	от Химиков, 24 до Лицея №12 (Тукаева, 2 д)	11.09.2019	11.09.2019	11.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
391	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ГВС	ПТ	межотопительный	150	61	от тк48-13 до тк48-15 (Социалистическая,35)	11.09.2019	11.09.2019	11.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
392	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	70	15	от тк15-18 до ж/д Дружбы,25	11.09.2019	17.09.2019	17.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
393	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ГВС	ПТ	межотопительный	50	96	от Химиков, 24 до Лицея №12 (Тукаева, 2 д)	11.09.2019	12.09.2019	12.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
394	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	80	5	от тк31-3 до Вокзальная,3.	12.09.2019	21.09.2019	21.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
395	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	12	от ТК 14-36 до БДТ пр.Ленина, 30В	13.09.2019	19.09.2019	19.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
396	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-12	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	50	20	от ТК42-11 до ж.д.Уфимская.43А	13.09.2019	20.09.2019	20.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
397	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	80	24	от ТК 14-16 до ж.д.пр. Ленина, 44	13.09.2019	20.09.2019	20.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная
398	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	80	45	от тк202-1 до тк202-3 Николаева,3	16.09.2019	17.09.2019	17.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, канальная

№ №	Район тепловых сетей	Теплоисточ- ник	Маги- страль	Признак теп- ловых сетей (магистраль- ные, квар- тальные, ОТ, ГВС, ...)	Место по- вреждения (подающий тр., обрат- ный тр., камера, компенса- тор, ...)	Период возник- новения повре- ждения (отопи- тельный, меж- отопительный, гидравлические испытания, ...)	Диа- метр Du, мм	Длина участ- ка	Участок	Выявление поврежде- ния	Начало работ по устране- нию по- вреждения	Заверше- ние работ	Продолжитель- ность отключе- ния потребителей (если поврежде- ние привело к этому)	Привело ли отключение к снижению температу- ры в отоп- ливаемых помещениях ниже 12 °С	Причина возник- новения повре- ждения (внутрен- няя/внешняя кор- розия, механиче- ское повреждение, ...)	Тип прокладки (подземная, надземная, ка- нальная, беска- нальная, ...)
399	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	80	96	от ж/д Химиков, 24 до лица 12 Тукаева 2д	16.09.2019	17.09.2019	17.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
400	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	50	25	от тк47-3 до д3 [Речная, 3]	18.09.2019	18.09.2019	18.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
401	СтРТС	НССтТЭЦ	ТМ-10	КВ, ГВС	ПТ ГВС	межотопитель- ный	70	74	от ТК36-6 до Коммунистическая, 106	18.09.2019	18.09.2019	18.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
402	СтРТС	НССтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	48	от ТК 3-8 до Коммун-я, 35	18.09.2019	20.09.2019	20.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
403	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	50	25	от тк47-5 до д3 [Речная, 3]	20.09.2019	20.09.2019	20.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
404	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	50	25	от тк47-5 до д3 [Речная, 3]	20.09.2019	20.09.2019	20.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
405	СтРТС	НССтТЭЦ	ТМ-12	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	50	20	от ТК42-11 до ж.д. Уфимская. 43А	20.09.2019	20.09.2019	20.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
406	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	50	19	от 10ТК1 до Суворова, 22	23.09.2019	23.09.2019	23.09.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
407	СтРТС	НССтТЭЦ	ТМ-11	КВ, ГВС	ПТ	отопительный	50	11	от ТК20-44 до МАДОУ Детский сад №3 по ул. Халтурина	01.10.2019	02.10.2019	02.10.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
408	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ЦО	ОТ	отопительный	150	72	от ТК212/1 до 180тк48	04.10.2019	04.10.2019	04.10.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
409	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-4	КВ, ГВС	ПТ ГВС	отопительный	100	141	от тк27-14 до тк27-15, Пр. Ленина, 51	04.10.2019	04.10.2019	04.10.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
410	СтРТС	НССтТЭЦ	ТМ-7	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	50	50	от ж/д ул. Л. Толстого, 1 до ул. Худайбердина, 87	07.10.2019	08.10.2019	08.10.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
411	СтРТС	НССтТЭЦ	ТМ-7	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	50	50	от ж/д ул. Л. Толстого, 1 до ул. Худайбердина, 87	09.10.2019	09.10.2019	09.10.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
412	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	100	19	ТК 54-3 до ТК 54-9 по ул. Гоголя, 153	28.10.2019	28.10.2019	28.10.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
413	СтРТС	НССтТЭЦ	ТМ-7	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	100	66	тк19-7а до ул. Советская, 104	01.11.2019	01.11.2019	01.11.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
414	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-13	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	150	129	от УТ 11 А до УТ 17 по ул. Гра- нитная	11.11.2019	12.11.2019	12.11.2019			внешняя коррозия,	подземная, надзем- ная
415	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	50	81	от ТК34-3 до ТК34-4 по ул. Свердлова	11.11.2019	12.11.2019	12.11.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
416	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	150	24	от ж.д. Шаймуратова, 11 до ж.д. Худайбердина, 182	11.11.2019	12.11.2019	12.11.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
417	СтРТС	НССтТЭЦ	ТМ-7	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	80	103	от ТК16-20 до ТК16-14 ул. Сазонова, 18	25.11.2019	25.11.2019	25.11.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
418	СтРТС	НССтТЭЦ	ТМ-7	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	80	103	от ТК16-20 до ТК16-14 ул. Сазонова, 18	28.11.2019	28.11.2019	28.11.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
419	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	80	41	от ж.д. Шаймуратова, 15 до ж.д. Шаймуратова, 17	29.11.2019	29.11.2019	29.11.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
420	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	150	4	от ТК29-10 до ж.д. Суханова, 14	29.11.2019	29.11.2019	29.11.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
421	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	150	4	от ТК29-10 до ж.д. Суханова, 14	02.12.2019	02.12.2019	02.12.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
422	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-4	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	100	65	от ТК25-12 до ТК25-13	02.12.2019	02.12.2019	02.12.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
423	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-13	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	50	50	от УТ-4 до ж.д. Макаренко, 1	05.12.2019	05.12.2019	05.12.2019			внешняя коррозия,	подземная, надзем- ная
424	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	50	70	от ТК15-2 до школы №7 по пр. Ленина., 286	06.12.2019	06.12.2019	06.12.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
425	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	150	19	от ТК 28-3 до ТК 1-10 по ул. Дружбы, 60	08.12.2019	09.12.2019	09.12.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
426	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	50	70	от ТК 15-2 до школы №7 Пр. Ле- нина, 286	09.12.2019	10.12.2019	10.12.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
427	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	150	39	от ЦТП-29 до ТК29-5	10.12.2019	12.12.2019	12.12.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
428	СтРТС	НССтТЭЦ	ТМ-7	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	150	66	от ТК19-7А до Советская, 104	18.12.2019	18.12.2019	18.12.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
429	СтРТС	НССтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	80	9	от ТК3-9А до ТК3-9 по ул. Коммунистическая, 27	18.12.2019	18.12.2019	18.12.2019			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
430	СтРТС	НССтТЭЦ	ТМ-7	КВ, ГВС	ПТ ГВС	отопительный	50	77	от ТК 8-5 до шк-инт. Л. Толстого, 7	09.01.2020	10.01.2020	10.01.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
431	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	100	86	от ТК 34-5 до ТК 34-6 Свердлова, 210	10.01.2020	10.01.2020	10.01.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная

№ №	Район тепловых сетей	Теплоисточник	Магистраль	Признак тепловых сетей (магистральные, 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	Начало работ по устранению повреждения	Завершение работ	Продолжительность отключения потребителей (если повреждение привело к этому)	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, ...)
432	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	50	26	от ТК33-16 до ж.д. Артема, 93	13.01.2020	13.01.2020	13.01.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
433	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-4	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	50	131	от ТК27-9 до Элеваторная, 106 (д/сад №59)	20.01.2020	20.01.2020	20.01.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
434	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ОТ	отопительный	500	122	от тк325 до тк326	05.02.2020	05.02.2020	05.02.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
435	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ЦО	ОТ	отопительный	100	525	от ТК302/2 до Кочетова, 45	29.02.2020	29.02.2020	29.02.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
436	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	150	143	от ЦТП 28 до ТК28-20 по ул. Дружбы, 58а	02.03.2020	02.03.2020	02.03.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
437	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	100	95	от ТК39-7А до ТК 39-9 по ул.Полевая, 5	27.03.2020	27.03.2020	27.03.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
438	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	150	39	от ЦТП-29 до ТК 29-5 по ул.Гоголя, 110А	27.03.2020	27.03.2020	27.03.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
439	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	50	59	от ТК 29-18 до Полевая, 29	14.04.2020	14.04.2020	14.04.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
440	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ГВС	ПТ ГВС	отопительный	50	59	от ТК 29-18 до Полевая, 29	15.04.2020	15.04.2020	15.04.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
441	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-7	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	50	110	от ТК13-5 до Худайбердина, 79	16.04.2020	16.04.2020	16.04.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
442	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ГВС	ПТ ГВС	отопительный	50	59	от ТК 29-18 до Полевая, 29	17.04.2020	17.04.2020	17.04.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
443	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	КВ, ГВС	ПТ ГВС	межотопительный	150	62	от ЦТП-57 до ТП корпуса 1 по ул. Ибрагимова, 1	08.05.2020	08.05.2020	08.05.2020			внешняя коррозия,	подземная, техподполье
444	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	80	18	от ТК15-24 до Волочаевская, 17	12.05.2020	12.05.2020	12.05.2020			механическое повреждение	подземная, канальная
445	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-1	КВ, ГВС	ПТ ГВС	межотопительный	150	57	в тп Ж.Д Коммунистическая, 55	12.05.2020	13.05.2020	13.05.2020			внешняя коррозия,	подземная, техподполье
446	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-7	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	270	169	от ТК702 до ТК7-8 пр. Октября, 7	13.05.2020	14.05.2020	14.05.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
447	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	100	246	от ТК132 до ТК132а	13.05.2020	14.05.2020	14.05.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
448	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-10	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	600	8	от ТК1015 до ТК1016	13.05.2020	13.05.2020	13.05.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
449	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-7	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	200	8	от ТК19-6 до Советская, 80	13.05.2020	02.06.2020	02.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
450	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	500	29	от ТК616 до ТК617	14.05.2020	14.05.2020	14.05.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
451	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	300	30	от ТК 132/1 до ТК 132/2, Пр.Октября, 73	14.05.2020	15.05.2020	15.05.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
452	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	50	9	от ТК15-5 до Пр.Ленина, 24а	14.05.2020	18.05.2020	18.05.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
453	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	100	246	от ТК132 до ТК132а	13.05.2020	14.05.2020	14.05.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
454	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	800	144	от ТК127 до ТК128	15.05.2020	16.05.2020	16.05.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
455	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	50	10	от ТК15-3 до Голикова, 24	15.05.2020	18.05.2020	18.05.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
456	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	61	от ТК15-29 до ТК15-30, ул.Голикова, 28А	15.05.2020	26.05.2020	26.05.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
457	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	125	82	от ТК26-2 до Имая Насыри, 2	15.05.2020	19.05.2020	19.05.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
458	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	250	192	от ТК 127/2 до ТК 2-1 по ул. Курчатова, 14	16.05.2020	17.05.2020	17.05.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
459	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	50	10	от ТК15-15 до Голикова, 28	18.05.2020	19.05.2020	19.05.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
460	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	600	131	от ТК1110 до ТК1111	19.05.2020	20.05.2020	20.05.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
461	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ГВС	ОТ ГВС	межотопительный	100	71	от ТК56-1 до ТП ж.д. ул. Худайбердина, 1016	19.05.2020	19.05.2020	19.05.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
462	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	125	82	от ТК26-2 до Имая Насыри, 2	19.05.2020	19.05.2020	19.05.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
463	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	600	131	от ТК1110 до ТК1111	19.05.2020	20.05.2020	20.05.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
464	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-10	КВ, ГВС	ОТ ГВС	ГИ	150	20	от ТК30-2 до ж.д. Артема, 55	20.05.2020	20.05.2020	20.05.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная

№ №	Район тепловых сетей	Теплоисточник	Магистраль	Признак тепловых сетей (магистральные, 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	Начало работ по устранению повреждения	Завершение работ	Продолжительность отключения потребителей (если повреждение привело к этому)	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, ...)
465	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	82	от ТК26-2 до Имая Насыри, 2	20.05.2020	22.05.2020	22.05.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
466	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	100	13	тк46-6 УЛ. Фестивальная, 11	20.05.2020	26.05.2020	26.05.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
467	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	200	5	от ТК1103 до ЦТП 54 Гоголя, 1456	20.05.2020	21.05.2020	21.05.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
468	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	89	от ТК53-5 до Гоголя, 1436	20.05.2020	29.05.2020	29.05.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
469	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-8	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	80	26	от ТК37-9 до Худайбердина, 202	21.05.2020	22.05.2020	22.05.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
470	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-8	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	80	41	от ТК37-96 до Худайбердина, 204а	21.05.2020	22.05.2020	22.05.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
471	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-8	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	80	41	от ТК37-96 до Худайбердина, 204а	21.05.2020	22.05.2020	22.05.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
472	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	100	82	от ТК26-2 до Имая Насыри, 2	21.05.2020	22.05.2020	22.05.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
473	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-10	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	70	74	от ТК36-6 до Коммунистическая, 106	22.05.2020	11.06.2020	11.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
474	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	20	ТП Голикова, 22А	26.05.2020	27.05.2020	27.05.2020			внешняя коррозия,	подземная, техподполье
475	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	42	от ТК29-16 до Полевая, 17	27.05.2020	28.05.2020	28.05.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
476	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	64	от ТК46-6 до ТК46-7, Фестивальная, 11	27.05.2020	02.06.2020	02.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
477	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	50	10	от ТК34-31 до Свердлова, 63	27.05.2020	03.06.2020	03.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
478	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	8	от тк34-26Б до Дружбы, 9	27.05.2020	04.06.2020	04.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
479	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	50	26	от ТК34-12 до Свердлова, 87	27.05.2020	03.06.2020	03.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
480	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-7	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	23	от ТК7-2 до пр.Октября, 31	27.05.2020	10.06.2020	10.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
481	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-7	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	100	23	от ТК7-2 до пр.Октября, 31	27.05.2020	10.06.2020	10.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
482	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	150	5	ТК 15-10, Голикова 22А	28.05.2020	02.06.2020	02.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
483	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	41	ТК 15-11, Голикова 22А	28.05.2020	10.06.2020	10.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
484	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ГВС	ОТ ГВС	межотопительный	150	53	от ТК 39-1А до ТК 39-5, Гоголя, 117	29.05.2020	29.05.2020	29.05.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
485	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	КВ, ГВС	ПТ ГВС	межотопительный	100	82	от ж.д. И.Насыри 2 до ТК 26-2	29.05.2020	29.05.2020	29.05.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
486	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ГВС	ПТ ГВС	межотопительный	100	60	от ТК1-11 до Худайбердина, 170	31.05.2020	31.05.2020	31.05.2020			внешняя коррозия,	подземная, техподполье
487	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ПТ	межотопительный	700	50	от ТК 113 до ТК 114	31.05.2020	01.06.2020	01.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
488	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	80	16	в ТК11-24 Щербакова, 7	01.06.2020	03.06.2020	03.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
489	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	80	22	ТК21-14 до ТК21-15 Одесская, 66	01.06.2020	15.06.2020	15.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
490	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	150	53	ТК9-6 до ТК9-8 Коммунистическая, 69	01.06.2020	20.07.2020	20.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
491	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	150	53	ТК9-6 до ТК9-8 Коммунистическая, 69	01.06.2020	20.07.2020	20.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
492	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-10	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	100	40	ТК36-20 до Юрматинская, 1а	01.06.2020	10.06.2020	10.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
493	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-7	КВ, ГВС	ОТ ГВС	межотопительный	80	165	в ТП ж.д. Черноморская, 4	01.06.2020	01.06.2020	01.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
494	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	80	35	ТК1-5 до Шаймуратова, 76	01.06.2020	25.08.2020	25.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
495	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	70	36	от Дружбы, 64 до ж.д. Худайбердина, 150	01.06.2020	28.07.2020	28.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
496	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	150	40	ТК2-1 до Курчатова, 12	01.06.2020	03.06.2020	03.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
497	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	80	36	от Худайбердина, 107 до Худайбердина, 109	01.06.2020	14.07.2020	14.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная

№ №	Район тепловых сетей	Теплоисточ- ник	Маги- страль	Признак теп- ловых сетей (магистраль- ные, квар- тальные, ОТ, ГВС, ...)	Место по- вреждения (подающий тр., обрат- ный тр., камера, компенса- тор, ...)	Период возник- новения повре- ждения (отопи- тельный, меж- отопительный, гидравлические испытания, ...)	Диа- метр Du, мм	Длина участ- ка	Участок	Выявление поврежде- ния	Начало работ по устране- нию по- вреждения	Заверше- ние работ	Продолжитель- ность отключе- ния потребителей (если поврежде- ние привело к этому)	Привело ли отключение к снижению температу- ры в отоп- ливаемых помещениях ниже 12 °С	Причина возник- новения повре- ждения (внутрен- няя/внешняя кор- розия, механиче- ское повреждение, ...)	Тип прокладки (подземная, надземная, ка- нальная, беска- нальная, ...)
498	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	150	56	ТК 33-10 до ТК 33-11 Артема, 85	02.06.2020	10.09.2020	10.09.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
499	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	70	10	от ТК46-8 до Кочетова, 23Б	02.06.2020	04.06.2020	04.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
500	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	80	20	отТК15-9 до Ленина, 30	03.06.2020	16.06.2020	16.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
501	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	100	68	ТП Худайбердина, 184	03.06.2020	05.06.2020	05.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, техпод- полье
502	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	80	251	от ТК9-10 до д/сада81(Ибрагимова,12а)	03.06.2020	16.07.2020	16.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
503	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	70	60	от Блюхера,8 до Блюхера, 4	04.06.2020	11.06.2020	11.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
504	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-7	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	100	29	ТК13-8 до ТК 13-10	04.06.2020	02.07.2020	02.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
505	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ГВС	ОТ ГВС	межотопитель- ный	200	22	от ТК29-9 до ТК29-33А	04.06.2020	04.06.2020	04.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
506	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ГВС	ПТ ГВС	межотопитель- ный	80	41	от ж.д. Голикова, 22а до ТК15-11	05.06.2020	05.06.2020	05.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
507	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ГВС	ОТ ГВС	межотопитель- ный	80	53	от УТ-1 до УТ-2 , Комсомольская, 43	08.06.2020	08.06.2020	08.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
508	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	85	ТК 29-24 до ТК 29-25 Гоголя, 118а	09.06.2020	08.07.2020	08.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
509	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	70	20	ТК 29-33 до ж.д. Суханова 10 Б	09.06.2020	10.07.2020	10.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
510	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-4	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	200	26	от ЦТП 25 до Одесская, 76	09.06.2020	06.07.2020	06.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
511	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	80	21	от 202 ТК-1 до 202 ТК-2 Никола- ева, 3	10.06.2020	08.07.2020	08.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
512	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-10	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	40	ТК 36-20 до Юрматинская, 1А	10.06.2020	10.06.2020	10.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
513	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-7	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	117	по Худайбердина, 75	10.06.2020	15.06.2020	15.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, техпод- полье
514	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	78	от ТК15-21 доТК15-22	10.06.2020	27.06.2020	27.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
515	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ГВС	ОТ ГВС	межотопитель- ный	80	56	от УТ 2 до ТК20-30	10.06.2020	11.06.2020	11.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
516	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	100	41	от ТК 15-11 до Голикова 22А	10.06.2020	10.06.2020	10.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
517	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	13	в ТП курчатова, 38	15.06.2020	16.06.2020	16.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, техпод- полье
518	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	100	67	от Блюхера, 3 до Блюхера, 7	15.06.2020	08.07.2020	08.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
519	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	80	22	ТК21-14 до ТК21-15 Одесская, 66	15.06.2020	15.06.2020	15.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
520	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	250	450	ТК 211 Б до ЦТП 21	16.06.2020	20.06.2020	20.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
521	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	200	500	ТК 207 до ЦТП 32	16.06.2020	17.06.2020	17.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
522	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	150		в 47ТК1 Б	16.06.2020	17.06.2020	17.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, тк
523	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-7	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	32	ТК 7-8 до пр.Октября, 1	16.06.2020	02.07.2020	02.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
524	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	150	47	Курчатова, 22 до Курчатова,24	16.06.2020	29.06.2020	29.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
525	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	200	172	от ТК45-1 до ЦТП52	16.06.2020	20.06.2020	20.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
526	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	500	85	от ТК329 до ТК330	16.06.2020	17.06.2020	17.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
527	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-7	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	14	ТК 7-1А, Пр.Октября, 9	16.06.2020	02.07.2020	02.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
528	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-7	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	100	14	ТК 7-1А, Пр.Октября, 9	16.06.2020	02.07.2020	02.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
529	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	150	12	от ТК505 до ТК46-1	16.06.2020	17.06.2020	17.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
530	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	80	20	отТК15-9 до Ленина, 30	16.06.2020	16.06.2020	16.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная

№ №	Район тепловых сетей	Теплоисточ- ник	Маги- страль	Признак теп- ловых сетей (магистраль- ные, квар- тальные, ОТ, ГВС, ...)	Место по- вреждения (подающий тр., обрат- ный тр., камера, компенса- тор, ...)	Период возник- новения повре- ждения (отопи- тельный, меж- отопительный, гидравлические испытания, ...)	Диа- метр Du, мм	Длина участ- ка	Участок	Выявление поврежде- ния	Начало работ по устране- нию по- вреждения	Заверше- ние работ	Продолжитель- ность отключе- ния потребителей (если поврежде- ние привело к этому)	Привело ли отключение к снижению температу- ры в отоп- ливаемых помещениях ниже 12 °С	Причина возник- новения повре- ждения (внутрен- няя/внешняя кор- розия, механиче- ское повреждение, ...)	Тип прокладки (подземная, надземная, ка- нальная, беска- нальная, ...)
531	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	700	70	от ТК 113 до здания ЦМС	16.06.2020	18.06.2020	18.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
532	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	700	111	от ТК 112 до ТК 113	16.06.2020	19.06.2020	19.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
533	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	300	56	от ТК 213 до ТК 214	16.06.2020	17.06.2020	17.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
534	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	300	70	от ТК120-1 до ТК120-2 Худайбер- дина, 146	17.06.2020	25.06.2020	25.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
535	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	150		в ТК 113	17.06.2020	18.06.2020	18.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, тк
536	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	200	500	ТК 207 до ЦТП 32	17.06.2020	19.06.2020	19.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
537	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-7	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	600	220	от ТК 713 до ТК 714	18.06.2020	19.06.2020	19.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
538	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	150	69	в ТК 4-25 по ул.Нагуманова, 56в	19.06.2020	04.09.2020	04.09.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
539	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	49	ТК4-15 до ТК4-14 Локомотивная, 2а	19.06.2020	03.09.2020	03.09.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
540	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ГВС	ОТ ГВС	межотопитель- ный	100	7	в ТК1-6, ул.Шаймуратова, 7	23.06.2020	23.06.2020	23.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
541	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-12	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	300	102	ТК 42-6 до ТК 42-7	26.06.2020	08.07.2020	08.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
542	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-12	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	250		ТК 42-19	26.06.2020	07.07.2020	07.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, тк
543	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	78	ТК15-21 доТК15-22	26.06.2020	27.06.2020	27.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
544	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	50		ТК 15-9	26.06.2020	27.06.2020	27.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
545	СтРТС	НСТЭЦ	ТМ-7	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	20	пр Октября 11 до пр Октября13	29.06.2020	09.07.2020	09.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
546	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ГВС	ПТ ГВС	межотопитель- ный	50	23	Тк47-2 до Речная 1	30.06.2020	30.06.2020	30.06.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
547	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ГВС	ОТ ГВС	межотопитель- ный	25	23	Тк47-2 до Речная 1	30.06.2020	02.07.2020	02.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
548	СтРТС	НСТЭЦ	ТМ-10	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	70	49	ТК30-11 по ул. Коммунистическая, 40	03.07.2020	06.07.2020	06.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
549	СтРТС	НСТЭЦ	ТМ-10	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	200	11	ТК30-2 по ул. Артема, 47	03.07.2020	07.07.2020	07.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
550	СтРТС	НСТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	80	29	в ТК12-4 Артема, 9	03.07.2020	09.07.2020	09.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
551	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	70	5	ТК39-11А Полевая, 7а	03.07.2020	10.07.2020	10.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
552	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	56	в ТП Гоголя, 133	03.07.2020	10.07.2020	10.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, техпод- полье
553	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ГВС	ОТ ГВС	межотопитель- ный	150	12	ЦТП №39 до ТК39-1а	06.07.2020	06.07.2020	06.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
554	СтРТС	НСТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	200	47	от ТК12-12 до ТК12-5	07.07.2020	09.07.2020	09.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
555	СтРТС	НСТЭЦ	ТМ-4	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	150	61	ТК 27-6 до Элеваторная 110А	08.07.2020	08.09.2020	08.09.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
556	СтРТС	НСТЭЦ	ТМ-7	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	50	75	ТК8-10 до ТК8-12 Коммунистич, 99	08.07.2020	10.07.2020	10.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
557	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	80	16	Дружбы 32 (тп)	08.07.2020	10.07.2020	10.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, техпод- полье
558	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	80	16	Дружбы 32(тп)	08.07.2020	10.07.2020	10.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, техпод- полье
559	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	200	126	От Дружбы 52 до ТК 28-6	08.07.2020	30.07.2020	30.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
560	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100		181ТК39(тк)	08.07.2020	24.07.2020	24.07.2020			внешняя коррозия,	подземная,тк
561	СтРТС	НСТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	70		ТК12-4(тк)	08.07.2020	09.07.2020	09.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, тк
562	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	150	22	ТК 55-5 до ТК 55-6	09.07.2020	13.07.2020	13.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
563	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	200	34	ТК2 -39 до ТК 2-40	09.07.2020	25.08.2020	25.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
564	СтРТС	НСТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	200	74	ТК 2-41 до ТК 2-42	09.07.2020	27.07.2020	27.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная

№ №	Район тепловых сетей	Теплоисточник	Магистраль	Признак тепловых сетей (магистральные, 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	Начало работ по устранению повреждения	Завершение работ	Продолжительность отключения потребителей (если повреждение привело к этому)	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, ...)
		СтТЭЦ														
565	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	80	45	202ТК-1 до 202ТК-3	09.07.2020	09.07.2020	09.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
566	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	80	11	7ТК1 Пионерская, 1	10.07.2020	14.07.2020	14.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
567	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	100	94	ТК510 до 7ТК1 Пионерская, 1	10.07.2020	13.07.2020	13.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
568	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	113	ТК23-3 до Вокзальная, 21	10.07.2020	27.07.2020	27.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
569	СтРТС	НССтЭЦ	ТМ-7	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	50	75	ТК8-10 до ТК8-12 Коммунистич, 99	10.07.2020	10.07.2020	10.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
570	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	100	9	от ТК2-6 до Худайбердина 131	13.07.2020	29.07.2020	29.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
571	СтРТС	НССтЭЦ	ТМ-7	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	150		ТК24-1-1	13.07.2020	24.07.2020	24.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, тк
572	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	150	26	от ТК503 до 5ТК1	13.07.2020	23.07.2020	23.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
573	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100		5ТК7	13.07.2020	22.07.2020	22.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, тк
574	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	100		5ТК7	13.07.2020	22.07.2020	22.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, тк
575	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	100	94	510 до 7ТК1	13.07.2020	15.07.2020	15.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
576	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-6	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	80	12	Блюхера, 1 до Курчатова, 32	14.07.2020	15.07.2020	15.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
577	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-6	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	80	12	Блюхера, 1 до Курчатова, 32	14.07.2020	15.07.2020	15.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
578	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	100	62	от ТК1-14 до ТК 1-15	14.07.2020	14.07.2020	14.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
579	СтРТС	НССтЭЦ	ТМ-7	КВ, ГВС	ОТ ГВС	межотопительный	70	38	от ТК16-12 до Шафиева 45	15.07.2020	16.07.2020	16.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
580	СтРТС	НССтЭЦ	ТМ-7	КВ, ГВС	ОТ ГВС	межотопительный	70	38	от ТК16-12 до Шафиева 45	16.07.2020	17.07.2020	17.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
581	СтРТС	НССтЭЦ	ТМ-7	КВ, ГВС	ОТ ГВС	межотопительный	70	142	в ТП ж.д ул. Худайбердина ,36	16.07.2020	16.07.2020	16.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, техподполье
582	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	150		ТК 1-13	16.07.2020	20.07.2020	20.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, тк
583	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	80	63	от пр Ленина 63 до пр Ленина 61	16.07.2020	21.08.2020	21.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
584	СтРТС	НССтЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	80		ТК10-1	16.07.2020	29.07.2020	29.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, тк
585	СтРТС	НССтЭЦ	ТМ-12	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	200	139	от ТК42-55 до ТК42-56	17.07.2020	25.08.2020	25.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
586	СтРТС	НССтЭЦ	ТМ-12	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	80	49	от ТК42-55 до ТК42-47	17.07.2020	25.08.2020	25.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
587	СтРТС	НССтЭЦ	ТМ-12	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	50	70	от ТК42-47 до В.Интерн.24	17.07.2020	20.08.2020	20.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
588	СтРТС	НССтЭЦ	ТМ-12	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	50	20	от ТК42-64 до Ломоносова 22	17.07.2020	19.08.2020	19.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
589	СтРТС	НССтЭЦ	ТМ-12	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	50	130	от УТ42-63 до Ломоносова 25,	17.07.2020	25.08.2020	25.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
590	СтРТС	НССтЭЦ	ТМ-12	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	50	130	от УТ42-63 до Ломоносова 25.	17.07.2020	25.08.2020	25.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
591	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	50	22	от 185ТК-10 до Ленина 31	17.07.2020	07.09.2020	07.09.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
592	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	80	22	от 185ТК-13 до Ленина 25	17.07.2020	10.08.2020	10.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
593	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	150	59	от ТК208А до 192ТК1	17.07.2020	28.07.2020	28.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
594	СтРТС	НССтЭЦ	ТМ-6	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	150	53	от ТК 9-6 до ТК 9-8 Коммунистическая, 69	20.07.2020	29.07.2020	29.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
595	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	40	от 23ТК8 до Железодорожная 40	21.07.2020	24.07.2020	24.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
596	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	150		в ТК14-22	21.07.2020	07.08.2020	07.08.2020			внешняя коррозия,	подземная,тк
597	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100		в ТК10-11	21.07.2020	30.07.2020	30.07.2020			внешняя коррозия,	подземная,тк
598	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	50		ТК39-1а	21.07.2020	22.07.2020	22.07.2020			внешняя коррозия,	подземная,тк
599	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	50		ТК39-1а	21.07.2020	22.07.2020	22.07.2020			внешняя коррозия,	подземная,тк
600	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	12	8ТК8 Кочетова, 21	22.07.2020	23.07.2020	23.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная

№ №	Район тепловых сетей	Теплоисточник	Магистраль	Признак тепловых сетей (магистральные, 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	Начало работ по устранению повреждения	Завершение работ	Продолжительность отключения потребителей (если повреждение привело к этому)	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, ...)
		СтТЭЦ														
601	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	150	60	от ТК28-9 до Николаева 2а	23.07.2020	06.08.2020	06.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
602	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	100	74	от 173ТК1 до 173ТК2	24.07.2020	21.08.2020	21.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
603	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	74	от 173ТК1 до 173ТК2	24.07.2020	21.08.2020	21.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
604	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ГВС	ОТ ГВС	межотопительный	100	95	ТК 39-7а до ТК 39-9	27.07.2020	28.07.2020	28.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
605	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	70	36	от Дружбы 64 до Худ-на, 150	29.07.2020	10.08.2020	10.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
606	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	80	109	от ТК1-3 до Худ-на, 152	29.07.2020	11.08.2020	11.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
607	СтРТС	НССтЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	100	9	от ТК2-6 до Худайбердина 131	29.07.2020	30.07.2020	30.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
608	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	150	126	От Дружбы 52 до ТК 28-6	30.07.2020	30.07.2020	30.07.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
609	СтРТС	НССтЭЦ	ТМ-7	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	150		ТК24-3	04.08.2020	17.08.2020	17.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, тк
610	СтРТС	НССтЭЦ	ТМ-6	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	400	203	от ТК 602 до ТК 603	04.08.2020	05.08.2020	05.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
611	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ГВС	ОТ ГВС	ГИ	150	60	от ТК28-9 до Николаева 2А	05.08.2020	05.08.2020	05.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
612	СтРТС	НССтЭЦ	ТМ-6	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	400	203	от ТК 602 до ТК 603	05.08.2020	06.08.2020	06.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
613	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	150	70	ТК 28-8 до ТК 28-9	06.08.2020	07.08.2020	07.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
614	СтРТС	МК14	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	150	6	ТК 14-2 Ильича 68	07.08.2020	07.09.2020	07.09.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
615	СтРТС	МК14	ТМ-1	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	150	102	ТК 14-1 до ТК 14-2 Ильича 68	07.08.2020	07.09.2020	07.09.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
616	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	80	22	185ТК13 до Ленина, 25	10.08.2020	10.08.2020	10.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
617	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	150	30	185ТК1 до 185ТК7	10.08.2020	28.08.2020	28.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
618	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	150	62	тк210 до 186ТК1	10.08.2020	31.08.2020	31.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
619	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	150	62	186ТК1 до ТК210	10.08.2020	31.08.2020	31.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
620	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	50	8	186ТК7 до пр. Ленина 12	10.08.2020	31.08.2020	31.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
621	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	150	359	ТК 45-1 до ЦТП 52	11.08.2020	13.08.2020	13.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
622	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	36	ТК220 до ТК1	11.08.2020	12.08.2020	12.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
623	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	500	158	ТК 332 до ТК333	11.08.2020	12.08.2020	12.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
624	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	50	20	1ТК8 до Железнодорожная 2	11.08.2020	25.08.2020	25.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
625	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	500	78	от ТК322 доТК323	11.08.2020	12.08.2020	12.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
626	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	500	140	от ТК327 доТК328	11.08.2020	14.08.2020	14.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
627	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	400	119	от ТК501 до ТК502	12.08.2020	12.08.2020	12.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
628	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	350	72	от ТК505 до ТК506	12.08.2020	13.08.2020	13.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
629	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	300	56	от ТК213 до ТК214	12.08.2020	15.08.2020	15.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
630	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	250	55	от ТК4-3 до ТК4-4	12.08.2020	14.08.2020	14.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
631	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	500	80	от ТК333 до ТК334	12.08.2020	13.08.2020	13.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
632	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	800	58	от ТК 124 до ТК 125	12.08.2020	14.08.2020	14.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
633	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	700	223	от Т К118 до ТК 119	12.08.2020	15.08.2020	15.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная

№ №	Район тепловых сетей	Теплоисточник	Магистраль	Признак тепловых сетей (магистральные, 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	Начало работ по устранению повреждения	Завершение работ	Продолжительность отключения потребителей (если повреждение привело к этому)	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, ...)
		СтТЭЦ														
634	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	700	45	от ТК 121 до ТК 122	12.08.2020	14.08.2020	14.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
635	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	700	50	от зд. ЦМС до ТК114	13.08.2020	14.08.2020	14.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
636	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	250	359	ТК 45-1 до ЦТП 52	13.08.2020	13.08.2020	13.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
637	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	250	359	ТК 45-1 до ЦТП 52	13.08.2020	13.08.2020	13.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
638	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	250	359	ТК 45-1 до ЦТП 52	13.08.2020	13.08.2020	13.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
639	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	150	80	ТК517 до ТК517а Лесная, 41	13.08.2020	15.08.2020	15.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
640	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	150	80	ТК517 до ТК517а Лесная, 41	13.08.2020	15.08.2020	15.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
641	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	100	18	193ТК4 Дружбы, 1	13.08.2020	14.08.2020	14.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
642	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	270	52	ТК330 до ТК4-1 Чехова, 1	14.08.2020	19.08.2020	19.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
643	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ГВС	ОТ ГВС	межотопительный	100	16	ТК20-19 Мира, 47	14.08.2020	18.08.2020	18.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
644	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ГВС	ПТ ГВС	межотопительный	150	15	ТК20-22 Мира, 44	14.08.2020	18.08.2020	18.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
645	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО		ГИ	100		ТК335 зап.арм.	15.08.2020	16.08.2020	16.08.2020			механическое повреждение	подземная, тк
646	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-4	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	400	85	от ТК 407а до ТК 407б	16.08.2020	19.08.2020	19.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
647	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-12	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	50		ТК 42-14	17.08.2020	18.08.2020	18.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, тк
648	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-12	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	80		ТК 42-19	17.08.2020	18.08.2020	18.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, тк
649	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-12	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	50		ТК 42-38	17.08.2020	18.08.2020	18.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, тк
650	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-12	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	50	15	ТК 42-51 до Уфимская, 35	17.08.2020	20.08.2020	20.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
651	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-12	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	50	15	ТК 42-51 до Уфимская, 35	17.08.2020	20.08.2020	20.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
652	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-12	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	50	19	ТК 42-25 до В. Интернационалистов 35	17.08.2020	25.08.2020	25.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
653	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-12	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	50	15	ТК 42-30 до Ломоносова, 38	17.08.2020	21.08.2020	21.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
654	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-12	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	50	68	ТК 42-31 до Т. Резервы, 4	17.08.2020	24.08.2020	24.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
655	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	150	80	ТК517 до ТК 517а	17.08.2020	18.08.2020	18.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
656	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	ТМ, ЦО	ОТ	ГИ	250	186	ТК509 до ТК512	17.08.2020	19.08.2020	19.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
657	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	600	86	ТК335 до ТК335а	18.08.2020	18.08.2020	18.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
658	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	250	186	ТК509 до ТК512	18.08.2020	19.08.2020	19.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
659	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	700	239	ТК108 до ТК109	19.08.2020	19.08.2020	19.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
660	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	ТМ, ЦО	ПТ	ГИ	800	100	ТК122а до ТК123	19.08.2020	19.08.2020	19.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
661	СтРТС	НС-ТЭЦ	ТМ-12	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	50	20	от ТК42-64 до Ломоносова 22	19.08.2020	19.08.2020	19.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
662	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	100	25	173 ТК 8 Одесская, 70	20.08.2020	20.08.2020	20.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
663	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	18	173 ТК 6 Заводская, 22	20.08.2020	20.08.2020	20.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
664	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-12	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	50	19	ТК 42-25 до В. Интернационалистов 35	20.08.2020	25.08.2020	25.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
665	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-12	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	50	70	ТК42-47 до В.Интерн.24	20.08.2020	20.08.2020	20.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная
666	СтРТС	НС-ТЭЦ	ТМ-10	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	80		ТК 50-9	21.08.2020	21.08.2020	21.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, тк
667	СтРТС	НС-ТЭЦ	ТМ-10	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	70		ТК 50-7	21.08.2020	28.08.2020	28.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, тк
668	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-12	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	50	68	ТК42-31 до Т. Резервы, 4	24.08.2020	24.08.2020	24.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, канальная

№ №	Район тепловых сетей	Теплоисточ- ник	Маги- страль	Признак теп- ловых сетей (магистраль- ные, квар- тальные, ОТ, ГВС, ...)	Место по- вреждения (подающий тр., обрат- ный тр., камера, компенса- тор, ...)	Период возник- новения повре- ждения (отопи- тельный, меж- отопительный, гидравлические испытания, ...)	Диа- метр Du, мм	Длина участ- ка	Участок	Выявление поврежде- ния	Начало работ по устране- нию по- вреждения	Заверше- ние работ	Продолжитель- ность отключе- ния потребителей (если поврежде- ние привело к этому)	Привело ли отключение к снижению температу- ры в отоп- ливаемых помещениях ниже 12 °С	Причина возник- новения повре- ждения (внутрен- няя/внешняя кор- розия, механиче- ское повреждение, ...)	Тип прокладки (подземная, надземная, ка- нальная, беска- нальная, ...)
669	СтРТС	МК2	ТМ-1	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	200		ТК2-24	24.08.2020	25.08.2020	25.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, тк
670	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-10	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	50	541	ТК50-12 до ТК50-12-1	24.08.2020	25.08.2020	25.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
671	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	70	65	Т К20-37 до ТК20-38 Халтурина, 81а	25.08.2020	25.08.2020	25.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
672	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ГВС	ПТ ГВС	межотопитель- ный	150	20	от ТК20-19 до ТК20-22	26.08.2020	26.08.2020	26.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
673	СтРТС	МК1		КВ, ЦО	ПТ	ГИ	150	16	К. Маркса 149 Б до К.Маркса 149	26.08.2020	29.08.2020	29.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
674	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ЦО	ПТ	ГИ	100	95	180ТК44 до 180ТК45	27.08.2020	28.08.2020	28.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
675	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ГВС	ПТ ГВС	межотопитель- ный	150	20	ТК20-19 до ТК20-22	27.08.2020	27.08.2020	27.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
676	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ГВС	ОТ ГВС	межотопитель- ный	100	20	ТК20-19 до ТК20-22	28.08.2020	28.08.2020	28.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
677	СтРТС	МК1		КВ, ЦО	ОТ	ГИ	150	16	К. Маркса 149 Б до К.Маркса 149	29.08.2020	29.08.2020	29.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
678	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-7	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	100	52	ТК24-3 до Черноморская, 12	31.08.2020	31.08.2020	31.08.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
679	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	200	11	ТК20-22 до ТК20-23	03.09.2020	07.09.2020	07.09.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
680	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	150	69	ТК54-4 до ТК54-5	03.09.2020	07.09.2020	07.09.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
681	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	150	53	в ТК 4-25 по ул.Нагуманова, 56в	04.09.2020	04.09.2020	04.09.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
682	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-10	КВ, ГВС	ОТ ГВС	межотопитель- ный	100	61	от ж.д. 44 до ж.д.48 по ул.Коммунистическая,	09.09.2020	10.09.2020	10.09.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
683	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-6	КВ, ГВС	ОТ ГВС	межотопитель- ный	150	56	ТК 33-10 до ТК 33-11 по ул.Артема,85	09.09.2020	10.09.2020	10.09.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
684	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-5	КВ, ЦО	ОТ	ГИ	100	90	ТК517 до 9 ТК2 Лесная, 33	11.09.2020	11.09.2020	11.09.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
685	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-11	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	50	15	От Тк20-24 до Мира, 44	15.09.2020	15.09.2020	15.09.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
686	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	50	113	от ТК23-3 до Вокзальная, 21	17.09.2020	17.09.2020	17.09.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
687	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-13	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	70	66	от УТ9 до Черняховского, 14а	28.09.2020	28.09.2020	28.09.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
688	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-2	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	50	64	от ТК34-34 до Свердлова, 57	28.09.2020	29.09.2020	29.09.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
689	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	80	53	от УТ1 до УТ2 по ул.Комсомольская, 43	28.09.2020	29.09.2020	29.09.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
690	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-1	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	100	48	в ТК3-8 по ул.Коммунистическая, 35	05.10.2020	06.10.2020	06.10.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
691	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ГВС	ПТ ГВС	отопительный	150	21	ТК 54-3 до ТК 54-4	07.10.2020	07.10.2020	07.10.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
692	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	80	19	от ТК28-3 до ТК1-10 Дружбы, 58	19.10.2020	20.10.2020	20.10.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
693	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ГВС	ПТ ГВС	отопительный	100	19	от ТК28-3 до ТК1-10 Дружбы, 58	20.10.2020	21.10.2020	21.10.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
694	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-7	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	70	73	от ТК16-18 до ТК16-17 по ул. Ша- фиева, 43	21.10.2020	21.10.2020	21.10.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
695	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-1	КВ, ГВС	ПТ ГВС	отопительный	50	17	от ТК14-7 до Дружбы, 47	26.10.2020	26.10.2020	26.10.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
696	СтРТС	НС+ТЭЦ	ТМ-1	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	100		ЦТП №3	10.11.2020	10.11.2020	10.11.2020			внешняя коррозия,	ЦТП
697	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-4	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	80	24	от ТК25-11 до Пр.Ленина, 47	01.12.2020	01.12.2020	01.12.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
698	СтРТС	СтТЭЦ	ТМ-3	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	100	87	от ТК31-5 до ТК31-5/1 Вокзаль- ная, 9а	03.12.2020	03.12.2020	03.12.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная
699	СтРТС	КЦ-7	ТМ-11	КВ, ГВС	ОТ ГВС	отопительный	150	31	от тк39-2 до ж/д Гоголя,131	04.12.2020	04.12.2020	04.12.2020			внешняя коррозия,	подземная, каналь- ная

Как следует из таблицы 3.5, за три года эксплуатации на тепловых сетях Стерлитамакского РТС произошло 622 повреждения.

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

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 2018 году выполнен капитальный ремонт тепловых сетей на 22 участках подконтрольных Стерлитамакскому РТС, общей протяженностью

13 274 п. м в однострубно́м исчислении. В 2019 году выполнен капитальный ремонт тепловых сетей на 22 участках подконтрольных Стерлитамакскому РТС, общей протяженностью 3481 п. м в однострубно́м исчислении. В 2020 году выполнен капитальный ремонт тепловых сетей на 7 участках подконтрольных Стерлитамакскому РТС, общей протяженностью 1319,1 п. м

В таблице 3.8 приведена информация о выполненных капитальных ремонтах на тепловых сетях Стерлитамакского РТС за 2016-2020 годы.

Таблица 3.8 – Капитальные ремонты на тепловых сетях Стерлитамакского РТС за 2016-2020 годы

№ п/п	Количество участков	Длина (однотр.), п.м.
2016	6	3 502
2017	8	5 563,4
2018	22	13 274
2019	9	3481
2020	7	1319,1
Итого:	45	27140

3.2.8 Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) 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 2021 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.

В 2019 году проводились испытания водяных тепловых сетей Стерлитамакского РТС на тепловые потери от НСтТЭЦ и от КЦ-7 по магистралям ТМ-10; ТМ-8; ТМ-11 (по ТМ №8, ТМ №10 от НСтТЭЦ до тк 1016; по ТМ-11 от КЦ-7 до ТК-1127)

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

В 2019 году проводились испытания водяных тепловых сетей Стерлитамакского РТС на гидравлические потери. Испытания проводились на трубопроводах магистралей ТМ-1; ТМ-10; ТМ-12; ТМ-6; ТМ-7; ТМ-8; ТМ-9 (по ТМ №8, 10, ТМ №1 от тк 1001 до тк 125, по ТМ №6 от тк 608 до тк 1008, по ТМ №7 от тк 125 до тк 708, ТМ №9, 12).

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

3.2.9 Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям

Данные по затратам и потерям теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях Стерлитамакского РТС за 2017 - 2020 г.г представлены в таблице 3.9. 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 3.9 – Годовые затраты и потери теплоносителя и тепловой энергии Стерлитамакского РТС за 2017 – 2020 гг.

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
2018	715 156	551 619	129 623	120 247
2019	978 224,05	х	285 779,38	х
2020	978 224,05	426 425	285 779,38	227 087

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

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

Предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей за период с 2015 по 2020 года выдано не было.

3.2.11 Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям

Потребителями, подключенными к тепловым сетям ООО «БашРТС», являются конечные потребители 1-го и 2-го контура теплоснабжения от СтТЭЦ, Н-СтТЭЦ и котельных 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.

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.

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

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

В 32 ЦТП установлены приборы учета отпуска тепла потребителям, характеристика приборов учета представлена в таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Приборы учета тепла, установленные на ЦТП ООО «БашРТС»

№ 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 (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)		
4.	ЦТП №4 (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)		
5.	ЦТП №5 (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	US 800 Ду150 (Т1)		

№ п/п	Наименование узла учета и верх- ний предел изме- рения	Оснащение	Тип	Класс точности	Регистрация показаний
		ультразвуковой	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)		
11.	ЦТП №13 (ПСВ Ду200) (ОСВ Ду200) (Подпитка Ду32)	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)		
		Расходомер-счётчик электромаг- нитный	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 термопреобразовате- лей	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 термопреобразовате- лей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости	US 800 Ду150 (Т1)		

№ п/п	Наименование узла учета и верхний предел измерения	Оснащение	Тип	Класс точности	Регистрация показаний
		ультразвуковой	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)		
15.	ЦТП №18 (ПСВ Ду150) (ОСВ Ду150) (Подпитка Ду32)	Расходомер-счётчик электромагнитный	Взлёт ЭР исп. 420Ф Ду32		Пролог, СП - СЕТЬ
		Тепловычислитель	СПТ - 961.2		
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду150 (Т1)		
16.	ЦТП №19 (ПСВ Ду200) (ОСВ Ду200) (Подпитка Ду32)		US 800 Ду150 (Т2)		Пролог, СП - СЕТЬ
		Расходомер-счётчик электромагнитный	Взлёт ЭР исп. 420Ф Ду32		
		Тепловычислитель	СПТ - 961.2		
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
		Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	
17.	ЦТП №20 (ПСВ Ду200) (ОСВ Ду200) (Подпитка Ду32)	Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т1)		Пролог, СП - СЕТЬ
			US 800 Ду200 (Т2)		
		Расходомер-счётчик электромагнитный	Взлёт ЭР исп. 420Ф Ду32		
		Тепловычислитель	СПТ - 961.2		
		Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	
18.	ЦТП №22 (ПСВ Ду150) (ОСВ Ду150) (Подпитка Ду32)	Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	Пролог, СП - СЕТЬ
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду150 (Т1)		
			US 800 Ду150 (Т2)		
		Расходомер-счётчик электромагнитный	Взлёт ЭР исп. 420Ф Ду32		
		Тепловычислитель	СПТ - 961.2		
19.	ЦТП №27 (ПСВ Ду200) (ОСВ Ду200)	Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	Пролог, СП - СЕТЬ
		Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т1)		
			US 800 Ду200 (Т2)		
		Тепловычислитель	СПТ - 961.2		
20.	ЦТП №28 (ПСВ Ду200) (ОСВ Ду200)	Датчик давления	Метран-55-ДИ	0,5	Пролог, СП - СЕТЬ
		Комплект термопреобразователей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости	US 800 Ду200 (Т1)		

№ п/п	Наименование узла учета и верх- ний предел изме- рения	Оснащение	Тип	Класс точности	Регистрация показаний
		ультразвуковой	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 термопреобразовате- лей	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 термопреобразовате- лей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду150 (Т1)		
			US 800 Ду150 (Т2)		
		Расходомер-счётчик электромаг- нитный	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 термопреобразовате- лей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т1)		
			US 800 Ду200 (Т2)		
		Расходомер-счётчик электромаг- нитный	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 термопреобразовате- лей	Взлёт ТПС	1	
		Расходомер-счётчик жидкости ультразвуковой	US 800 Ду200 (Т1)		
			US 800 Ду200 (Т2)		
		Расходомер-счётчик электромаг- нитный	Взлёт ЭР исп. 420Ф Ду32		
25.	ЦТП №36 (ПСВ Ду150) (ОСВ Ду150) (Подпитка Ду32)	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)		
		Расходомер-счётчик электромаг- нитный	Взлёт ЭР исп. 420Ф Ду32		
26.	ЦТП №39 (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)		
27.	ЦТП №42 (ПСВ Ду150) (ОСВ Ду150) (Подпитка Ду32)	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)		
		Расходомер-счётчик электромаг-	Взлёт ЭР исп. 420Ф		

№ п/п	Наименование узла учета и верхний предел измерения	Оснащение	Тип	Класс точности	Регистрация показаний
		нитный	Ду32		
28.	ЦТП №44 (ПСВ Ду80) (ОСВ Ду80) (Подпитка Ду25)	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 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		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)		
		Расходомер-счётчик электромагнитный	Взлёт ЭР исп. 420Ф Ду25		
30.	ЦТП №50 (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		
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 КЦ-7 приборного учета тепловой энергии не ведется, тепловычислители не установлены.

Учет отпуска тепла осуществляется по расходу топлива и КПД котлов.

3.2.13 Анализ работы диспетчерских служб и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи

Ведение безопасного, надёжного и экономичного режима работы оборудования

«БашРТС-Стерлитамак» в г. Стерлитамак обеспечивает оперативно-диспетчерская служба (ОДС) «БашРТС-Стерлитамак» ООО «БашРТС», совместно с диспетчерской службой (ДС) СтРТС.

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 оперативного 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 № 7.

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 (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).

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.

3.2.14 Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

Системами диспетчерского контроля оснащено 12 ЦТП АО «СРТС». Данные по типу средств измерения и автоматики, установленных на ЦТП, представлены в таблице 3.11.

Таблица 3.11 – 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

п/п	График	Тип средств измерения и автоматики	Гр. отп.	Дата изготовления
7	105/70	ПБР-3	3	19
8		ТСМ0879-50М		
9		ТРМ148		2013
10		МЭО87-100/25-0,25		1992
11	105/70	ПБР-3	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
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	5	2013
33		МЭО100/63-0,63		2013
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		2010

п/п	График	Тип средств измерения и автоматики	Гр. отп.	Дата изготовления
45		МЭО100/63-0,63-99К	1,2	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				
64		ТАС2112	1	
65				
66				
67		ТАС2112	2	
68				
69				
ЦТП № 50				
70	130/70	МИТЕРМ2.174	1 Пластинч бойлер	
71		МЭО87-		
72		У300		
73		ТСМ0879 50М		
74	130/70	МИТЕРМ2.174	2 Пластинч бойлер	
75		МЭО87-		
76		У300		
77		ТСМ0879 50М		
ЦТП № 55				
78		ECL110-130	Пластинч бойлер	2012
79		Клапан. per.VFS2		2012

3.2.15 Сведения о наличии защиты 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.

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

Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию по Стерлитамакскому РТС на 2020 год, представлены в таблице 3.12.

Часть представленных в таблице 3.12 сетей переданы в эксплуатацию в БашРТС-Стерлитамак на основании Постановления администрации г. Стерлитамак.

Таблица 3.12 – Данные по бесхозным тепловым сетям

№ п/п	Адрес	Протяженность в двухтрубном ис- числении, м	Привязка к ЦТП, ТМ	Основание
1	2	3	4	5
1	ул. Артема, 67 участок от ТП ж/д ул. Артема, 67 до Упрвление МВД	10	ТМ-6 ЦТП-33	Постановление №218 от 07.02.2019г
2	ул. Волочаевская, 1а участок от ТП ул. Волочаевская, 1а до ООО СКВ «Станкостроение»	15,65	ТМ-4 ЦТП-25	Постановление №218 от 07.02.2019г
3	ул.Волочаевская, 1а участок от ТП ул. Волочаевская, 1а до Упрвление МВД	1,1	ТМ-4 ЦТП-25	Постановление №218 от 07.02.2019г
4	ул.И.Насыри, 19 участок от И.Насыри, 17доГЭУ	6	ТМ-7-ЦТП-7	Постановление №218 от 07.02.2019г
5	ул.И.Насыри, 19 участок от ГЭУ до И.Насыри, 19	15	ТМ-7ЦТП-7	Постановление №218 от 07.02.2019г
6	ул.И.Насыри, 17 участок от ГЭУ до И.Насыри, 17	26	ТМ-7ЦТП-7	Постановление №218 от 07.02.2019г
7	ул.И.Насыри, 17 участок от ГЭУ до И.Насыри, 17	30	ТМ-7ЦТП-7	Постановление №218 от 07.02.2019г
8	ул.Худайбердина, 178 участок от ТП ж/д ул. Худайбердина, 178 до Пенс.фонд РФ	120	ТМ-1 ЦТП-1	Постановление №218 от 07.02.2019г
9	ул.Вокзальная, 11а участок от ТП ж/д ул. Вокзальная, 9доУТ1	28	ТМ-3 ЦТП-31	Постановление №218 от 07.02.2019г
10	ул.Вокзальная, 11а участок от УТ1 до УТ2	14,8	ТМ-3 ЦТП-31	Постановление №218 от 07.02.2019г
11	ул.Вокзальная, 11а участок от УТ2 до УТ3	51	ТМ-3 ЦТП-31	Постановление №218 от 07.02.2019г
12	ул.Вокзальная, На участок от УТ3 до УТ4	3	ТМ-3 ЦТП-31	Постановление №218 от 07.02.2019г
13	ул.Вокзальная, На участок от УТ4доУТ5	107	ТМ-3 ЦТП-31	Постановление №218 от 07.02.2019г
14	ул.Вокзальная, 11а участок от УТ5 до Церковь Живая Вера	16	ТМ-3 ЦТП-31	Постановление №218 от 07.02.2019г
15	ул. Элеваторная, 49 участок от УТ1 до ул.Элеваторная, 49	12,9	ТМ-7	Постановление №218 от 07.02.2019г
16	ж/д ул. Юрматинская, 10 участок от ТК-50-25 до ж/д ул. Юрматинская, 10	44	ТМ-10 ЦТП-50	Постановление №218 от 07.02.2019г
17	ж/д ул. Юрматинская, 12 участок от ТК-50-25 до ж/д ул. Юрматинская, 12	65	ТМ-10 ЦТП-50	Постановление №218 от 07.02.2019г
18	ж/д ул. Юрматинская, 8 участок от ТК-50-24 до ж/д ул. Юрматинская, 8	210	ТМ-10 ЦТП-50	Постановление №218 от 07.02.2019г
19	ж/д ул. Артема, 70 участок от 4МБТК 3 до ж/д ул. Артема, 70 (БИТП №3)	34	ТМ-10	Постановление №218 от 07.02.2019г
20	ж/д ул. Связистов, 5а участок от ТК-51-12 до ж/д ул. Связистов, 5а	13	ТМ-3 ЦТП-51	Постановление №218 от 07.02.2019г

№ п/п	Адрес	Протяженность в двухтрубном ис- числении, м	Привязка к ЦТП, ТМ	Основание
21	ТП ж/д ул. Связистов, 7/а участок от ТП ж/д ул. Связистов, 5а до ТП ж/д ул. Связистов, 7/а	31	1 М-3 ЦТП-51	Постановление №218 от 07.02.2019г
22	ж/д ул. Стерлиб.тракт 35/а участок от ТК-55-16 до ж/д ул. Стерлиб.тракт 35/а	29	ТМ-11 ЦТП-55	Постановление №218 от 07.02.2019г
23	ж/д ул.Худайбердина, 150/6 участок на вво- де ЦТП №1 до ж/д ул.Худайбердина, 150/6	100	ТМ-1	Постановление №218 от 07.02.2019г
24	ж/д ул.Худайбердина, 150/6 участок на вво- де ЦТП №1 до ж/д ул.Худайбердина, 150/6	20	ТМ-1	Постановление №218 от 07.02.2019г
25	ж/д ул.Худайбердина, 150/6 участок на вво- де ЦТП №1 до магазин ул.Худайбердина, 150/а	8,1	ТМ-1 ЦТП-1	Постановление №218 от 07.02.2019г
26	ж/д ул. Полевая, 23 участок от ТК-29-22 до ж/д ул. Полевая, 23	43	ТМ-11 ЦТП-29	Постановление №218 от 07.02.2019г
27	ул. Юрматинская, 1/в участок от ТК-36-27 до Д/с №7 по ул. Юрматинская, 1/в	72,5	ТМ-10 ЦТП-36	Постановление №218 от 07.02.2019г
28	ул.Артема, 151а участок от ТК-36-29 до ж/д ул. Артема, 151а	33	ТМ-10 ЦТП-36	Постановление №218 от 07.02.2019г
29	ул. Одесская, 125 участок от ТК-25-3 до РСЦ ул. Одесская, 125	91	ТМ-4 ЦТП-25	Постановление №218 от 07.02.2019г

3.2.17 Данные энергетических характеристик тепловых сетей

Сведения по энергетическим характеристикам тепловых сетей отсутствуют.

3.3 Тепловые сети АО «СРТС»

3.3.1 Описание структуры тепловых сетей, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов с выделением сетей горячего водоснабжения. Параметры тепловых сетей

Тепловые сети АО «СРТС» включают в себя в основном распределительные тепловые сети после ЦТП и часть магистральных тепловых сетей.

В 2020 году был введен один участок протяженностью 43 м в однострубно́м исчислении. Протяженность трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС на конец 2020 года составляла 19,5 км в однострубно́м исчислении, материальная характеристика – 4 421 м².

Сведения о протяженности и материальной характеристике трубопроводов тепловых сетей различного диаметра представлены в таблице 3.13 и на рисунке 3.19.

Таблица 3.13 – Распределение протяженности, материальной характеристики и внутреннего объема трубопроводов 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
50	10,2	0,58
70	224	14,22
80	781,82	65,19
100	2 612,78	275,61
125	686,4	91,29
150	3 448,54	539,24
200	3 010,80	658,697
250	2 342,14	639,4
300	3 505,80	1 139,39
350	393	148,16
400	1 709,20	728,12
500	156	82,68
н/д	648,60	37,95
Σ	19 529,28	4 420,53

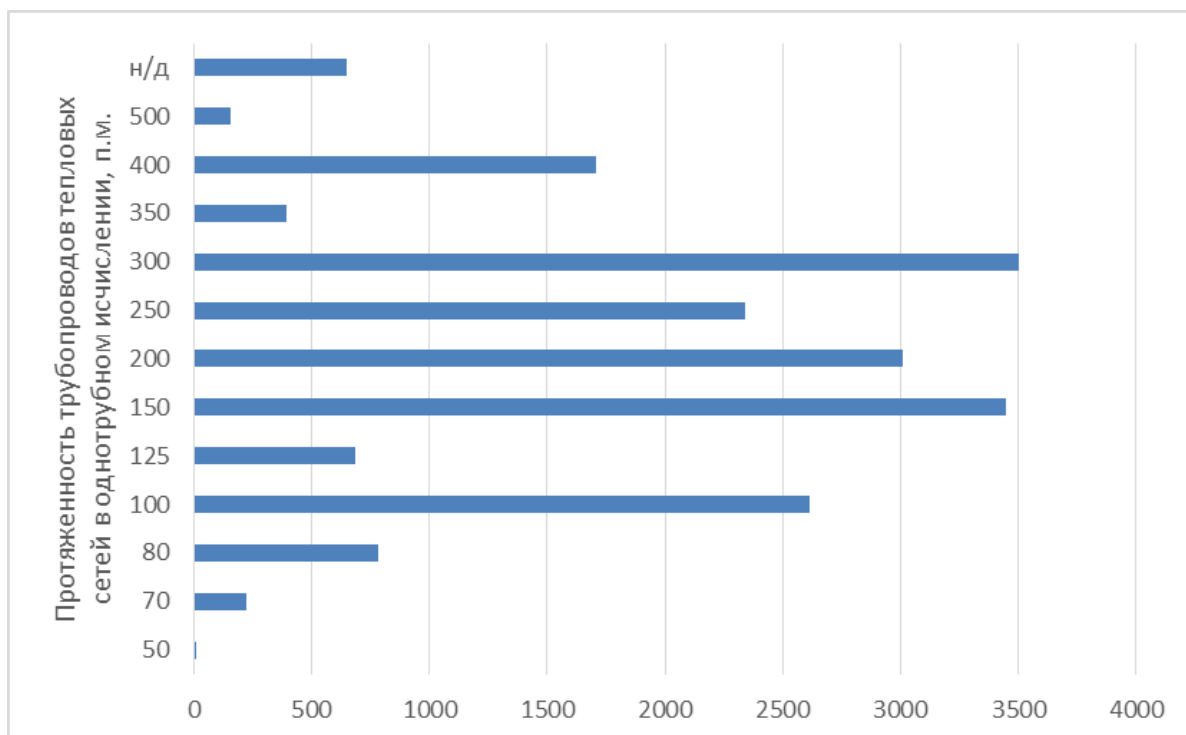


Рисунок 3.18 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей АО «СРТС» по диаметрам

Как следует из рисунка 3.19, по протяженности преобладают трубопроводы с диаметрами 300 и 150 мм.

В таблице 3.14, на рисунке 3.20 и 3.21 представлено распределение протяженности трубопроводов и их материальной характеристики по способам прокладки.

Таблица 3.14 – Распределение протяженности и материальной характеристики трубопроводов тепловых сетей АО «СРТС» по способам прокладки

Тип прокладки трубопроводов тепловых сетей	Протяженность трубопроводов тепловых сетей в однострубнои исчислении, п.м.	Материальная характеристика трубопроводов тепловых сетей, м ²
Непроходной канал	18 549,28	4 240,07
Проходной канал	196	31,16
Эстакада	784	149,3
ИТОГО:	19 529,28	4 420,53
Подземная	18 549,28	4 240,07
Надземная	980	180,46
ИТОГО:	19 529,28	4 420,53

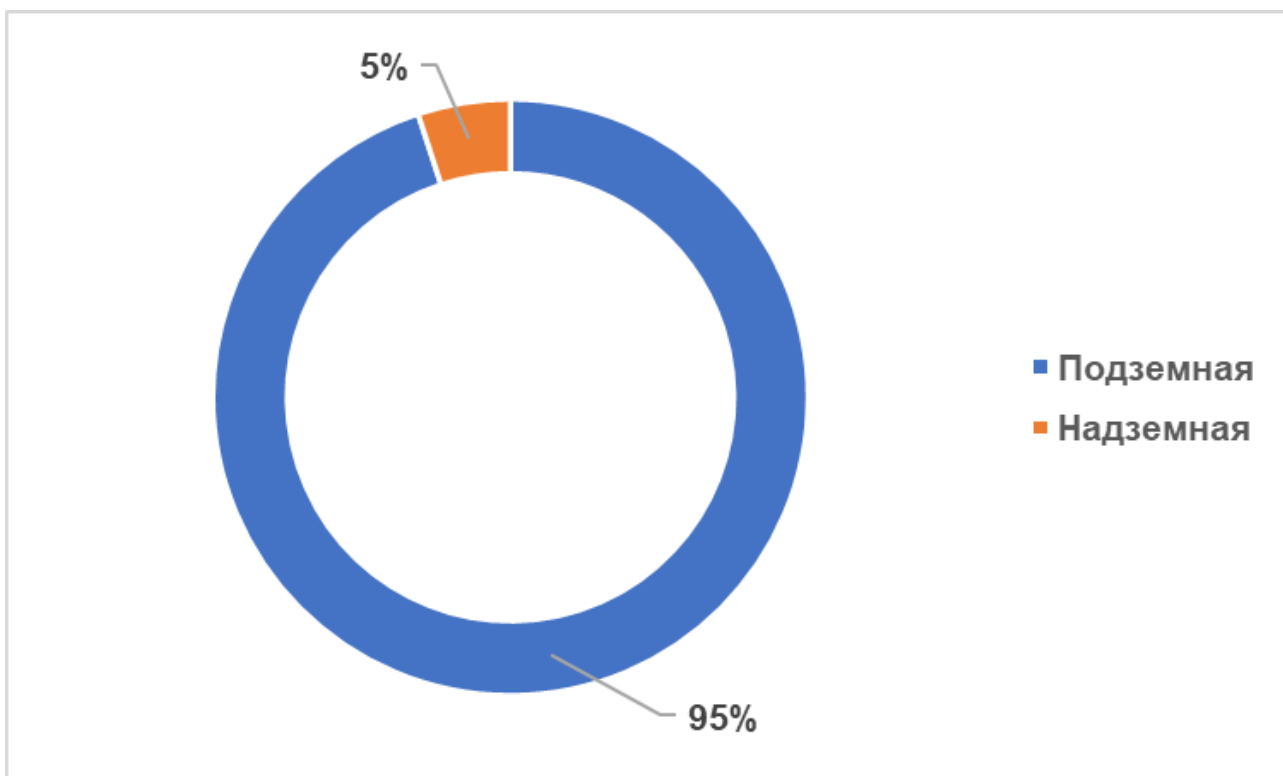


Рисунок 3.19 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей АО «СРТС» надземной и подземной прокладки

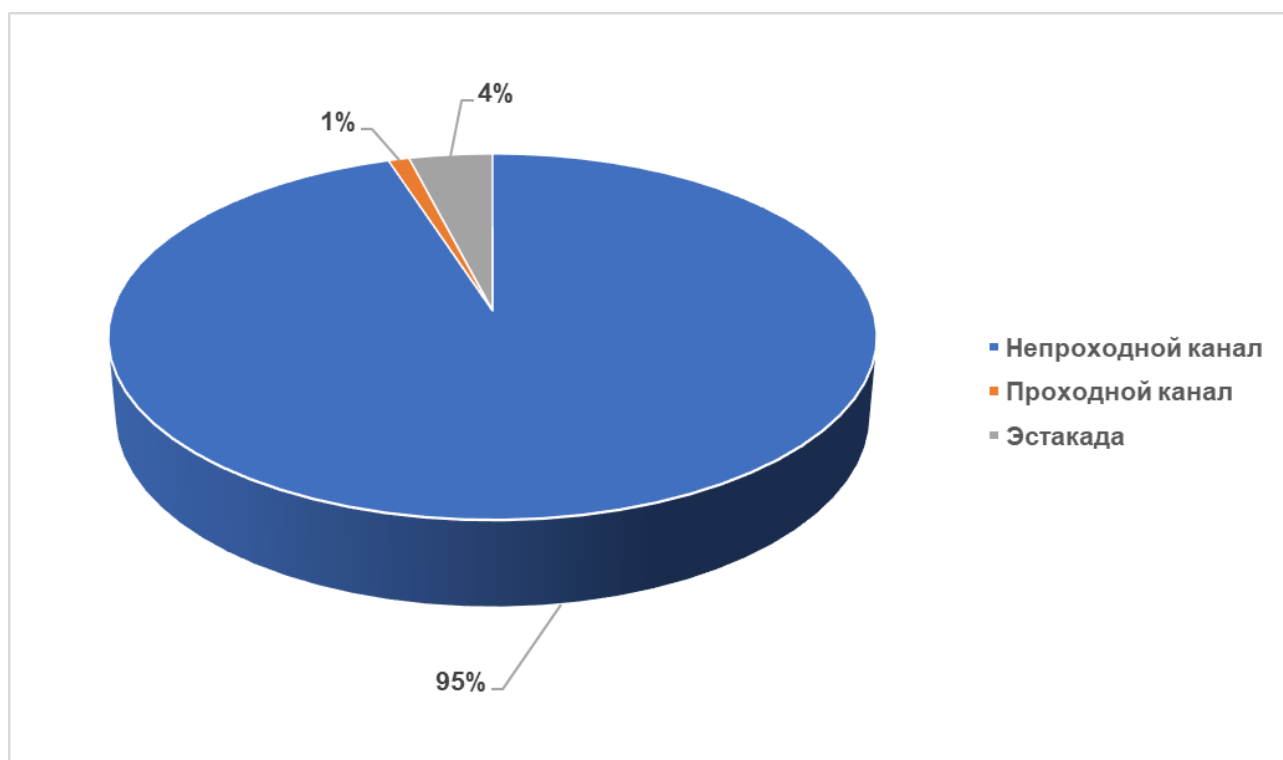


Рисунок 3.20 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей АО «СРТС» по типам надземной и подземной прокладки

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 5%,

надземная прокладка трубопроводов магистральных тепловых сетей выполнена на низких и высоких эстакадах.

Основным типом тепловой изоляции для трубопроводов тепловых сетей АО «СРТС» являются минераловатные прошивные маты.

3.3.2 Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

Карты (схемы) тепловых сетей в зоне действия котельных АО «СРТС» приведены в электронной модели систем теплоснабжения.

3.3.3 Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

По состоянию на начало 2021 года АО «СРТС» эксплуатирует 3 центральных тепловых пункта. Внутридомовые системы отопления от ЦТП подключены как по зависимой, так и по независимой схеме.

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 случаях применяются кожухотрубные бойлеры ОСТ 34-558-68. На всех ЦТП установлены регулирующие клапана, обеспечивающие нормативную температуры ГВС.

Один из 3 ЦТП имеет бойлера централизованного отопления, на двух ЦТП теплообменники для централизованного отопления отсутствуют.

Сведения об основном оборудовании и характеристиках тепловых пунктов приведены в таблице 3.15.

Таблица 3.15 – 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	
54	ЦТП № 55, РБ,г.Стерлитамак, ул.Механизации,37б.	ЦН ЦО	TP 150-160/4	2		ЦО	Пластинчатый Т100 MNV	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.Ибрагимов,1.	ЦН ГВС	UPS 32-120 F	1		ГВС	РИДАН	1	150/70

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.

3.3.4 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности. Фактические температурные режимы отпуска тепла и их соответствие утвержденным графикам 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 3.16.

Таблица 3.16 – 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	КЦ№7	ТК1108	ЦТП	55	95/70	Независимая	ул.Механизации,37б
2	СтТЭЦ	ТК122	ЦТП	56	150/70	Зависимая	Пр.Октября,2
3	Н-СтТЭЦ	ТК610	ЦТП	57	150/70	Зависимая	ул.Ибрагимова,1

3.3.5 Гидравлические режимы и пьезометрические графики 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 года (актуализация на 2022

год). Глава 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 (аварийных ситуаций) тепловых сетей. Статистика восстановлений тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей

Повреждаемость тепловых сетей АО «СРТС» по годам за период с 2015 по 2020 годы составила:

- в 2015 году – 660 случаев;
- в 2016 году – 513 случаев;
- в 2017 году – 422 случая;
- В 2018 году – 423 случая;
- В 2020 году – 49 случаев.

Данные по повреждаемости сетей АО «СРТС» в 2019 году не показательны, т.к. с мая 2019 года большая часть тепловых сетей перешло в эксплуатацию ООО «Баш-РТС».

Таким образом, количество повреждений на трубопроводах тепловых сетей АО «СРТС» с каждым годом снижается, за рассматриваемый период⁵.

Статистика повреждений на тепловых сетях АО «СРТС» приведена в таблице 3.17.

Таблица 3.17 – Статистика повреждений на тепловых сетях АО «СРТС» в 2015 ÷ 2020 гг.

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

⁵ 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
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
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
2018 год			
Январь	5	0	5
Февраль	6	0	6
Март	6	0	6
Апрель	4	0	4
Май	0	57	57
Июнь	0	96	96

Месяц	Магистральные и квартальные тепловые сети		
	отопительный / межотопительный период	гидравлические испытания	всего
Июль	0	98	98
Август	0	67	67
Сентябрь	1	30	31
Октябрь	18	0	18
Ноябрь	19	0	19
Декабрь	16	0	16
Итого в 2018 г.	75	348	423

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

В таблицах 3.18 – 3.19 приведена информация о выполненных капитальных ремонтах на тепловых сетях АО «СРТС» за 2016-2020 гг.

Таблица 3.18 – Капитальные ремонты на тепловых сетях АО «СРТС» за 2016 ÷ 2019 гг.

№ 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
		65	Ст	648	канал	стекловолокно
		80	Ст	884	канал	стекловолокно
		100	Ст	2057	канал	стекловолокно
		150	Ст	1956	канал	стекловолокно
		200	Ст	631	канал	стекловолокно
		250	Ст	223	канал	стекловолокно
		300	Ст	158	канал	стекловолокно
		ИТОГО:		7008		
2	ГВС	50	Ст	795	канал	стекловолокно
		65	Ст	277	канал	стекловолокно
		80	Ст	1284	канал	стекловолокно
		100	Ст	1458	канал	стекловолокно
		150	Ст	1147	канал	стекловолокно
		200	Ст	92	канал	стекловолокно
		25	полипропилен	62	канал	трубки из вспененного полиэтилена
		40	полипропилен	242	канал	трубки из вспененного полиэтилена
		50	полипропилен	298	канал	трубки из вспененного полиэтилена
		63	полипропилен	456	канал	трубки из вспененного полиэтилена

№ п/п	Назначение трубопроводов	Диаметр трубопровода, мм условный	Материал трубы	Длина п. м	Способ прокладки	Тип изоляции
		75	полипропилен	118	канал	трубки из вспененного полиэтилена
		ИТОГО:		6229		
		ВСЕГО за 2016г		13237		
2017г						
1	ЦО	50	Ст	644	канал	стекловолокно
		65	Ст	936	канал	стекловолокно
		80	Ст	1172	канал	стекловолокно
		100	Ст	2079	канал	стекловолокно
		150	Ст	2607	канал	стекловолокно
		200	Ст	1332	канал	стекловолокно
		250	Ст	78	канал	стекловолокно
		300	Ст	6	канал	стекловолокно
		700	Ст	774	эстакада	стекловолокно
		80	ППУ	140	бесканальная	ППУ скорлупа
		100	ППУ	534	бесканальная	ППУ скорлупа
		150	ППУ	74	бесканальная	ППУ скорлупа
		200	ППУ	30	бесканальная	ППУ скорлупа
			ИТОГО:	10406		
2	ГВС	50	Ст	200	канал	стекловолокно
		65	Ст	608	канал	стекловолокно
		80	Ст	726	канал	стекловолокно
		100	Ст	1355	канал	стекловолокно
		150	Ст	779	канал	стекловолокно
		100	ППУ	15	бесканальная	ППУ скорлупа
		150	ППУ	15	бесканальная	ППУ скорлупа
		30	полипропилен	107	канал	трубки из вспененного полиэтилена
		40	полипропилен	971	канал	трубки из вспененного полиэтилена
		50	полипропилен	918	канал	трубки из вспененного полиэтилена
		63	полипропилен	443	канал	трубки из вспененного полиэтилена
		90	полипропилен	313	канал	трубки из вспененного полиэтилена
			ИТОГО:	6450		
				ВСЕГО за 2017г		16856
2018 год						
1	ЦО	50	Ст	64	канал	стекловолокно
		65	Ст	978	канал	стекловолокно
		80	Ст	967	канал	стекловолокно
		100	Ст	1420	канал	стекловолокно
		150	Ст	1303	канал	стекловолокно
		200	Ст	260	канал	стекловолокно
		250	Ст	238	канал	стекловолокно
		300	Ст	885	канал	стекловолокно

№ п/п	Назначение трубопроводов	Диаметр трубопровода, мм условный	Материал трубы	Длина п. м	Способ прокладки	Тип изоляции
		80	ППУ	280	бесканальная	ППУ скорлупа
		700	Ст	642	эстакада	стекловолокно
		ИТОГО:		7037		
2	ГВС	50	Ст	136	канал	стекловолокно
		65	Ст	563	канал	стекловолокно
		80	Ст	1137	канал	стекловолокно
		100	Ст	1055	канал	стекловолокно
		150	Ст	629	канал	стекловолокно
		200	Ст	92	канал	стекловолокно
		100	ППУ	12	бесканальная	ППУ скорлупа
		40	полипропилен	512	канал	трубки из вспененного полиэтилена
		50	полипропилен	221	канал	трубки из вспененного полиэтилена
		63	полипропилен	1241	канал	трубки из вспененного полиэтилена
		75	полипропилен	433	канал	трубки из вспененного полиэтилена
		90	полипропилен	206	канал	трубки из вспененного полиэтилена
		ИТОГО:		6237		
		ВСЕГО за 2018 г.:		13274		
2019 год						
1	ЦО	50	Ст	2,3	канал	стекловолокно
		80	Ст	7,7	канал	стекловолокно
		150	Ст	114,6	канал	стекловолокно
		ИТОГО:		124,6		
	ГВС	50	Ст	1,7	канал	стекловолокно
		70	Ст	1,9	канал	стекловолокно
		80	Ст	59,5	канал	стекловолокно
		90	полипропилен	52	канал	трубки из вспененного поли- этилена
		ИТОГО:		115.1		
		ВСЕГО за 2019 г.:		239,7		

Таблица 3.19 – Капитальные ремонты на тепловых сетях АО «СРТС» за 2020 гг.

№ п/п	ТМ, №№ ТК, наименование участка	Адрес ремонтируемого участка	Назначение трубопровода (ГВС, ЦО)	Диаметр трубопровода, мм условный; полипропилен Дн,	Протяженность участка по каналу, п.м.	
					В 2-ух трубном	В 1-трубном
1	2	3	4	5	6	7
1	Кв.1Б	От ТК825 до М1БТК-1 ул.Лазурная, 3	ЦО	2ф 200	43,05	86,1
2	ЦТП-55	От ЦТП-55 (угол поворота) ул.Механизации	ЦО	ф 200	7	7
4	ЦТП-29	От ТК29-22 до ж.д. № 23	ЦО	2ф65	52,67	105,35

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2022 ГОД). ГЛАВА 1 «СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И
ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ»**

№ п/п	ТМ, №№ ТК, наименовани е участка	Адрес ремонти- руемого участка	Назначение трубопровода(Г ВС, ЦО)	Диаметр трубо- провода, мм условный; поли- пропилен Дн,	Протяженность уч-ка по каналу, п.м.	
					В 2-ух труб- ном	В 1- трубном
		ул. Полевая	ГВС	ф110	56	56
				ф63		56
5	М1 АТК2	ул.Хвойная, 18				
6	М1АТК3	ул.Хвойная, 2				
7	М1АТК4	ул.Хвойная, 4				
8	М1АТК5	ул. Хвойная, 6				
9	М1АТК8	ул.Хвойная, 16				
10	М1АТК11	ул. Хвойная, 12				
11	М1АТК13	ул. Хвойная, 10				
12	М1БТК2	ул.Лазурная, 3				
13	М1БТК3	ул.Лазурная, 1				
14	М1ВТК2	ул.Лазурная, 19к				
15	М1ВТК3	ул Лазурная, 19				
16	М1ВТК4	ул. Лазурная, 13				
17	М1ВТК5	ул. Лазурная, 13				
18	М1ВТК6	ул. Лазурная, 17				
19	М1ВТК7	ул. Лазурная, 23				
20	М1ВТК8	ул. Лазурная, 25				
21	М1ВТК9	ул. Лазурная, 27				
22	М1ВТК10	ул. Лазурная, 29				
23	М1ВТК11	ул. Лазурная, 31				
24	М1ВТК12	ул. Лазурная, 23				
25	М2ТК1	пр. Октября, 42				
26	М4АТК1	пр. Октября, 83				
27	М4АТК2	пр. Октября, 87				
28	М4АТК3	пр. Октября, 87				
29	М4АТК4	пр. Октября, 87				
30	М4АТК5	ул. Артёма, 64				
31	М5АТК1	ул. Строителей, 63				
32	М5АТК2	ул. Строителей, 63				
33	М5ТК4	пр. Октября, 91				
34	М5ТК4\1	пр. Октября, 93				
35	М5ТКС	пр. Октября, 95				
36	ТК38-9	ул.Сагитова				
37	ТК38-10	ул. Набережная, д 3, корпус 1				
38	ТК38-11	ул. Набережная, д 3, корпус 2				
39	ТК38-12	ул. Набережная, д 3, корпус 2				
40	ТК50-25	ул. Юрматин- ская, 12				
41	ТК1405	пр.Октября, 40к				
42	ТК1409	ул. Строителей, 63				

№ п/п	ТМ, №№ ТК, наименования участка	Адрес ремонтируемого участка	Назначение трубопровода (ГВС, ЦО)	Диаметр трубопровода, мм условный; полипропилен Дн,	Протяженность уч-ка по каналу, п.м.	
					В 2-ух трубном	В 1-трубном
43	ТК1410	пр. Октября, 87				
44	ТК1411	пр. Октября, 87				
45	ТК1412	пр. Октября, 87				
46	ТК1413	пр. Октября, 87				
47	ТК1414	ул. Строителей, 65				
48	ТК1415	пр. Октября, 89				
49		Ремонт дренажной системы от ТК1002 до М2ТК5 после строит. пеш.зоны, пр. Октября				
		ВСЕГО				310,45

3.3.8 Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей

Отчетность в составе ООО «БашРТС» - филиал «БашРТС-Стерлитамак», см. п. 3.2.8.

3.3.9 Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям

Данные по затратам и потерям теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях АО «СРТС» за 2016 - 2020 годы представлены в таблице 3.19. 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 3.20 – Годовые затраты и потери теплоносителя и тепловой энергии АО «СРТС» в 2016 - 2020 годах

Год	Утвержденные нормативные потери			Фактические потери		
	потери т/э, Гкал/год		потери теплоносителя, т/год	потери т/э, Гкал/год		потери теплоносителя, т/год
	через изоляцию	с утечкой		через изоляцию	с утечкой	
2016	145 470	10063	190763	111 762	5 358	91 526
2017	141 392	11975	194011	134 605	5 180	91 214
2018	141 392	11975	194011	257 046	5 968	92 945
2019	72 263	5 964	94 437	72 263	5 964	94 437
2020	5154		15133	5154		15133

Фактические потери и затраты теплоносителя в тепловых сетях АО «СРТС» ниже нормативных значений.

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

Предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети за период с 2015 по 2020 годы выдано не было.

3.3.11 Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям

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.

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

В инвестиционной программе АО «СРТС» запланировано установка на ЦТП-55 и ЦТП-56 приборов учета тепла и теплоносителя в 2021 году.

3.3.13 Анализ работы диспетчерских служб и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи

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 3.2.13.

3.3.14 Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

Насосные станции и тепловые пункты в эксплуатации АО «СРТС» отсутствуют.

3.3.15 Сведения о наличии защиты 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 про-

исходит срабатывание предохранительного клапана, являющегося средством защиты от повышения давления в обратном трубопроводе тепловой сети.

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

Перечень бесхозяйных сетей, предоставленный АО «СРТС» на начало 2021 года, приведен в таблице 3.21. Общая протяженность бесхозяйных сетей составляет 8 343 м в однострубно́м исчислении. Выявляемые бесхозные тепловые сети, которые имеют непосредственное присоединение к тепловым сетям АО «СРТС» принимаются на баланс АО «СРТС».

Таблица 3.21– Перечень бесхозяйных тепловых сетей, предоставленный АО «СРТС» в 2018 году.

№ 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	Жигадло А.В. (2902,61), ООО «Стандарт плюс»(4537), ИП Хамитов В.А. (503,77), ООО УК ЖКХ (1346,83), ИП Чернова - (242,5) , ИП Фалеева - (395,7) , общ. Кочетова 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 «ИнвестРайСтройзаказчика»
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 «Аквалит» (315,2), ИП Буксман А.А. (119,4), Местная религиозная организация Церковь Христиан Веры Евангельской «Живая Вера» (328), Куйбышевская дирекция по тепловодоснабже-	от сетей АО «СРТС»

№ п/п	Наименование объекта	Месторасположение объекта	Год ввода в эксплуатацию	Протяженность, м	Общая площадь, кв. м	Владелец сетей, точки подключен
					нию - 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»
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»

№ п/п	Наименование объекта	Месторасположение объекта	Год ввода в эксплуатацию	Протяженность, м	Общая площадь, кв. м	Владелец сетей, точки подключен
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 «Пром-строй»
		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»

3.3.17 Данные энергетических характеристик тепловых сетей

Сведения по энергетическим характеристикам тепловых сетей отсутствуют.

3.4 Тепловые сети ООО «ПСК»

3.4.1 Описание структуры тепловых сетей, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов с выделением сетей горячего водоснабжения. Параметры 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 01.01.2020 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 3.21 и на рисунке 3.22.

Таблица 3.22 – 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 трубопроводов 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

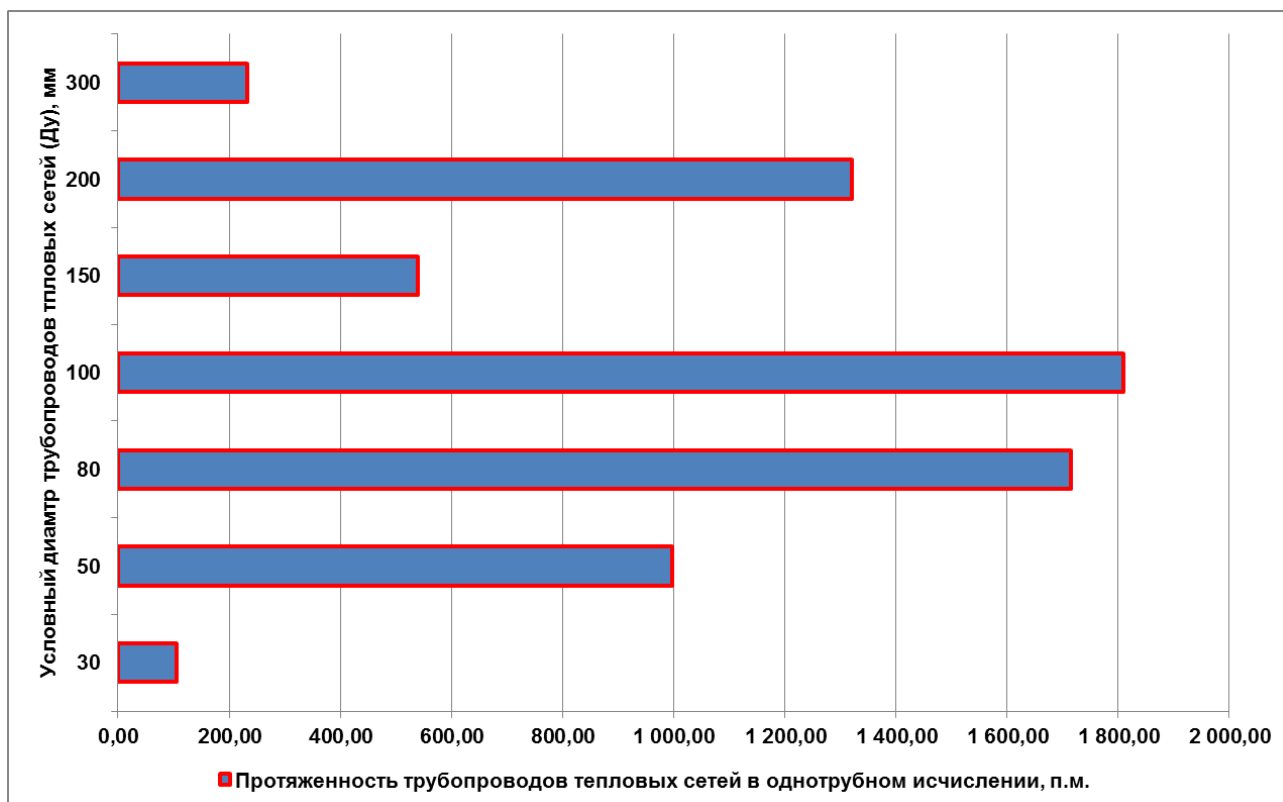


Рисунок 3.21 – Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей ООО «ПСК» по диаметрам

Как следует из рисунка 3.28, по протяженности преобладают трубопроводы с не-большими диаметрами 100 и 80 мм.

В таблице 3.22, на рисунке 3.23 представлено распределение протяженности трубопроводов и их материальной характеристики по способам прокладки.

Таблица 3.23 – Распределение протяженности и материальной характеристики трубопроводов тепловых сетей Стерлитамакского РТС по способам прокладки

Тип прокладки трубопроводов тепловых сетей	Протяженность трубопроводов тепловых сетей в однострунном 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

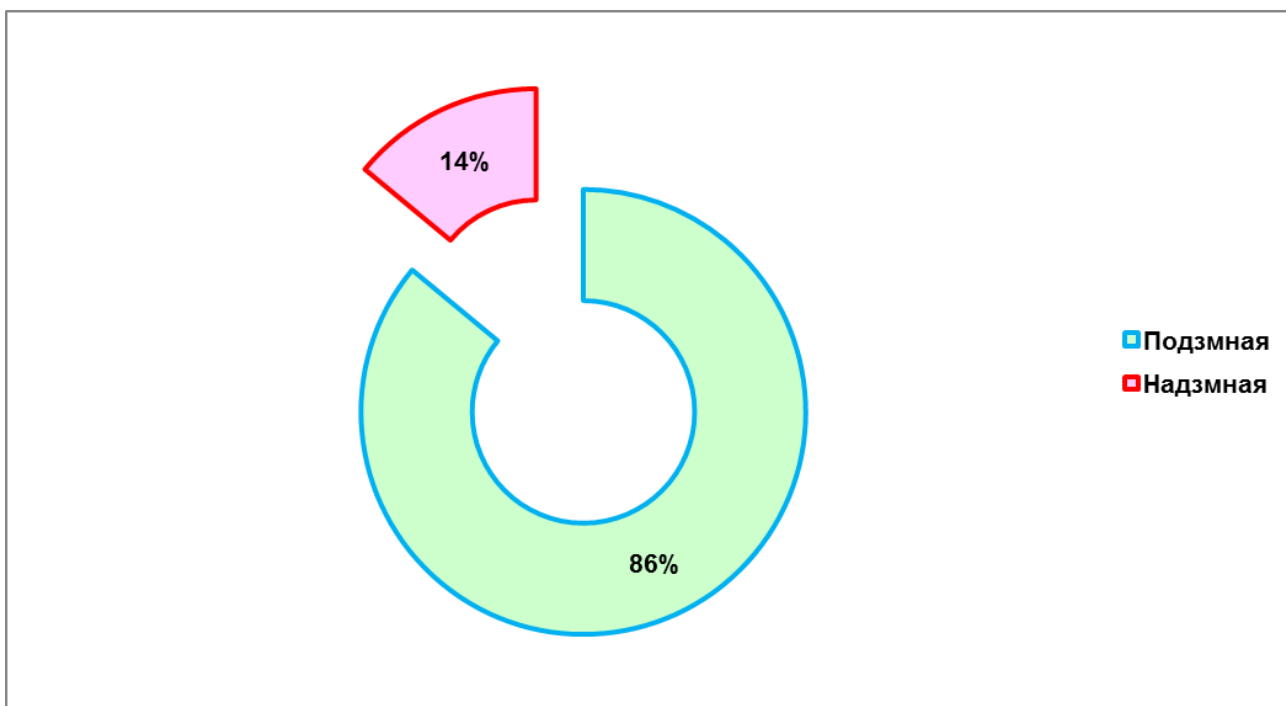


Рисунок 3.22 – Соотношение протяженности трубопроводов тепловых сетей ООО «ПСК» надземной и подземной прокладки

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 Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

Карты (схемы) тепловых сетей в зоне действия котельной ООО «ПСК» приведены в электронной модели систем теплоснабжения.

3.4.3 Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

Тепловые пункты и насосные станции в зоне действия ООО «ПСК» отсутствуют.

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 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности. Фактические температурные режимы отпуска тепла и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети

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 и пьезометрические графики 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 года (актуализация на 2022 год). Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения». Приложение 4 «Существую-

щие гидравлические режимы тепловых сетей» (шифр 80445.ОМ-ПСТ.001.004).

3.4.6 Статистика отказов (аварийных ситуаций) тепловых сетей. Статистика восстановлений тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности 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». Статистика отказов за 2018 -2020 годы не предоставлена.

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

Диагностику состояния тепловых сетей ООО «ПСК» выполняет работники технической диагностики.

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 технической диагностики.

При выполнении капитальных, текущих и аварийных ремонтов ООО «ПСК» 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.

3.4.8 Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей

Данные по испытаниям тепловых сетей ООО «ПСК» за 2018 – 2020 годы не предоставлены.

3.4.9 Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям

Данные по нормативным и фактическим потерям в тепловых сетях ООО «ПСК» не предоставлены.

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

Предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей за период с 2015 по 2020 годы выдано не было.

3.4.11 Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям

Система централизованного теплоснабжения МК-6 закрытая, абоненты в основном подключены по зависимой схеме с узлом смешения на ИТП домов.

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

В настоящее время у 12 абонентов (порядка 80% по тепловой нагрузке) ООО «ПСК» установлены приборы учета.

3.4.13 Анализ работы диспетчерских служб и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи

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

3.4.14 Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

Централизованные тепловые пункты и насосные станции в эксплуатации ООО «ПСК» отсутствуют.

3.4.15 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Защита тепловых сетей ООО «ПСК» от превышения давления отсутствует.

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

Бесхозяйные тепловые сети отсутствуют.

3.4.17 Данные энергетических характеристик тепловых сетей

Сведения по энергетическим характеристикам тепловых сетей отсутствуют.

3.5 Описание изменений в характеристиках тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

За 2020 год в характеристиках тепловых сетей БашРТС-Стерлитамак произошли следующие изменения:

- Были введены участки тепловых сетей в микрорайоне «Прибрежный» (кв.11) – 615 п.м. и т/сетей микрорайона в границах улиц Волочаевская, Добролюбова, Николаева (кв.12) – 474 п.м согласно приказа №590 от 14.10.2020г.

На тепловых сетях АО «СРТС»:

- Введен участок протяженностью 43 м в однострубно́м исчислении.

В характеристиках тепловых сетей ООО «ПСК» существенных изменений не произошло.

4 ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ 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.

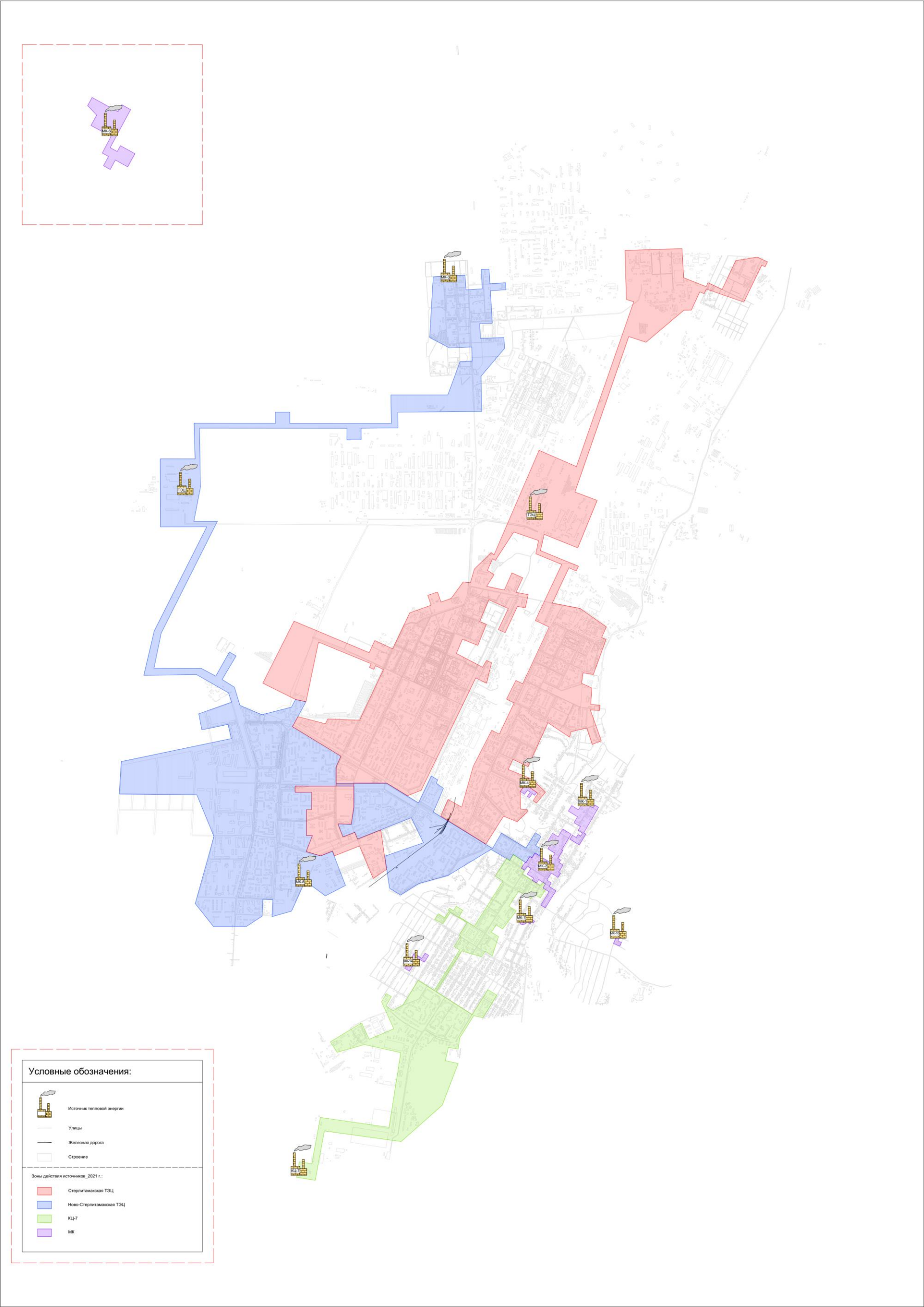


Рисунок 4.1 – Зоны действия источников тепловой энергии на территории городского округа город Стерлитамак

4.2 Зоны действия котельных ООО «БашРТС»

Зоны действия котельных «БашРТС-Стерлитамак» филиала ООО «БашРТС» представлены на рисунке 4.1.

Таблица 4.1 – Перечень котельных ООО «БашРТС»

№ п/п	Наименования источников в системе теплоснабжения
1	КЦ-7 - Гоголя ул., 134
2	МК-1 - Карла Маркса ул., 151
3	МК-2 - Комсомольская ул., 84
4	МК-3 - Бородина ул., 3А
5	МК-4 - Нагуманова ул., 56
6	МК-7 - Карла Маркса ул., 54
7	МК-8 - Коммунистическая ул., 97
8	МК-10 - Юлиуса Фучика ул., 1
9	МК-14 - Полевая ул., 138

4.3 Зона действия котельной ООО «ПСК»

Зона действия МК-6 ООО «ПСК» представлена на рисунке 4.1.

4.4 Определение эффективного радиуса теплоснабжения

Радиус эффективного теплоснабжения - максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

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 пред-

ставлены 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:

$$S = b + \frac{30 \times 10^8 \varphi}{R^2 \Pi} + \frac{95 \times R^{0,86} B^{0,26} s}{\Pi^{0,62} H^{0,19} \Delta \tau^{0,38}},$$

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:

$$R_{\text{э}} = 563 \cdot \left(\frac{\varphi}{s} \right)^{0,35} \cdot \frac{H^{0,07}}{B^{0,09}} \cdot \left(\frac{\Delta \tau}{\Pi} \right)^{0,13}$$

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 - Техническая ул., 10	6,695	5,617
2	Ново-Стерлитамакская ТЭЦ - Техническая ул., 34	7,549	7,213
3	КЦ-7 - Гоголя ул., 134	6,851	5,504
4	МК-1 - Карла Маркса ул., 151	1,143	0,490
5	МК-2 - Комсомольская ул., 84	1,610	0,683
6	МК-6 - Шахтау мкр.	1,948	0,550
7	МК-7 - Карла Маркса ул., 54	0,254	0,242
8	МК-10 - Юлиуса Фучика ул., 1	0,286	0,150
9	МК-14 - Полевая ул., 138	0,595	0,356

5 ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ

5.1 Значения спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии

Подробные сведения о потреблении тепловой энергии потребителями городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан при расчетных температурах наружного воздуха представлены в приложении 1 к данной Главе, суммарные значения по источникам тепловой энергии – в разделе 5.4.

Сведения о потреблении тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха представлены в Приложении 1.

5.2 Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

Значения расчетных тепловых нагрузок в горячей воде по источникам тепловой энергии приведены в разделе 5.6.

5.3 Описание случаев и 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).

5.4 Величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом

Потребление тепловой энергии за отопительный период и за год в целом представлено в Приложении 1.

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 пред-

ставлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1– 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 оС.

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 5.2, нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению на общедомовые нужды показаны в таблице 5.3.

Таблица 5.2 – 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 горячего водоснабжения
1.	Многokвартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами сидячими длиной 1200 мм с душем	3,131
2.	Многokвартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1500 - 1550 мм с душем	3,186
3.	Многokвартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1650 - 1700 мм с душем	3,24
4.	Многokвартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами без душа	1,649
5.	Многokвартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душем	2,582
6.	Многokвартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами сидячими длиной 1200 мм с душем	X
7.	Многokвартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами длиной 1500 - 1550 мм с душем	X
8.	Многokвартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами длиной 1650 - 1700 мм с душем	X
9.	Многokвартирные 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 водоснабжения
(в ред. Постановления Государственного комитета РБ по тарифам от 14.06.2017 N 89)		
10.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами	X
11.	Многоквартирные и жилые дома без водонагревателей с водопроводом и канализацией, оборудованные раковинами, мойками и унитазами	X
12.	Многоквартирные и жилые дома без водонагревателей с централизованным холодным водоснабжением и водоотведением, оборудованные раковинами и мойками	X
13.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, без централизованного водоотведения, оборудованные умывальниками, мойками, унитазами, ваннами, душами	X
14.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, без централизованного водоотведения, оборудованные умывальниками, мойками, унитазами	X
15.	Многоквартирные 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 5.3 – 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.	Многоквартирные 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.	Многоквартирные 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.	Многоквартирные 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.	Многоквартирные 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			

5.6 Значения тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения

Значения тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения на конец 2020 года определены из договорных тепловых нагрузок на конец 2019 года принятых в утвержденной схеме теплоснабжения городского округа город Стерлитамак, с учетом тепловых нагрузок подключенных и отключенных абонентов.

5.6.1 Значения договорных тепловых нагрузок, подключенных к источнику комбинированной выработки тепловой и электрической энергии города Стерлитамак

Суммарная расчётная договорная тепловая нагрузка в горячей воде 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 2020 года составляет 744,93 Гкал/ч, в т.ч.:

- тепловая нагрузка отопления и вентиляции – 642,98 Гкал/ч;
- тепловая нагрузка ГВС – 101,95 Гкал/ч.

Тепловая договорная нагрузка в паре промышленных параметров 390,36 Гкал/ч.

5.6.2 Значения договорных тепловых нагрузок, подключенных к КЦ-7 БашПТС-Стерлитамак

Суммарная расчётная договорная тепловая нагрузка в горячей воде потребителей (рассчитанная на температуру наружного воздуха, равную расчетной температуре на отопление), подключенных к основной котельной КЦ-7, по состоянию на конец 2020 года составляет 99,45 Гкал/ч, в т.ч.:

- тепловая нагрузка отопления и вентиляции – 83,82 Гкал/ч;
- тепловая нагрузка ГВС – 15,63 Гкал/ч.

Суммарные расчётные договорные тепловые нагрузки потребителей (рассчитанная на температуру наружного воздуха равную расчетной температуре на отопление),

подключенных к малым котельным КЦ-7 по состоянию на конец 2020 года составляет 10,42 Гкал/ч, в т.ч.:

- тепловая нагрузка отопления и вентиляции – 8,75 Гкал/ч;
- тепловая нагрузка ГВС – 0,62 Гкал/ч;
- паровая тепловая нагрузка – 1,05 Гкал/ч.

Суммарные расчетные договорные тепловые нагрузки потребителей, подключенных к малым котельным КЦ-7 на конец 2020 года представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Суммарные расчетные договорные тепловые нагрузки потребителей, подключенных к котельным АО «СРТС» в 2020 году, Гкал/ч

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Присоединенная тепловая нагрузка 2020 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	2,74	0,17		2,91
2	Малая котельная № 2 АО «СРТС», г. Стерлитамак, ул. Комсомольская, 84	4,49	0,32		4,81
3	Малая котельная № 3 АО «СРТС», г. Стерлитамак, ул. Бородин, 3а	0,44	0,06		0,50
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	0,08			0,08
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	0,86	0,07		0,92
Итого		8,75	0,62	1,05	10,42

5.6.3 Значения договорных тепловых нагрузок, подключенных к 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 2018 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.

5.7 Сравнение величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии

5.7.1.1. *Определение фактических тепловых нагрузок Стерлитамакской ТЭЦ*

Анализ фактического теплопотребления в горячей воде за 2020 год в целом, приведен для тепловых выводов СтТЭЦ, оснащенных узлами коммерческого учета:

- ТМ-1 «Город»
- ТМ-3 «Город»;
- ТМ-13 «Строймаш».

Анализ проводился на основании данных об отпуске тепловой энергии в сеть, за 2020 год в целом.

Среднесуточная температура наружного воздуха в отопительный период 2020 года в среднем изменяется в диапазоне от плюс 16,5 до минус 22 °С. Минимальная температуры наружного воздуха, наиболее близкая к расчетному значению, наблюдалась 20.12.2020 и составила минус 22,0 °С. Средняя температура самой холодной пятидневки в 2020 году составила минус 19,7 °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 темпе-

ратуры 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;
- теплотребление 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 – суточный отпуск тепловой энергии. По отображенным данным находят приближенную функциональную линейную зависимость, причем для ее построения используются не все данные, а только те, которые входят в выбранный диапазон температур наружного воздуха с исключенной зоной срезки и зоной спрямления температурного графика. Часовой отпуск тепловой энергии при расчетной температуре наружного воздуха, применяемой для проектирования систем отопления, определялся подстановкой значения указанной температуры в найденную линейную зависимость и делением полученного значения на 24.

Все данные по среднему за сутки часовому отпуску тепловой энергии в сети за отопительный период 2020 года и полученные линейные зависимости по выводам станции представлены на рисунках 5.1 - 5.3.

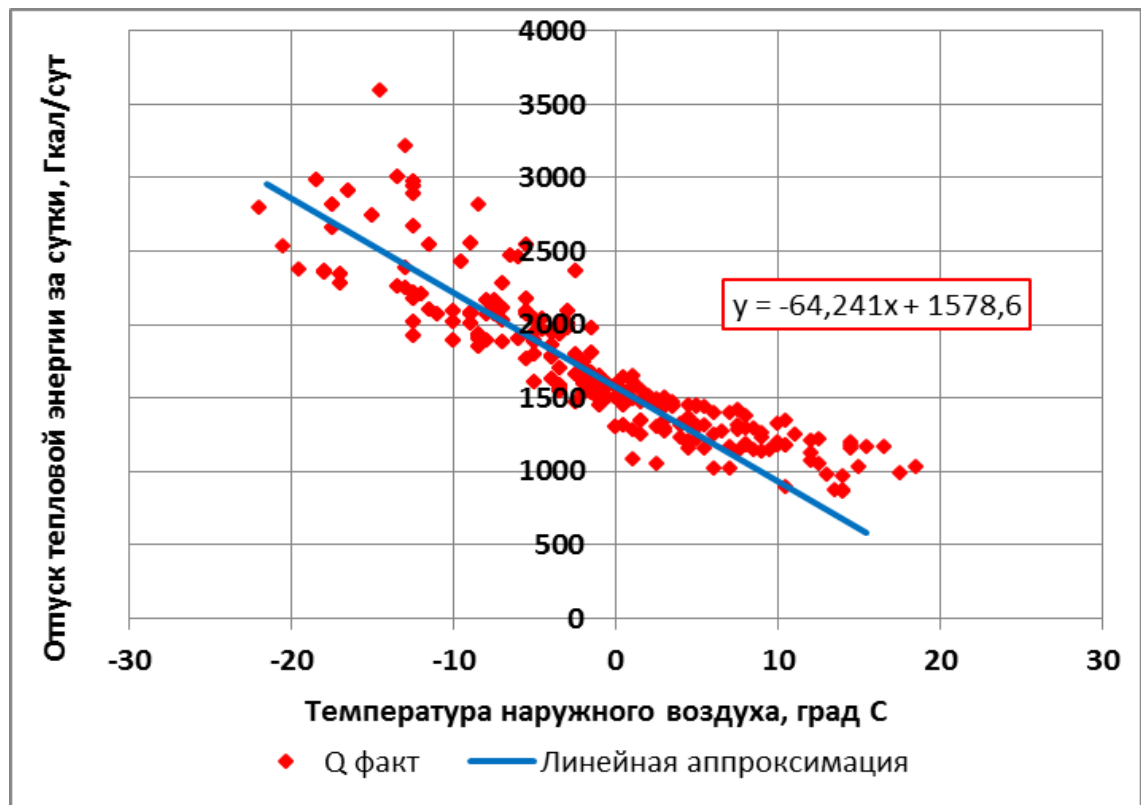


Рисунок 5.1 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2020 году по выводу ТМ-1 «Город»

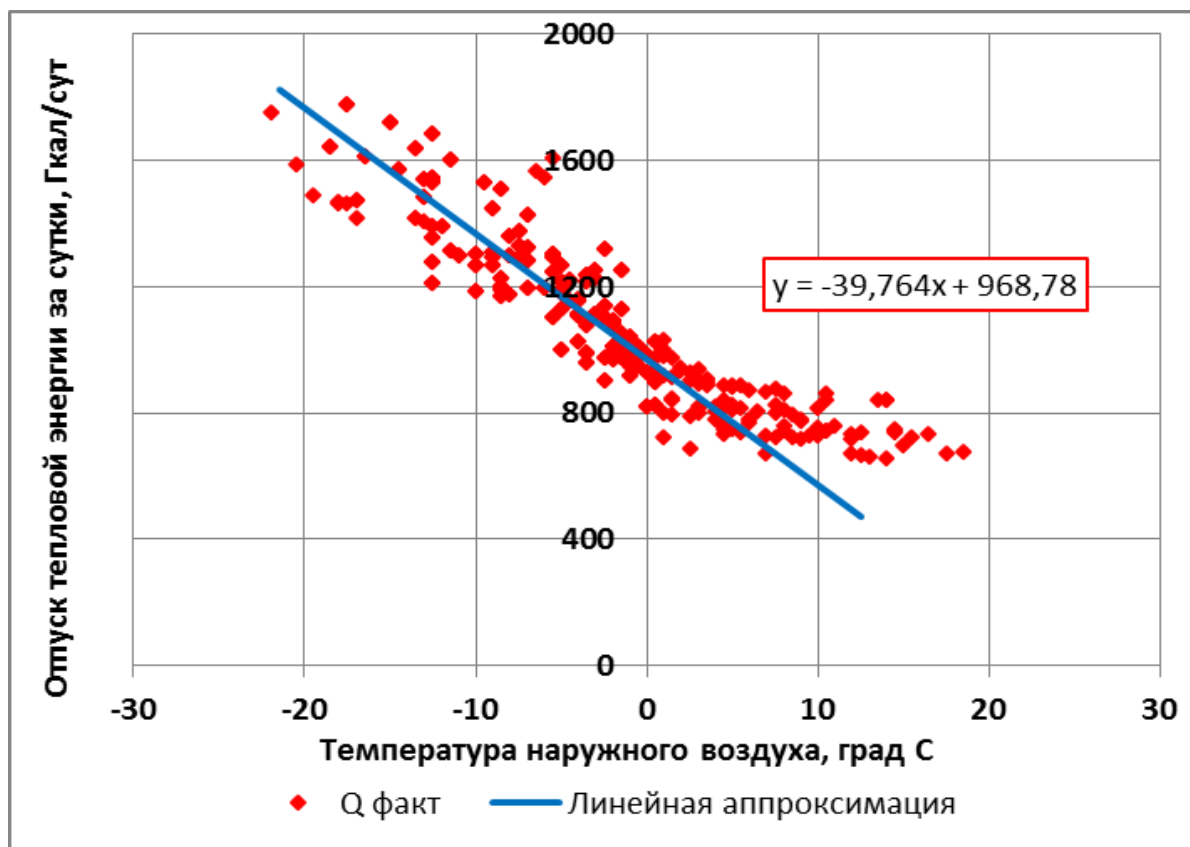


Рисунок 5.2 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2020 году по выводу ТМ-3 «Город»

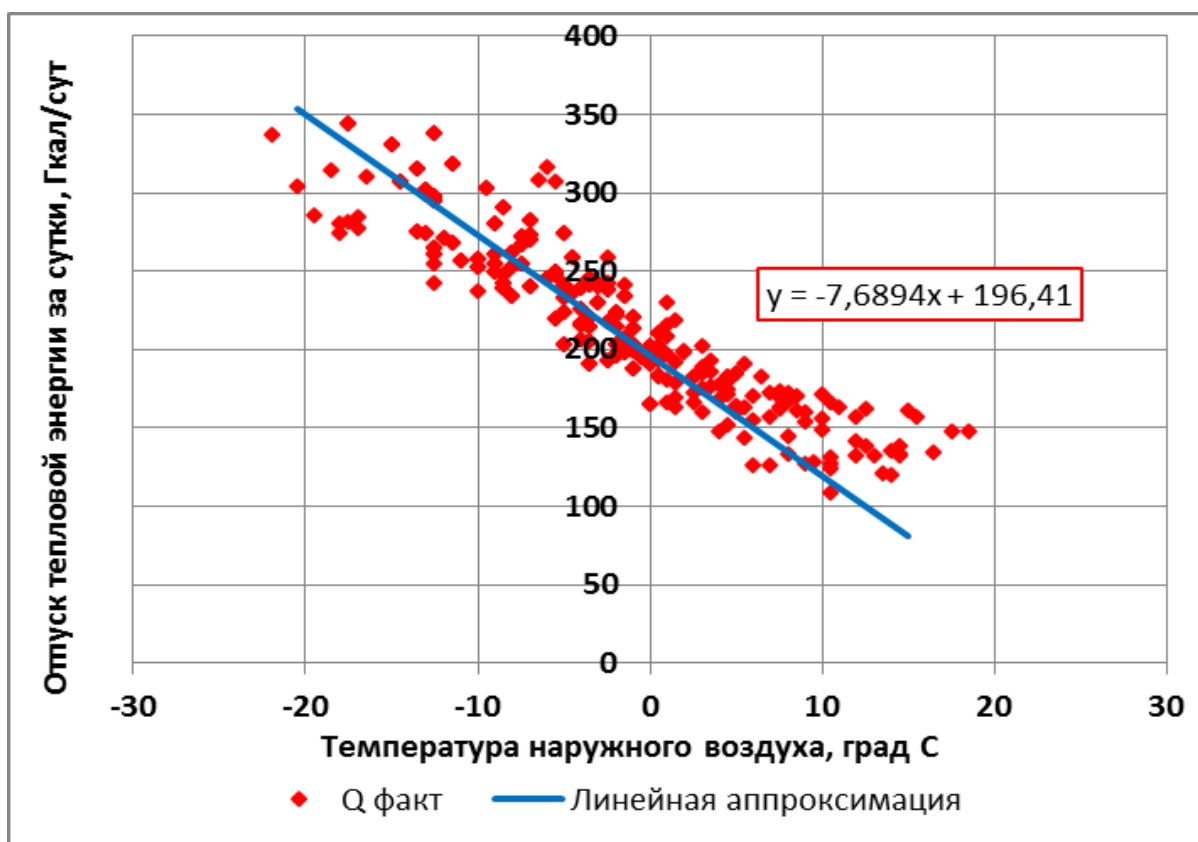


Рисунок 5.3 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2020 году по выводу ТМ-13 «Строймаш»

Анализ полученных данных показывает, регулирование отпуска тепловой энергии в зависимости от температуры наружного воздуха осуществлялось в диапазоне температур от минус 15 до 1 °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 1 °С. В связи с этим для построения аппроксимирующих зависимостей были использованы данные из диапазона температур от минус 15 до 1 °С.

Результаты расчетов фактической тепловой нагрузки на коллекторах СтТЭЦ представлены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Фактическая тепловая нагрузка на коллекторах СтТЭЦ

Вывод	Максимальный фактический отпуск на коллекторах в отопительный период 2020 года, Гкал/ч
ТМ-1 «Город»	159,46
ТМ-3 «Город»	98,36
ТМ-13 «Строймаш»	19,40
Всего по СтТЭЦ	277,2

5.7.1.2. Определение фактических тепловых нагрузок Ново-Стерлитамакской ТЭЦ

Анализ фактического теплопотребления в горячей воде за 2020 год в целом, приведен для тепловых выводов Н-СтТЭЦ, оснащенных узлами коммерческого учета:

- 1 – ТМ-8 «Город»;
- 2 – ТМ-9 «Каустик»;
- 3 – пар на АО «БСК»;
- 4 – пар на ИП Анохин И. В.

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 2020 год и полученные линейные зависимости по выводам станции представлены на рисунках 5.4 - 5.7.

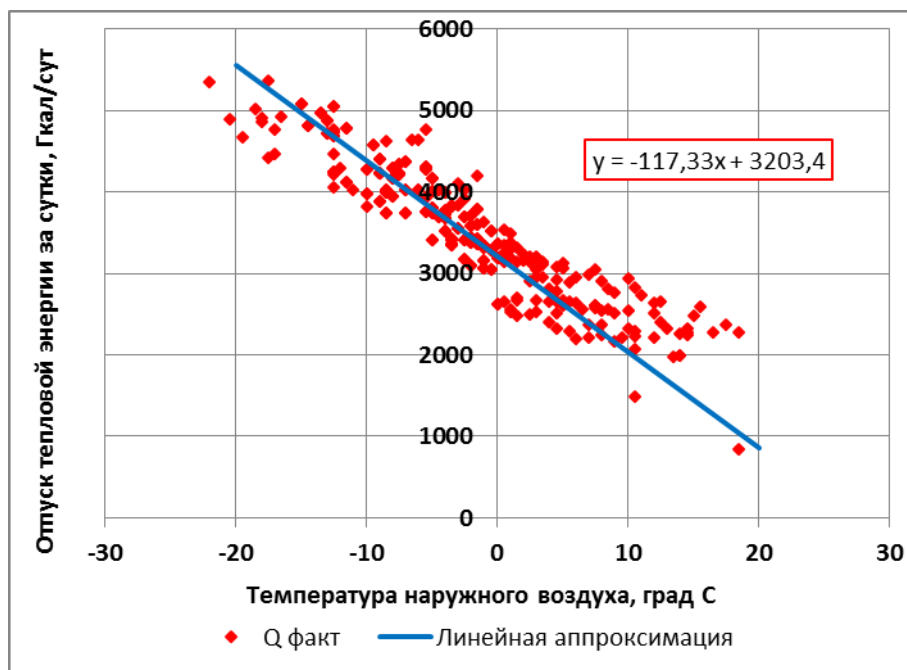


Рисунок 5.4 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2020 году по выводу ТМ-8 «Город»

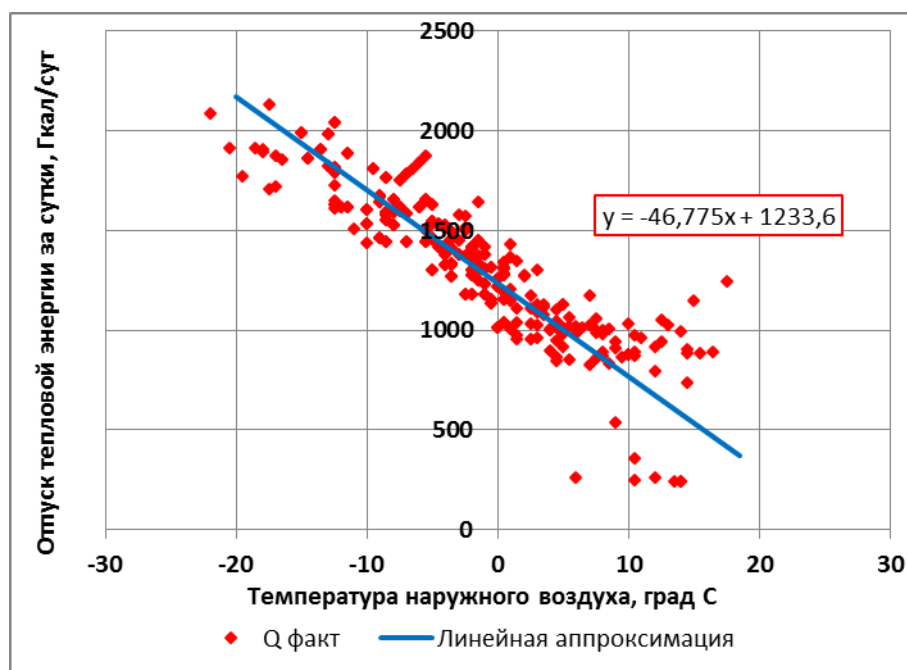


Рисунок 5.5 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2020 году по выводу ТМ9 «Каустик»

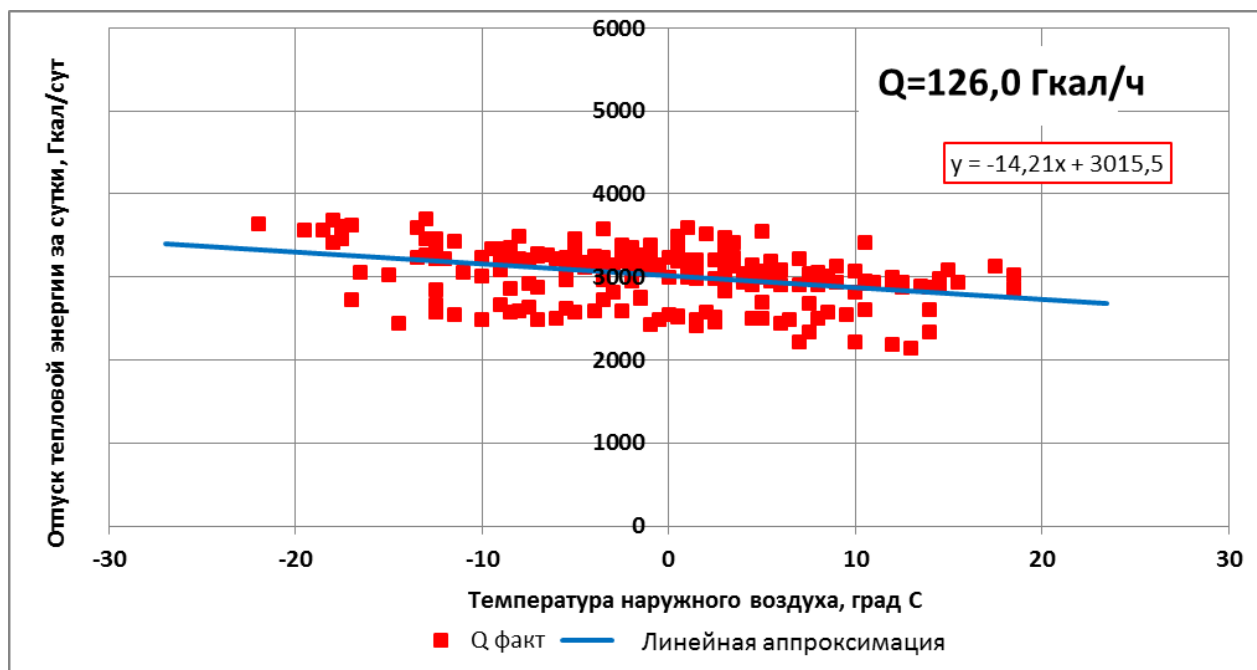


Рисунок 5.6 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2020 году (пар на АО «БСК»)

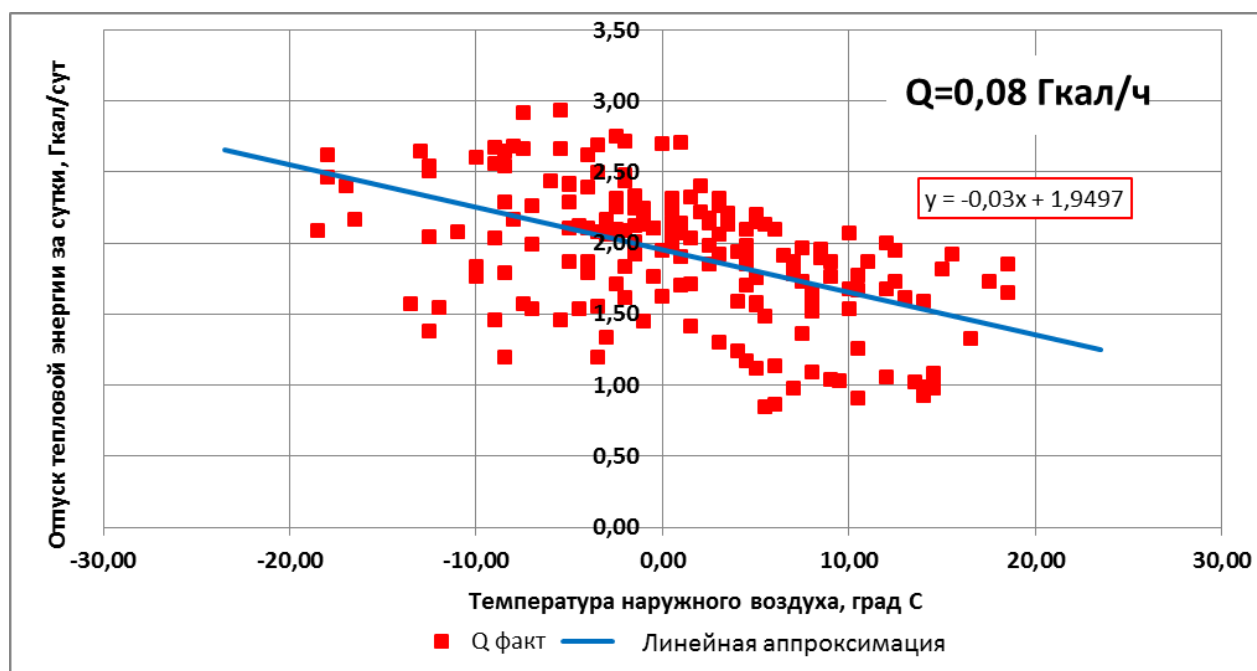


Рисунок 5.7 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2020 году (пар на ИП Анохин И. В.)

Анализ полученных данных показывает, что регулирование отпуска тепловой энергии в зависимости от температуры наружного воздуха осуществлялось в диапазоне температур от минус 15 до 0,5 °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 1 °С. В связи с этим для построения аппроксимирующих зависимостей были использованы данные из диапазона температур от минус 15 до 0,5 °С.

Результаты расчетов фактической тепловой нагрузки на коллекторах Н-СтТЭЦ представлены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Фактическая тепловая нагрузка на коллекторах Н-СтТЭЦ

Вывод	Максимальный фактический отпуск на коллекторах в отопительный период 2020 года, Гкал/ч
ТМ-8 «Город»	304,58
ТМ-9 «Каустик»	119,61
АО «БСК» (пар)	126,02
ИП Анохин И.В. (пар)	0,08
Всего Н-СтТЭЦ	550,2

5.7.1.3. Определение фактических тепловых нагрузок КЦ-7 ООО «БашРТС»

Анализ фактического теплопотребления в горячей воде за 2020 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 2020 год и полученная линейная зависимость по выводу станции представлена на рисунке 5.8.

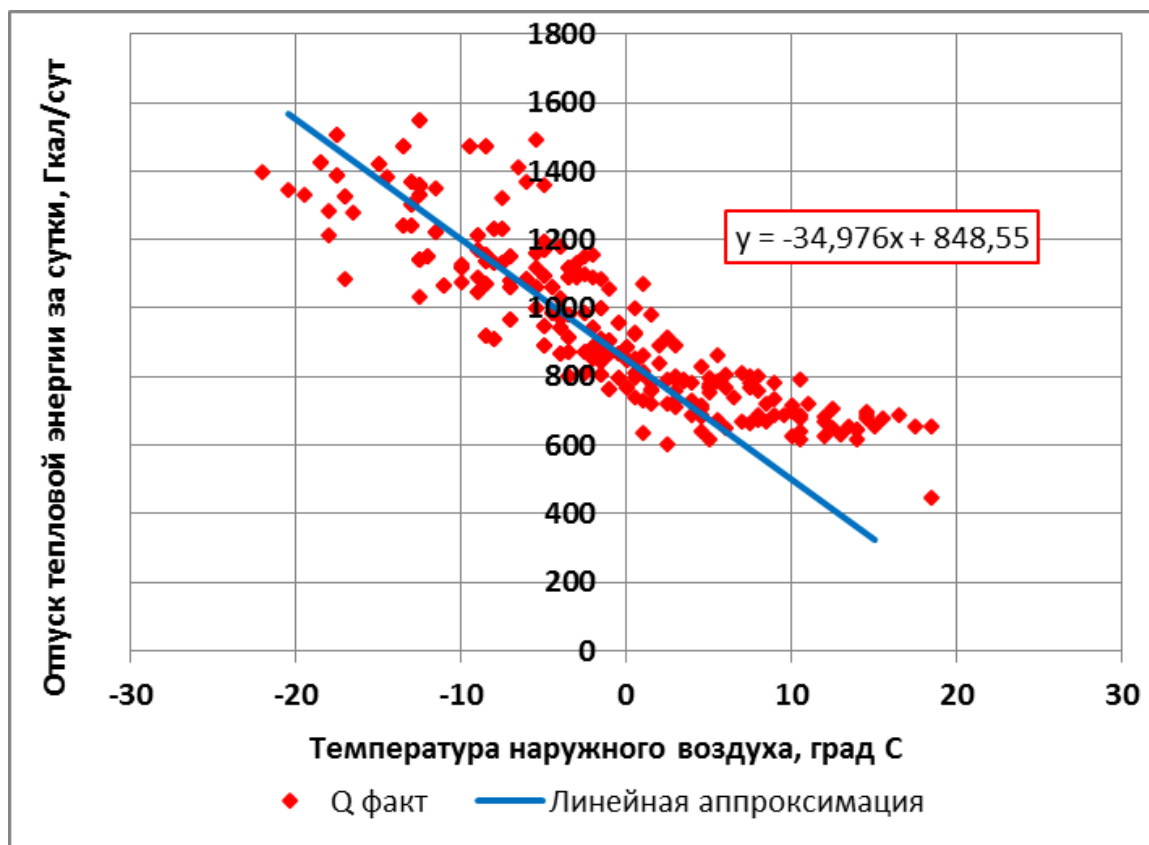


Рисунок 5.8 – Определение фактического отпуска тепловой энергии в 2020 году по выводу ТМ-11 «Город»

Результаты расчетов фактической тепловой нагрузки на коллекторах КЦ-7 представлены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Фактическая тепловая нагрузка на коллекторах КЦ-7

Вывод	Максимальный фактический отпуск на коллекторах в отопительный период 2020 года, Гкал/ч
ТМ-11 «Город»	86,36

5.8 Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Изменения тепловых нагрузок в горячей воде, за период, прошедший с утверждения актуализированной на 2021 год схемы теплоснабжения, приходятся на СтТЭЦ, площадку Н-СтТЭЦ и основную котельную КЦ-7. Суммарный прирост тепловой нагрузки, с учетом сноса составил 5,06 Гкал/ч, при среднечасовой нагрузке ГВС.

Паровая нагрузка СтТЭЦ, Н-СтТЭЦ и котельные КЦ-7 в 2020 году снизились, по сравнению с 2019 годом, на 16,04 Гкал/ч.

Изменение тепловых нагрузок в горячей воде на основные источники теплоснабжения с момента утверждения предыдущей схемы теплоснабжения приведено в таблице 5.7.

Таблица 5.8 – Изменение тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, Гкал/ч

Источник теплоснабжения	Договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Фактическая тепловая нагрузка в горячей воде на коллекторах
Тепловые нагрузки на 2017 года		
Стерлитамакская ТЭЦ	308,92	298,46
Ново-Стерлитамакская ТЭЦ	421,80	429,15
Основная котельная КЦ-7	104,83	88,58
ИТОГО:	835,55	816,19
Тепловые нагрузки на 2018 года		
Стерлитамакская ТЭЦ	308,84	298,30
Ново-Стерлитамакская ТЭЦ	429,26	437,14
Основная котельная КЦ-7	106,43	90,34
ИТОГО:	844,53	825,78
Тепловые нагрузки на 2019 года		
Стерлитамакская ТЭЦ	309,95	275,71
Ново-Стерлитамакская ТЭЦ	430,72	420,02
Основная котельная КЦ-7	98,63	88,25
ИТОГО:	839,30	783,98
Тепловые нагрузки на 2019 года, предлагаемые для дальнейшего использования		
Стерлитамакская ТЭЦ	309,95	299,57
Ново-Стерлитамакская ТЭЦ	430,72	438,80
Основная котельная КЦ-7	98,63	81,48
ИТОГО:	839,30	819,84
Тепловые нагрузки на 2020 года		
Стерлитамакская ТЭЦ	311,36	277,2

Источник теплоснабжения	Договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Фактическая тепловая нагрузка в горячей воде на коллекторах
Ново-Стерлитамакская ТЭЦ	433,57	424,19
Основная котельная КЦ-7	99,45	86,36
ИТОГО:	844,38	787,77
Тепловые нагрузки на 2020 года, предлагаемые для дальнейшего использования		
Стерлитамакская ТЭЦ	311,36	300,98
Ново-Стерлитамакская ТЭЦ	433,57	441,65
Основная котельная КЦ-7	99,45	82,3
ИТОГО:	844,38	824,93

Как видно из таблицы 5.7 фактические тепловые нагрузки на 2020 года, рассчитанные по данным архива приборов учета, значительно ниже (более чем на 5%) фактических тепловых нагрузок 2018 года. В связи с чем, предлагается для дальнейшей разработки перспективных тепловых балансов использовать фактические тепловые нагрузки 2018 года с учетом тепловых нагрузок абонентов подключенных и отключенных в 2019 и 2020 годах.

6 БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ 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. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь теп- ловой мощности в тепловых сетях и расчетной теп- ловой нагрузки, резервы и дефициты тепловой мощ- ности нетто 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 с учетом тепловых нагрузок подключенных и отключенных абонентов. 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 2020 год, для сравнения в таблице оставлен 2017, 2018 и 2019 годы.

Указанные балансы установленной тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Тепловой баланс СтТЭЦ за 2017 ÷ 2020 годы, Гкал/ч

Наименование показателя	2017	2018	2019	2020
Установленная тепловая мощность, в т.ч.	1 539,00	1 539,00	1 539,00	1 539,00
отборы паровых турбин, в т.ч.	814,00	814,00	814	814
<i>производственных параметров (с учетом противодействия)</i>	<i>546,00</i>	<i>546,00</i>	546	546
<i>отопительных параметров (с учетом противодействия)</i>	<i>268,00</i>	<i>268,00</i>	268	268
РОУ	525,00	525,00	525	525
ПВК	200,00	200,00	200	200
Располагаемая тепловая мощность станции	1 539,00	1 539,00	1 539,00	1 539,00
Располагаемая тепловая мощность ТФУ в горячей воде	480,00	480,00	480,00	480,00
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	26,20	26,40	23,8	31,5
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	9,00	12,00	9	24,1
Потери в тепловых сетях в горячей воде	42,03	41,96	42,19	42,81
Потери в паропроводах	8,85	8,85	8,85	8,85
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	308,92	308,84	309,95	311,36
Вывода на «Город» ТМ-1	184,36	183,77	184,35	185,86
<i>отопление и вентиляция</i>	<i>159,91</i>	<i>159,40</i>	159,74	160,90
<i>горячее водоснабжение</i>	<i>24,45</i>	<i>24,37</i>	24,61	24,97
Вывода на «Город» ТМ-3	102,51	103,02	103,56	103,44
<i>отопление и вентиляция</i>	<i>89,05</i>	<i>89,45</i>	89,78	89,66
<i>горячее водоснабжение</i>	<i>13,46</i>	<i>13,57</i>	13,78	13,78
Вывод "Строймаш" ТМ-13	22,05	22,05	22,05	22,05
<i>отопление и вентиляция</i>	<i>19,54</i>	<i>19,54</i>	19,54	19,54
<i>горячее водоснабжение</i>	<i>2,51</i>	<i>2,51</i>	2,51	2,51
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в т.ч.	298,46	298,30	299,57	300,98
<i>Вывода на «Город» ТМ-1</i>	<i>166,08</i>	<i>165,39</i>	166,05	167,56
<i>Вывода на «Город» ТМ-3</i>	<i>110,18</i>	<i>110,71</i>	111,32	111,21
<i>Вывод "Строймаш" ТМ-13</i>	<i>22,20</i>	<i>22,20</i>	22,20	22,2
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре, в т.ч.	294,90	294,90	259,00	271,77
<i>ОАО "Синтез-Каучук"</i>	<i>232,90</i>	<i>232,90</i>	190,10	187,40
<i>ОАО "СНХЗ"</i>	<i>62,00</i>	<i>62,00</i>	55,50	64,71
<i>АО «БСК»</i>			13,40	19,66
Резерв/дефицит тепловой мощности в горячей воде (по договорной нагрузке)	102,85	102,81	104,06	94,33
Резерв/дефицит тепловой мощности в горячей воде (по фактической нагрузке)	155,34	155,30	156,63	147,52

6.1.1.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто

Анализ таблицы 6.1 показывает, что:

- резерв тепловой мощности в горячей воде при составлении баланса по договорной тепловой нагрузке на СтТЭЦ по состоянию на 2020 год составляет 94,3 Гкал/ч;
- резерв тепловой мощности в горячей воде при составлении баланса по фактической тепловой нагрузке на СтТЭЦ по состоянию на 2020 год составляет 147,5 Гкал/ч.

6.1.1.3. Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю

Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю представлено в документе «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа город Стерлитамак на период до 2033 года (актуализация на 2022 год). Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения». Приложение 4 «Существующие гидравлические режимы тепловых сетей».

6.1.1.4. *Причины возникновения дефицитов тепловой мощности СтТЭЦ и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения*

В утвержденной ранее схеме теплоснабжения по состоянию на 2021 год и в актуализируемом варианте схемы теплоснабжения на 2022 год дефицита располагаемой тепловой мощности на СтТЭЦ не наблюдается

6.1.1.5. *Резервы тепловой мощности нетто и возможности расширения технологической зоны действия СтТЭЦ с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности*

Резерв тепловой мощности по фактической тепловой нагрузке в зоне действия СтТЭЦ, сложившейся к 2020 году, составляет 147,5 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. *Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки, резервы и дефициты тепловой мощности нетто 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 2020 год, для сравнения в таблице оставлены данные 2017, 2018 и 2019 годы.

Указанный баланс установленной тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Тепловой баланс Н-СтТЭЦ, Гкал/ч

Наименование показателя	2020
Установленная тепловая мощность, в т.ч.	1 511,20
отборы паровых турбин, в т.ч.	587,00
<i>производственных параметров (с учетом противодействия)</i>	364,00
<i>отопительных параметров (с учетом противодействия)</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	14,3
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	23,1
Потери в тепловых сетях в горячей воде	71,67
Потери в паропроводах	12,87
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	433,57
<i>Вывода на «Город» ТМ-8</i>	324,89
<i>отопление и вентиляция</i>	264,20
<i>горячее водоснабжение</i>	60,70
<i>Вывод "Каустик" ТМ-9 (сезонная работа)</i>	108,68
<i>отопление и вентиляция</i>	108,68
<i>горячее водоснабжение</i>	
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в т.ч.	441,65
<i>Вывода на «Город» ТМ-8</i>	318,70
<i>Вывод "Каустик" ТМ-9 (сезонная работа)</i>	122,95
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре, в т.ч.	118,59
ОАО "БСК"	118,53
ИП Анохина	0,06
Резерв/дефицит тепловой мощности в горячей воде (по договорной нагрузке)	55,46
Резерв/дефицит тепловой мощности в горячей воде (по фактической нагрузке)	119,05

6.1.2.2. *Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто*

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 2020 год составляет 55,5 Гкал/ч;
- резерв тепловой мощности в горячей воде при составлении баланса по фактической тепловой нагрузке на Н-СтТЭЦ по состоянию на 2020 год составляет 119 Гкал/ч.

6.1.2.3. *Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю*

Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю представлено в документе «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа город Стерлитамак на период до 2033 года (актуализация на 2022 год). Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения». Приложение 4 «Существующие гидравлические режимы тепловых сетей».

6.1.2.4. *Причины возникновения дефицитов тепловой мощности СтТЭЦ и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения*

В утвержденной ранее схеме теплоснабжения актуализированной по состоянию на 2021 год и в актуализируемом варианте схемы теплоснабжения на 2022 год дефицита располагаемой тепловой мощности на Н-СтТЭЦ не наблюдается.

6.1.2.5. *Резервы тепловой мощности нетто и возможности расширения технологической зоны действия СтТЭЦ с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности*

Резерв тепловой мощности по фактической тепловой нагрузке в зоне действия Н-СтТЭЦ, сложившейся к 2020 году, составляет 119 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*

6.2.1 *Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия основной котельной котельного цеха №7 (КЦ-7) ООО «БашРТС»*

6.2.1.1. *Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки, резервы и дефициты тепловой мощности нетто основной котельной КЦ-7*

Балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки КЦ-7 составлены на основании данных об установленной и располагаемой тепловой мощ-

ности котельной 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 2017, 2018, 2019 и 2020 годы приведены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки КЦ-7 в 2017 ÷ 2020 годах, Гкал/ч

Наименование показателя	2017	2018	2019	2020
Установленная тепловая мощность, в т.ч.	387,64	387,64	387,64	387,64
- в горячей воде	332,75	332,75	332,75	332,75
Располагаемая тепловая мощность, в т.ч.:	387,64	387,64	387,64	387,64
- в горячей воде	330,20	330,20	330,20	330,2
Затраты тепла на собственные нужды котельной, в т.ч.:	4,62	4,67	4,04	4,08
- в горячей воде	3,69	3,74	3,11	3,15
- в паре	0,93	0,93	0,93	0,93
Потери в тепловых сетях, в т.ч.	22,43	22,59	20,45	22,64
- в водяных тепловых сетях	21,66	21,82	19,68	22,64
- в паропроводах	0,77	0,77	0,77	
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.:	104,83	106,43	98,63	99,45
- на отопление и вентиляцию	89,29	90,66	83,16	83,82
- на ГВС	15,54	15,78	15,47	15,63
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде на коллекторах котельной	88,58	90,34	81,48	82,3
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	6,40	6,40	1,40	
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре на коллекторах котельной	0,88	0,88	0,88	
Резерв/дефицит тепловой мощности в горячей воде по договорной нагрузке	200,02	198,20	208,78	204,96
Резерв/дефицит тепловой мощности в горячей воде по фактической нагрузке	237,93	236,12	245,61	244,75
Суммарный резерв/дефицит тепловой мощности по договорной нагрузке	249,36	247,54	263,12	261,47
Суммарный резерв/дефицит тепловой мощности по фактической нагрузке	292,66	291,75	301,24	301,26
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	226,51	226,46	227,09	227,05
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного котла	79,23	80,44	73,46	74,06

6.2.1.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто

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 2020 год составляет 205 Гкал/ч;
- резерв тепловой мощности в горячей воде при составлении баланса по фактической тепловой нагрузке на КЦ-7 по состоянию на 2012 год составляет 244,8 Гкал/ч.

6.2.1.3. *Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю*

Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю представлено в документе «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа город Стерлитамак на период до 2033 года (актуализация на 2022 год). Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения». Приложение 4 «Существующие гидравлические режимы тепловых сетей».

6.2.1.4. *Причины возникновения дефицитов тепловой мощности котельной и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения*

В утвержденной ранее схеме теплоснабжения по состоянию на 2021 год и в актуализируемом варианте схемы теплоснабжения на 2022 года дефицита располагаемой тепловой мощности на КЦ-7 не наблюдается.

6.2.1.5. Резервы тепловой мощности нетто и возможности расширения технологической зоны действия котельных с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности

Резерв тепловой мощности по фактической тепловой нагрузке в зоне действия КЦ-7, сложившейся к 2021 году, составляет 244,8 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 котельного цеха № 7 (КЦ-7) ООО «БашРТС»

6.2.2.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки, резервы и дефициты тепловой мощности нетто котельных

В таблице 6.4 приведены балансы установленной тепловой мощности и договорной присоединенной тепловой нагрузки потребителей малых котельных КЦ-7.

Балансы составлены по договорной тепловой нагрузке по причине отсутствия информации о фактической тепловой нагрузке.

Таблица 6.4 – Балансы установленной тепловой мощности и договорной присоединенной тепловой нагрузки потребителей малых котельных КЦ-7, Гкал/ч

№ п/п	Наимено- вание ко- тельной	Адрес котельной	Установлен- ная мощность	Располагае- мая тепловая мощность	Расчетное потребление тепловой мощности на собствен- ные нужды	Тепловая мощ- ность нетто	Потери в тепло- вых се- тях	Тепловая нагрузка, Гкал/ч		Резерв (+)/ дефицит (-) тепловой мощности по договорной тепловой нагрузке
								в горя- чей воде	в па- ре	
1	МК-1	г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 151	5,16	5,16	0,023	5,14	0,54	2,91		1,69
2	МК-2	г. Стерлитамак, ул. Комсо- мольская, 84	10	10	0,117	9,88	1,61	4,81		3,46
3	МК-3	г. Стерлитамак, ул. Бородина, 3а	1,29	1,29	0,002	1,29	0,04	0,50		0,75
4	МК-4	г. Стерлитамак, ул. Нагума- нова, 56	0,65	0,65	0,000	0,65	0,09		0,42	0,14
5	МК-7	г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 54	1,17	1,17	0,001	1,17	0,04	0,08		1,05
6	МК-8	г. Стерлитамак, ул. Коммуни- стическая, 97	1,3	1,3	0,094	1,21	0,14		0,63	0,44
7	МК-10	г. Стерлитамак, ул. Фучика, 1	1,17	1,17	0,001	1,17	0,04	0,14		0,99
8	МК-14	г. Стерлитамак, ул. Полевая, 138	1,76	1,76	0,010	1,75	0,36	0,92		0,47
ИТОГО			22,5	22,5	0,25	22,25	2,86	9,37	0,85	8,98

Анализ таблицы 6.4 показывает, что:

- суммарная располагаемая и установленная тепловые мощности котельных составляют 22,3 Гкал/ч;
 - суммарный резерв тепловой мощности котельных составляет 8,98 Гкал/ч;
- все котельные имеют резерв установленной тепловой мощности.

6.2.2.2. *Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю*

Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя не проводилось.

6.2.2.3. *Причины возникновения дефицитов тепловой мощности котельной и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения*

Дефицита располагаемой тепловой мощности на котельных не наблюдается.

6.2.2.4. *Резервы тепловой мощности нетто и возможности расширения технологической зоны действия котельных с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности*

Резерв тепловой мощности по договорной тепловой нагрузке в зоне действия котельных, сложившейся к 2021 году, составляет 5,65 Гкал/ч. Данный резерв позволяет рассматривать расширение зоны действия котельных за счет подключения перспективной застройки.

6.2.3 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной ООО «ПСК»

6.2.3.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки, резервы и дефициты тепловой мощности нетто котельных

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	2020
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

6.2.3.2. *Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю*

Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя не проводилось.

6.2.3.3. *Причины возникновения дефицитов тепловой мощности котельной и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения*

Дефицит располагаемой тепловой мощности на котельной МК-6 не наблюдается.

6.2.3.4. *Резервы тепловой мощности нетто и возможности расширения технологической зоны действия котельных с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности*

Резерв тепловой мощности по договорной тепловой нагрузке в зоне действия котельный, сложившейся к 2021 году, составляет 4,23 Гкал/ч. Данный резерв позволяет рассматривать расширение зоны действия котельной за счет подключения перспективной застройки.

6.3 Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

За истекший период (2019-2020 г.г.) наблюдается увеличение тепловой нагрузки в зонах действия ТЭЦ и основной котельной КЦ-7 которое составляет 5,06 Гкал/ч, при среднечасовой нагрузке ГВС.

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, МК-14.

Подпитка тепловых сетей МК-2 осуществляется подпиточной водой СтТЭЦ от ЦТП-19.

Подпитка тепловых сетей МК-10 осуществляется сырой водой.

Величины расходы теплоносителя в тепловых сетях ООО «БашРТС» приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Расход теплоносителя в тепловых сетях ООО «БашРТС», тыс. м³

Параметры	2018	2019	2020
Отпуск теплоносителя от теплоисточников ООО «БашРТС», в т.ч.:	58,10	55,74	65,334
отпуск от коллекторов ООО «БашРТС»	7,61	5,06	0,000
отпуск в тепловые сети ООО «БашРТС»	50,49	50,68	65,334
хознужды теплоисточников ООО «БашРТС»	0,00	0,00	0,000
Покупка теплоносителя всего, в т.ч.:	401,25	405,437	413,710
от ООО «БГК»	400,12	405,30	413,710
от ООО «СРТС»,	1,13	0,14	0,000
Отпуск в сети всего	450,61	455,99	479,044
Потери теплоносителя в сетях ООО «БашРТС» фактические, в т.ч.:	324,40	360,19	426,425
нормативные	334,26	372,02	874,384
сверхнормативные	-9,86	-11,83	-447,959
Хознужды тепловых сетей	0,07	0,07	0,041
Полезный отпуск ООО «БашРТС» всего	134,87	100,91	52,578

7.1 Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть

7.1.1 Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в зоне действия СтТЭЦ, Н-СтТЭЦ и котельной КЦ-7

Источником водоснабжения СтТЭЦ, Н-СтТЭЦ 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 ячеях.

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 СтТЭЦ используются грунтовые воды, что не представляется возможным для Н-СтТЭЦ в связи с балансом грунтовой воды. Предварительная очистка воды Н-СтТЭЦ 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 ТЭЦ функционируют водоподготовительный установки 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 220 м³/ч (умягченная вода), в аварийных случаях производительность ВПУ необработанной водой – 600 т/ч (из техни-

ческого водопровода). Производительность водоподготовительной установки подпитки тепловой сети Н-СтТЭЦ составляет 300 м³/ч.

Характеристики водоподготовительной установки подпитки теплосети представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – 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	

Таблица 7.3 – 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	
5	Емкость баков аккумуляторов подпитки теплосети	м ³	1000	
6	Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	35	
7	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч	100	

Водоподготовительная установка (ВПУ) котельных КЦ-7 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 м³/час
- схемы подпитки теплосети (водогрейные котлы типа КВГМ-100-3шт.) - 100 м³/час.

Располагаемая производительность ВПУ соответствует проектной.

Количество и емкости баков запаса воды:

- баки ХОВ в количестве 3 шт. объемом 63 м³;
- баки деаэраторов подпитки т/с: один бак объемом 25 м³, два бака объемом 50 м³.

Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей в зонах действия СтТЭЦ и Н-СтТЭЦ, а также КЦ-7 представлены в таблицах 7.4 и 7.5.

Таблица 7.4 – Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей в зонах действия СтТЭЦ и Н-СтТЭЦ

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020
Стерлитамакская ТЭЦ				
Производительность ВПУ	т/ч	200	200	200
Срок службы	лет	54	55	56
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	100	100	100
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	70,04	70,29	70,54
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	466,94	468,61	470,28
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	129,96	129,71	129,46
Доля резерва	%	64,98	64,85	64,73
Ново-Стерлитамакская ТЭЦ				
Производительность ВПУ	т/ч	400	400	400
Срок службы	лет	41	42	43
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	3	3	3
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	1000	1000	1000
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	97,35	97,68	98,21
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	649,00	651,21	654,76
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	302,65	302,32	301,79
Доля резерва	%	75,66	75,58	75,45

Анализ результатов расчета показывают достаточность производительности ВПУ для подпитки тепловых сетей в зонах действия СтТЭЦ и Н-СтТЭЦ в 2020 году.

Таблица 7.5 – Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей в зоне действия КЦ-7

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020
Производительность ВПУ	т/ч	100	100	100
Срок службы	лет	33	34	35
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	3	3	3
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	63	63	63
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	24,14	24,14	22,55
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	160,93	160,93	150,36
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	75,86	75,86	77,45
Доля резерва	%	75,86	75,86	77,45

Анализ результатов расчета показывают достаточность производительности ВПУ для подпитки тепловых сетей в зоне действия КЦ-7 в 2020 году.

7.1.2 Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в зонах действия котельных «БашРТС-Стерлитамак» ООО «БашРТС»

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 7.6.

Таблица 7.6 – Характеристика ВПУ малых котельных «БашРТС-Стерлитамак»

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	На-катионитовые фильтры	2,8 т/час недеаэрированной водой (бак запаса воды).

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

Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей в зонах действия малых котельных «БашРТС-Стерлитамак» представлены в таблице 7.7.

Таблица 7.7 – Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей в зонах действия малых котельных «БашРТС-Стерлитамак»

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020
МК-1				
Производительность ВПУ	т/ч	7,0	7,0	7,0
Срок службы	лет	14	15	16
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0,00	0,00	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,30	0,30	0,30
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	2,16	2,16	2,16
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	6,70	6,70	6,70
Доля резерва	%	95,65	95,65	95,65
МК-2				
Производительность ВПУ	т/ч	5,5	5,5	5,5
Срок службы	лет	57	58	59
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0,00	0,00	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,50	0,50	0,50
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	5,25	5,25	5,25
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	5,00	5,00	5,00
Доля резерва	%	90,85	90,85	90,85
МК-3				
Производительность ВПУ	т/ч	0,9	0,9	0,9
Срок службы	лет	14	15	16

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0,00	0,00	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,00	0,00	0,00
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	0,00	0,00	0,00
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,90	0,90	0,90
Доля резерва	%	100,00	100,00	100,00
МК-7				
Производительность ВПУ	т/ч	1,3	1,3	1,3
Срок службы	лет	46	47	48
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0,00	0,00	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,01	0,01	0,01
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	0,13	0,13	0,13
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,29	1,29	1,29
Доля резерва	%	99,36	99,36	99,36
МК-10				
Производительность ВПУ	т/ч	0,0	0,0	0,0
Срок службы	лет	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0,00	0,00	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,01	0,01	0,01
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	0,10	0,10	0,10
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	-0,01	-0,01	-0,01
Доля резерва	%	0,00	0,00	0,00
МК-14				

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020
Производительность ВПУ	т/ч	1,3	1,3	1,3
Срок службы	лет	38	39	40
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	5,00	5,00	5,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,09	0,09	0,09
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	0,58	0,58	0,60
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,21	1,21	1,21
Доля резерва	%	93,32	93,32	93,08

7.1.3 Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в зоне действия котельной ООО «ПСК»

Производительность ВПУ, установленной на малой котельной ООО «ПСК» представлена в таблице 7.8.

Таблица 7.8 – Характеристика ВПУ МК-6

Котельная	Способ водоподготовки	Производительность ВПУ, т/ч
МК-6	На-катионитовые фильтры	Производительность подпитывающих устройств – 3,5 т/час недеаэрированной ХОВ.

Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей в зоне действия малой котельной ООО «ПСК» представлены в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей в зоне действия малой котельной ООО «ПСК»

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020
Производительность ВПУ	т/ч	3,5	3,5	3,5
Срок службы	лет	6	7	8
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	0,00	0,00	0,00
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,60	0,60	0,60

Параметр	Единицы измерения	2018	2019	2020
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и недеаэрированной водой)	т/ч	3,98	3,98	3,98
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	2,90	2,90	2,90
Доля резерва	%	82,95	82,95	82,95

7.2 Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения

В соответствии с СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» (актуализированная редакция СНиП 41-02-2003), для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2 % среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели), если другое не предусмотрено проектными (эксплуатационными) решениями. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора источника тепла, аварийную подпитку допускается определять только для одной наибольшей по объему тепловой сети. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения.

7.3 Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Существенные изменения в балансах водоподготовительных установок для системы теплоснабжения ТЭЦ и котельных с учетом реализации планов строитель-

ства, реконструкции и технического перевооружения этих установок в период 2019-2020 годов отсутствуют.

8 ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ

8.1 Топливные балансы и система обеспечения топливом источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии города Стерлитамак

8.1.1 Топливные балансы и система обеспечения топливом Стерлитамакской ТЭЦ

8.1.1.1. Описание видов и количества используемого основного топлива СтТЭЦ

Проектным основным топливом для СтТЭЦ является природный газ. 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 2020 год составила 8176 ккал/м³, теплота сгорания природного газа по месяцам 2020 года представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Теплота сгорания природного газа СтТЭЦ в 2020 году

Месяц	Средняя теплота сгорания, ккал/м ³	Месяц	Средняя теплота сгорания, ккал/м ³
Январь	8 178	Июль	8 185
Февраль	8 185	Август	8 171
Март	8 197	Сентябрь	8 169
Апрель	8 200	Октябрь	8 161
Май	8 176	Ноябрь	8 164
Июнь	8 159	Декабрь	8 169

Величина расходов основного топлива по СтТЭЦ за период с 2014 по 2020 годы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Расход основного и резервного топлива на СтТЭЦ за период 2014 ÷ 2020 годы

Годы	Расход природного газа		Теплота сгорания, ккал/м³	Расход мазута		Теплота сгорания, ккал/кг
	тыс.м³	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
2018	711 540	826 403	8129	2 070	2 571	8 694
2019	669 907	779 529	8147	98	132	9422
2020	682 105	796 686	8176	7 644	10 121	9268

В таблице 8.3 представлен топливный баланс СтТЭЦ за период с 2014 по 2020 годы.

Таблица 8.3 – Топливный баланс СтТЭЦ за 2014 ÷ 2020 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/нм³)	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					
2018 г.											
Газ			711 140	711 140	711 140	826 403			8 129		
Нефтетопливо, в т.ч.		18 214		2 070	2 070	2 571			8 694		
- мазут		18 214		2 070	2 070	2 571					
Итого						828 974					
2019											

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.					
Газ	тыс. м3 (т у.т.)		669 947	669 907	669 907	779 529	40	0	8 147		
Нефтетопливо, в т.ч:	т н.т. (т у.т.)	13 350	2900	98	98	132		16332	9 422		
- мазут	т н.т. (т у.т.)	13 350	2900	98	98	132		16332	9 422		
Итого	т у.т.					779 660					
2020											
Газ	тыс. м3 (т у.т.)		682 105	682 105	682 105	796 686			8 174		
Нефтетопливо, в т.ч:	т н.т. (т у.т.)	16332	5007	7 644	7 644	10 121			9 268		
- мазут	т н.т. (т у.т.)	16332	5007	7 644	7 644	10 121			9 268		
Итого	т у.т.					806 807					

Из приведенной выше таблицы следует, что потребление топлива в период 2014 ÷ 2020 годов оставалось на уровне 856 ÷ 780 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 5 лет в период 2014 ÷ 2020 годов составил около 99,2% от общего расхода топлива, мазут – 0,8%, а в 2019 году газ составил 99,9% от общего расхода топлива, мазут – 0,01% .

8.1.1.2. Описание видов резервного и аварийного топлива СтТЭЦ и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями

Резервным и аварийным видом топлива является точный мазут марки М100.

Усредненные характеристики сжигаемого резервного и аварийного топлива представлены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Характеристики резервного топлива СтТЭЦ

№ 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/см³ 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 резервного топлива по СтТЭЦ за период с 2014 по 2020 годы представлены в таблице 8.2.

В таблице 8.5 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 - 2020 годы.

Таблица 8.5 – Утвержденные на 2016 - 2019 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
2018 г.			
мазут	3,9	8,044	11,944
2019 г.			
мазут	4,443	8,037	12,48
2020 г.			
мазут	4,302	8,037	12,34

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 топочного мазута в объеме ОНЗТ, также из таблицы 8.3 видно, что остаточный объем мазута на мазутном хозяйстве станции превышает ОНЗТ.

Анализ таблиц 8.3 и 8.5 показывает, что в 2014 ÷ 2020 годах фактические остатки топочного мазута обеспечивали общий нормативный запас топлива (ОНЗТ).

8.1.1.3. Описание особенностей характеристик видов топлива СтТЭЦ в зависимости от мест поставки

Качественные характеристики топочного мазута сжигаемого на СтТЭЦ приведены в таблице 8.4.

Характеристики природного газа, используемого на СтТЭЦ, (в качестве паспортов качества газа) за январь и декабрь 2020 года представлены на рисунках 8.1÷8.4.

Паспорт на топочный мазут зольный марки 100 представлен на рисунке 8.5.

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 Январь 2020 г.

Газ горючий природный, ГОСТ 5542-2014
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, Роцинский, 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 5542-2014, условиями договора поставки (транспортировки), технического соглашения.
4. Место отбора проб газа: **ГРС Стерлитамак-3**.
5. Физико-химические (качественные) показатели газа горючего природного указаны в таблице 1.

Таблица 1

№ п/п	Наименование показателя	Единица измере- ния	Метод испытания	Норма по ГОСТ 5542	Средне- месячный показатель
1	Компонентный состав, молярная доля:	%	ГОСТ 31371.7-2008		
	метан			не нормируется	95,88
	этан			не нормируется	2,18
	пропан			не нормируется	0,666
	изо-бутан			не нормируется	0,103
	норм-бутан			не нормируется	0,106
	изо-пентан			не нормируется	0,0215
	норм-пентан			не нормируется	0,0160
	гексаны + высшие углеводороды			не нормируется	0,0214
	диоксид углерода			не более 2,5	0,190
	азот			не нормируется	0,78
	кислород			не более 0,050	0,0085
2 ¹	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м ³	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,80	34,24
		ккал/м ³		не менее 7600	8178

стр. 1 из 2 Паспорт №9

Рисунок 8.1 – Паспорт качества газа, сжигаемого на СтТЭЦ за январь 2020 года

3	Число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м ³	ГОСТ 31369-2008	от 41,20 до 54,50	49,78
		ккал/м ³		от 9840 до 13020	11890
4	Плотность при стандартных условиях	кг/м ³	ГОСТ 31369-2008	не нормируется	0,7001
5 ²	Массовая концентрация сероводорода	г/м ³	ГОСТ 22387.2-2014	не более 0,020	менее 0,0010
6 ²	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м ³	ГОСТ 22387.2-2014	не более 0,036	0,0018 ± 0,0006
7 ²	Массовая концентрация механических примесей	г/м ³	ГОСТ 22387.4-77	не более 0,001	отсутствие
8	Температура точки росы по воде при давлении в точке отбора пробы	°C	ГОСТ Р 53763-2009	ниже температуры газа	минус 20,7
9	Температура газа в точке отбора пробы при определении температуры точки росы	°C	-	не нормируется	плюс 4,5
10 ¹	Интенсивность запаха при объемной доле 1% в воздухе	балл	ГОСТ 22387.5-2014	не менее 3	не определ.

Стандартные условия в п.п.2-4: стандартные условия сгорания газа – температура 25 °C, давление 101,325 кПа; стандартные условия измерений объема газа – температура 20 °C, давление 101,325 кПа. При расчетах показателей в п.п. 2 и 3 принимаются 1 ккал равной 4,1868 Дж.

Значения показателей по п.п. 1, 2, 3, 4, 8, 9 таблицы 1 определены потоковыми средствами измерений, установленными на ГРС Стерлитамак-3;
значения показателей по п.п. 5, 6, 7 таблицы 1 определены в Химико-аналитической лаборатории Стерлитамакского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Уфа».

Ответственный исполнитель:

Инженер 2 категории-руководитель лаборатории Стерлитамакского ЛПУМГ  Л.М. Доценко
подпись

Заполняется региональной компанией по реализации газа

Копия паспорта выдана _____
информационная региональной компании по реализации газа или филиала

покупателю (потребителю) _____ по его запросу
информационная 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 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.

**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
_____ 2020 г.



Паспорт № 9

качества газа за Декабрь 2020 г.

Газ горючий природный, ГОСТ 5542-2014

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 5542-2014, условиями договора поставки (транспортировки), технического соглашения.
4. Место отбора проб газа: **ГРС Стерлитамак-3**.
5. Физико-химические (качественные) показатели газа горючего природного указаны в таблице 1.

Таблица 1

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Норма по ГОСТ 5542	Средне-месячный показатель
1	Компонентный состав, молярная доля:	%	ГОСТ 31371.7-2008		
	метан			не нормируется	95,84
	этан			не нормируется	2,12
	пропан			не нормируется	0,651
	изо-бутан			не нормируется	0,104
	норм-бутан			не нормируется	0,110
	изо-пентан			не нормируется	0,0242
	норм-пентан			не нормируется	0,0180
	гексаны + высшие углеводороды			не нормируется	0,0286
	диоксид углерода			не более 2,5	0,217
	азот			не нормируется	0,87
	кислород			не более 0,050	0,0100
2 ¹	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м ³	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,80	34,20
		ккал/м ³		не менее 7600	8169

стр. 1 из 2 Паспорт №9

Рисунок 8.3 – Паспорт качества газа, сжигаемого на СтТЭЦ за декабрь 2020 года

3	Число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м ³	ГОСТ 31369-2008	от 41,20 до 54,50	49,64
		ккал/м ³		от 9840 до 13020	11856
4	Плотность при стандартных условиях	кг/м ³	ГОСТ 31369-2008	не нормируется	0,7003
5 ²	Массовая концентрация сероводорода	г/м ³	ГОСТ 22387.2-2014	не более 0,020	менее 0,0010
6 ²	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м ³	ГОСТ 22387.2-2014	не более 0,036	0,0042 ± 0,0006
7 ²	Массовая концентрация механических примесей	г/м ³	ГОСТ 22387.4-77	не более 0,001	отсутствие
8	Температура точки росы по воде при давлении в точке отбора пробы	°C	ГОСТ Р 53763-2009	ниже температуры газа	минус 15,1
9	Температура газа в точке отбора пробы при определении температуры точки росы	°C	-	не нормируется	плюс 3,8
10 ³	Интенсивность запаха при объемной доле 1% в воздухе	балл	ГОСТ 22387.5-2014	не менее 3	не определ.

Стандартные условия в п.п.2-4: стандартные условия сгорания газа – температура 25 °C, давление 101,325 кПа; стандартные условия измерений объема газа – температура 20 °C, давление 101,325 кПа.
При расчетах показателей в п.п. 2 и 3 принимают 1 ккал равной 4,1868 Дж.

Значения показателей по п.п. 1, 2, 3, 4 таблицы 1 в период с 1 по 12 декабря 2019 года определены в Химико-аналитической лаборатории Стерлитамакского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Уфа»; в период с 13 по 31 декабря 2019 года определены потоковыми средствами измерений, установленными на ГРС Стерлитамак-3;
значения показателей по п.п. 5, 6, 7 таблицы 1 определены в Химико-аналитической лаборатории Стерлитамакского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Уфа»;
значения показателей по п.п. 8, 9 таблицы 1 определены потоковыми средствами измерений, установленными на ГРС Стерлитамак-3.

Ответственный исполнитель:

Инженер 2 категории-руководитель лаборатории Стерлитамакского ЛПУМГ  Л.М. Доценко
подпись

Заполняется региональной компанией по реализации газа

Копия паспорта выдана _____
наименование региональной компании по реализации газа или филиала

покупателю (потребителю) _____ 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
«Нефтяная Компания «Башнефть»
450037, Российская Федерация,
Республика Башкортостан, г. Уфа-37
Т/ф 7235-85-60, 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 Л

Branch of Public joint Stock Oil Company Bashneft
Bashneft-Novoil
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

EAC

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:
Номер резервуара 115

Замер
резервуара 950 см

Масса, предназначенная для отгрузки 9500 т

Масса отгруженного продукта _____ т

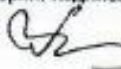
Дата изготовления 23.03.2016г. Дата отбора 25.03.2016г. Отбор произведен по ГОСТ 2517


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 (нг/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 №828, с учетом Решения Коллегии ЕЭК от 23 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.
2016

Рисунок 8.5 – Паспорт топочного мазута

Способ доставки мазута на ТЭЦ – железнодорожный. Время доставки мазута составляет 7/4 суток. Срывы поставок топлива на станцию за предыдущие шесть лет отсутствуют. Коэффициент возможного срыва поставки КСР для мазута составляет 1,5.

8.1.2 Топливные балансы и система обеспечения топливом Ново-Стерлитамакской ТЭЦ

8.1.2.1. Описание видов и количества используемого основного топлива Н-СтТЭЦ

Проектным основным топливом для Н-СтТЭЦ является природный газ. В настоящее время в качестве основного топлива используются природный газ, подаваемый в общем потоке по газопроводу Ишимбай-Уфа.

Средняя теплота сгорания природного газа на Н-СтТЭЦ за 2020 года составила 8 176 ккал/м³, теплота сгорания природного газа по месяцам 2020 года представлена в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Теплота сгорания природного газа Н-СтТЭЦ в 2020 году

Месяц	Средняя теплота сгорания, ккал/м ³	Месяц	Средняя теплота сгорания, ккал/м ³
Январь	8 178	Июль	8 185
Февраль	8 185	Август	8 171
Март	8 197	Сентябрь	8 169
Апрель	8 200	Октябрь	8 161
Май	8 176	Ноябрь	8 164
Июнь	8 159	Декабрь	8 169

В таблице 8.7 представлен расход сжигаемого на Н-СтТЭЦ природного газа за период с 2014 по 2020 годы.

Таблица 8.7 – Расход основного и резервного топлива на Н-СтТЭЦ за период 2014 ÷ 2020 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
2018	549 539	638 251	8 129	1 379	1 839	9 335
2019	548 054	637 826	8 147	62	83	9 371
2020	525 436	613 756	8 176	3496	4703	9 417

В таблице 8.8 представлен топливный баланс Н-СтТЭЦ за период с 2014 по 2020 годы.

Таблица 8.8 – Топливный баланс Н-СтТЭЦ за 2014 ÷ 2020 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/нм³)	Влажность, %	Зольность, %	
				всего	на отпуск электрической и тепловой энергии						на другие цели
					натур.	услов.					натур.
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	0	894	894	1 187		19 873	9 294		
- мазут	т н.т. (т у.т.)	20 767	0	894	894	1 187		19 873			
Итого	т у.т.					616 460					
2018 г.											
Газ	тыс. м3 (т у.т.)		549 539	549 539	549 539	638 251			8 129		
Нефтетопливо, в т.ч:	т н.т. (т у.т.)	19 873	0	1 379	1 379	1 839		18 494	9 335		
- мазут	т н.т. (т у.т.)	19 873	0	1 379	1 379	1 839		18 494			
Итого	т у.т.					640 090					
2019											

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/нм³)	Влажность, %	Зольность, %	
				всего	на отпуск электрической и тепловой энергии						на другие цели
					натур.	услов.					
Газ	тыс. м3 (т у.т.)		548 054	548 054	548 054	637 826		8 147			
Нефтетопливо, в т.ч:	т н.т. (т у.т.)	19171	0	62	62	83		19 109	9 371		
- мазут	т н.т. (т у.т.)	19171	0	62	62	83		19 109	9 371		
Итого	т у.т.					637 909					
2020											
Газ	тыс. м3 (т у.т.)		525 436	525 436	525 436	613 756		8 174			
Нефтетопливо, в т.ч:	т н.т. (т у.т.)	19 109		3 496	3 496	4 703	45	15 630	9 417		
- мазут	т н.т. (т у.т.)	19 109		3 496	3 496	4 703	45	15 630	9 417		
Итого	т у.т.					618 459					

Из приведенной выше таблицы следует, что в период в 2015 году имелась 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), в 2018 году повысился на 3,8% по сравнению с 2017 годом, а в 2019 и 2020 годах незначительно снизился.

Основной расход топлива станцией приходится на природный газ который совокупно за 5 лет в период 2014 – 2020 гг. составил более 98,9 % от общего расхода топлива, на топочный мазут приходится 1,2% , на мазут – 1,1 %, а в 2019 году составил 99,9% от общего расхода топлива, на мазут приходится – 0,1%.

8.1.2.2. Описание видов резервного и аварийного топлива Н-СтТЭЦ и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями

Резервным и аварийным видом топлива является точный мазут марки М100.

Величина расходов резервного топлива по Н-СтТЭЦ за период с 2014 по 2019 годы представлены в таблице 8.7.

Техническая характеристика резервуаров запаса мазута Н-СтТЭЦ представлена на рисунке 8.5.

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 8.6 – Характеристики резервуаров запаса мазута Н-СтТЭЦ

В таблице 8.9 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 - 2020 годы.

Таблица 8.9 – Утвержденные на 2016 - 20120 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
2018 г.			
мазут	4,251	6,834	11,085
2019 г.			
мазут	4,294	6,834	11,128
2020 г.			
мазут	4,953	6,834	11,787

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 8.8 и 8.9 показывает, что в 2014 ÷ 2020 годах фактические остатки топочного мазута обеспечивали общий нормативный запас топлива (ОНЗТ)

8.1.2.3. Описание особенностей характеристик видов топлива Н-СтТЭЦ в зависимости от мест поставки

Качественные характеристики и сжигаемого аварийного топлива представлены на рисунке 8.7 (паспорт на мазут топочный 100).

Акционерного общества
«Башнефть-Новый»
450037, Российская Федерация,
Республика Башкортостан, г. Уфа-37
Т/ф 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

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:
Номер резервуара 115

Замер
резервуара 950 см

Масса, предназначенная для отгрузки 9500 т
Масса отгруженного продукта _____ т

Дата изготовления 23.03.2016г.

Дата проведения испытаний 25.03.2016г.

Дата отбора 25.03.2016г.

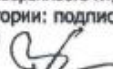
Дата выдачи паспорта 25.03.2016г.


Отбор произведен по ГОСТ 2517

№	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 (небракочная), 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 сентября 2011 года №826, 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 Суслова З.В.
Старший лаборант:  Тимофеева Л.С.






Рисунок 8.7 – Характеристики топочного мазута Н-СтТЭЦ

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 2020 года на рисунках 8.1 ÷ 8.4.

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 КСР для мазута составляет 1,5.

8.2 Топливные балансы и система обеспечения топливом котельных города Стерлитамак

8.2.1 Топливные балансы и система обеспечения топливом основной котельной котельного цеха № 7 ООО «БашРТС» (КЦ-7)

8.2.1.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для основной котельной 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 основной котельной КЦ-7 за период 2016 ÷ 2020 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);
- в 2018 году – 33 460 тыс.м³ или 38 870 т.у.т. (калорийность – 8 132 ккал/м³);
- в 2019 году – 31 365 тыс.м³ или 36 499 т.у.т. (калорийность – 8 146 ккал/м³);
- в 2020 году – 27 949 тыс.м³ или 32 651 т.у.т. (калорийность – 8 178 ккал/м³);

Расход природного газа в 2018 г. 33460 тыс.м³
Расход природного газа в 2019 г. 31365 тыс.м³
Расход 2651 тут (калорийность 8178 ккал/м³)

Расход и калорийность природного газа на КЦ-7 за период 2016 - 2020 годов
помесячно представлена в таблице 8.10

Таблица 8.10 – Расход топлива КЦ-7 за 2016 – 2020 годы по месяцам

Месяц	Расход газа, тыс. м³	Расход газа, т у.т.	Калорийность, ккал/м³
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	870	8 197
Июнь 2016 г	634	751	8 292
Июль 2016 г	527	617	8 195
Август 2016 г	691	802	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	1 070,00	8 150
Июль 2017 г	392	457	8 161
Август 2017 г	888	1 027,00	8 096
Сентябрь 2017 г	980	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
Январь 2018 г			8 128
Февраль 2018 г			8 137
Март 2018 г			8 133
Апрель 2018 г			8 118
Май 2018 г			8 111
Июнь 2018 г			8 135
Июль 2018 г			8 137
Август 2018 г			8 126
Сентябрь 2018 г			8 121
Октябрь 2018 г			8 126

Месяц	Расход газа, тыс. нм ³	Расход газа, т у.т.	Калорийность, ккал/нм ³
Ноябрь 2018 г			8 145
Декабрь 2018 г			8 135
ИТОГО за 2018 год	33 460	38 870	8 129
Январь 2019 г	5 136,66	5 971,00	8137
Февраль 2019 г	4 607,87	5 355,00	8135
Март 2019 г	3 582,18	4 163,00	8135
Апрель 2019 г	2 731,75	3 186,00	8164
Май 2019 г	981,20	1 141,00	8140
Июнь 2019 г	971,77	1 131,00	8147
Июль 2019 г	344,74	403,00	8183
Август 2019 г	837,59	974,00	8140
Сентябрь 2019 г	1 412,42	1 638,00	8118
Октябрь 2019 г	2 701,42	3 146,00	8152
Ноябрь 2019 г	3 696,85	4 310,00	8161
Декабрь 2019 г	4 360,30	5 081,00	8157
ИТОГО за 2019 год	31 365	36 499	8 146
Январь 2020 г	4 122,00	4 816,00	8 179
Февраль 2020 г	3 827,00	4 475,00	8 185
Март 2020 г	3 443,00	4 032,00	8 198
Апрель 2020 г	2 693,00	3 155,00	8 201
Май 2020 г	240,00	280,00	8 167
Июнь 2020 г	350,00	408,00	8 160
Июль 2020 г	106,00	124,00	8 189
Август 2020 г	240,00	240,00	7 000
Сентябрь 2020 г	1 018,00	1 188,00	8 169
Октябрь 2020 г	2 795,00	3 259,00	8 162
Ноябрь 2020 г	3 730,00	4 350,00	8 164
Декабрь 2020 г	5 385,00	6 284,00	8 169
ИТОГО за 2020 год	27949	32651	8 178

8.2.1.2. Описание видов резервного и аварийного топлива основной котельной 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 ÷ 2020 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. За последние три года ограничения поставок топлива (природного газа и мазута) при прохождении зимнего максимума тепловых нагрузок отсутствовали.

8.2.1.3. Описание особенностей характеристик топлива используемых на основной котельной КЦ-7 в зависимости от мест поставки

Паспорт качества газа, поставляемого на основную котельную КЦ-7, представлен на рисунках 8.7 и 8.8.

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
«31» 10 2020 г.

Паспорт № 9
качества газа за Январь 2020 г.
Газ горючий природный, ГОСТ 5542-2014
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 5542-2014, условиями договора поставки (транспортировки), технического соглашения.
4. Место отбора проб газа: ГРС Стерлитамак-3.
5. Физико-химические (качественные) показатели газа горючего природного указаны в таблице 1.

Таблица 1

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Норма по ГОСТ 5542	Средне-месячный показатель
1	Компонентный состав, молярная доля:	%	ГОСТ 31371.7-2008		
	метан			не нормируется	95,88
	этан			не нормируется	2,18
	пропан			не нормируется	0,666
	изо-бутан			не нормируется	0,103
	норм-бутан			не нормируется	0,106
	изо-пентан			не нормируется	0,0215
	норм-пентан			не нормируется	0,0160
	гексаны + высшие углеводороды			не нормируется	0,0214
	диоксид углерода			не более 2,5	0,190
	азот			не нормируется	0,78
	кислород			не более 0,050	0,0085
2 ¹	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м ³	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,80	34,24
		ккал/м ³		не менее 7600	8178

стр. 1 из 2 Паспорт №9

Рисунок 8.8 – Паспорт качества газа для КЦ-7 за октябрь 2019 года (начало)

3	Число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м ³	ГОСТ 31369-2008	от 41,20 до 54,50	49,78
		ккал/м ³		от 9840 до 13020	11890
4	Плотность при стандартных условиях	кг/м ³	ГОСТ 31369-2008	не нормируется	0,7001
5 ²	Массовая концентрация сероводорода	г/м ³	ГОСТ 22387.2-2014	не более 0,020	менее 0,0010
6 ²	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м ³	ГОСТ 22387.2-2014	не более 0,036	0,0018 ± 0,0006
7 ²	Массовая концентрация механических примесей	г/м ³	ГОСТ 22387.4-77	не более 0,001	отсутствие
8	Температура точки росы по воде при давлении в точке отбора пробы	°C	ГОСТ Р 53763-2009	ниже температуры газа	минус 20,7
9	Температура газа в точке отбора пробы при определении температуры точки росы	°C	-	не нормируется	плюс 4,5
10 ³	Интенсивность запаха при объемной доле 1% в воздухе	балл	ГОСТ 22387.5-2014	не менее 3	не определ.

Стандартные условия в п.п.2-4: стандартные условия сгорания газа – температура 25 °C, давление 101,325 кПа; стандартные условия измерений объема газа – температура 20 °C, давление 101,325 кПа. При расчетах показателей в п.п. 2 и 3 принимается 1 ккал равной 4,1868 Дж.

Значения показателей по п.п. 1, 2, 3, 4, 8, 9 таблицы 1 определены потоковыми средствами измерений, установленными на ГРС Стерлитамак-3;

значения показателей по п.п. 5, 6, 7 таблицы 1 определены в Химико-аналитической лаборатории Стерлитамакского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Уфа».

Ответственный исполнитель:

Инженер 2 категории-руководитель лаборатории Стерлитамакского ЛПУМГ  Л.М. Доценко
подпись

Заполняется региональной компанией по реализации газа

Копия паспорта выдана _____
наименование региональной компании по реализации газа или филиала

покупателю (потребителю) _____ 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.

Качественные показатели жидкого резервного топлива для основной котельной КЦ-7 приведены в таблице 8.11.

Таблица 8.11 – 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°C, 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°C, 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

8.2.2 Топливные балансы и система обеспечения топливом малых котельных КЦ-7 ООО «БашРТС»

8.2.2.1. Описание видов и количества используемого основного топлива котельными

Проектным и фактическим основным топливом для малых котельных КЦ-7 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 представлено в таблице 8.12.

Таблица 8.12 – Потребление природного газа малыми котельными КЦ-7 в 2020 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	1136,632	1136,632
3	МК-2, г. Стерлитамак, ул. Комсомольская, 84	прир.газ	нет	2579,112	2579,112
4	МК-3, г. Стерлитамак, ул. Бородина, 3а	прир.газ	нет	95,961	95,961
5	МК-4, г. Стерлитамак, ул. Нагуманова, 56	прир.газ	нет	2,866	2,866
6	МК-7, г. Стерлитамак, ул. К.Маркса, 54	прир.газ	нет	36,135	36,135
7	МК-8, г. Стерлитамак, ул. Коммунистическая, 97	прир.газ	нет	8,344	8,344

№ кот.	Наименование котельной, адрес	Проектный вид топлива	Используемый вид топлива	Годовой расход топлива, т у.т.	
				природный газ	Σ
8	МК-10, г. Стерлитамак, ул. Фучика, 1	прир.газ	нет	68,079	68,079
9	МК-14, г. Стерлитамак, ул. Полевая, 138	прир.газ	нет	445,298	445,298
ИТОГО				4372,43	4372,43

Средняя за 2020 год калорийность природного газа, используемого на малых котельных, составила 8 178 ккал/м³, средняя калорийность природного газа по месяцам 2019 и 2020 годов представлена в таблице 8.13.

Таблица 8.13 – Расход топлива малыми котельными КЦ-7 в 2019 - 2020 году

Месяц	Расход газа, тыс. нм ³	Расход газа, т у.т.	Калорийность, ккал/нм ³
Январь 2019 г	0	0	8137
Февраль 2019 г	0	0	8135
Март 2019 г	0	0	8135
Апрель 2019 г	0	0	8164
Май 2019 г	57,23	66,55	8140
Июнь 2019 г	55,86	65,02	8147
Июль 2019 г	56,11	65,59	8183
Август 2019 г	52,32	60,85	8140
Сентябрь 2019 г	147,28	170,8	8118
Октябрь 2019 г	412,25	480,1	8152
Ноябрь 2019 г	598,08	697,28	8161
Декабрь 2019 г	712,16	829,87	8157
ИТОГО за 2019 год	2091,37	2433,76	8 146
Январь 2020 г	571,107	667,217	8178
Февраль 2020 г	519,468	607,405	8185
Март 2020 г	480,713	562,914	8197
Апрель 2020 г	331,228	388,01	8200
Май 2020 г	46,451	54,254	8176
Июнь 2020 г	37,856	44,124	8159
Июль 2020 г	35,028	40,958	8185
Август 2020 г	35,855	41,853	8171
Сентябрь 2020 г	115,119	134,344	8169
Октябрь 2020 г	326,372	380,503	8161
Ноябрь 2020 г	506,087	590,243	8164
Декабрь 2020 г	737,448	860,602	8169
ИТОГО за 2020 год	3742,732	4372,427	8178

8.2.2.2. *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.

Данные за последние три года об ограничении поставок топлива на малые котельные КЦ-7 при прохождении зимнего максимума тепловых нагрузок отсутствуют.

8.2.2.3. *Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки*

Паспорт газа за октябрь 2020 года представлен на рисунках 8.8 и 8.9.

8.2.3 Топливные балансы и система обеспечения топливом котельной ООО «ПСК»

8.2.3.1. *Описание видов и количества используемого основного топлива 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.

Потребление топлива МК-6 в 2017 году составило 2 036,56 тыс. нм³ природного газа или 2 368,17 т у.т. Данные за 2018, 2019 и 2020 годы не предоставлены.

Данные за последние три года об ограничении поставок топлива на малую котельные ООО «ПСК» при прохождении зимнего максимума тепловых нагрузок отсутствуют.

8.2.3.2. *Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями*

Резервное и аварийное топливо на МК-6 отсутствует.

8.2.3.3. *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 КЦ-7. Паспорт газа за октябрь 2018 года представлен на рисунке 8.8 и 8.9.

8.3 Описание использования местных видов топлива

Местные виды топлива на источниках тепловой энергии города Стерлитамак не используются.

8.4 Описание преобладающего в поселении, городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения

Основным топливом для обеспечения теплоснабжения потребителей ЖКС города, как в системах централизованного теплоснабжения, так и в индивидуальном теплоснабжении преобладает природный газ.

На источниках централизованного теплоснабжения города Стерлитамак в 2020 году было использовано около 1,5 млн. т.у.т. из них на долю природного газа приходится 99%.

8.5 Описание приоритетного направления развития топливного баланса городского округа Стерлитамак

Приоритетным направлением развития топливного баланса городского округа Стерлитамак является использование природного газа в СЦТ города и в индивидуальном теплоснабжении. Индивидуальное теплоснабжение как существующих так и строящихся (в основном ИЖС) домов в основном обеспечивается природным газом.

8.6 Описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Основные изменения в топливных балансах источников тепловой энергии городского округа город Стерлитамак за 2017-2020 г.г. заключается в том, что малые котельные, бывшие в эксплуатации АО «СРТС», с мая 2019 года переданы на баланс ООО «БашРТС».

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.

При оценке показателей надежности теплоснабжения рассматриваются два уровня теплоснабжения потребителей - расчетный и пониженный (аварийный), характеризующийся подачей потребителям аварийной нормы тепловой энергии во время ликвидации отказов в резервируемой части тепловых сетей.

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 – 209 суток (СП 131.13330.2012);
- нормативный показатель коэффициента готовности тепловых сетей к исправной работе принимается 0,97 (по СП 124.13330.2012);
- нормативный показатель вероятности безотказной работы тепловых сетей $P_{ТС} = 0,9$ (по СП 124.13330.2012);
- параметр потока отказов ω (1/м·год) – учитывает только те отказы, которые приводят к потере тепла.

Расчет выполнялся помощью программно-расчетного комплекса ГИС Zulu ПРК ZuluThermo.

Результаты расчета показателей надежности тепловых сетей представлены в Приложении 3 к Главе 1.

9.2 Поток отказов (частота отказов) участков 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:

$$\lambda_0 = 0,1 \exp(-2,8 D_y), \text{ 1/км/год}, \quad (9.2)$$

где

D_y - условный диаметр участка тепловой сети, м.

- для описания интенсивности отказов участков тепловых сетей в зависимости от срока службы:

$$\lambda = \lambda_0 (0,1 \tau) \exp(\alpha - 1), \text{ 1/км/год}, \quad (9.3)$$

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

$$\alpha = \begin{cases} 0,8 \cdot n_{пу} \cdot 0 < \tau \leq 3 \\ 1 \cdot n_{пу} \cdot 3 < \tau \leq 17 \\ 0,5 \times e^{(\frac{\tau}{20})} \cdot n_{пу} \cdot \tau > 17 \end{cases} \quad (9.4)$$

Параметр потока отказов участка тепловой сети определяется по формуле:

$$\omega_i = \lambda_i L_i, \text{ , 1/год}, \quad (9.5)$$

где

L_i - протяженность i -того участка тепловой сети, км.

Ниже представлены интегральные показатели, характеризующие надежность тепловых сетей города Стерлитамак за ретроспективный период.

Описание показателей надежности систем теплоснабжения осуществлено на основании данных, предоставленных теплоснабжающими и теплосетевыми организациями о повреждениях объектов теплоснабжения.

В таблицах 9.1-9.7 показана удельная повреждаемость магистральных и распределительных тепловых сетей.

Таблица 9.1 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне действия ЕТО ООО «БашРТС»

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	0,4446	0,2540	0,3720	0,3811	0,3175
в отопительный период, 1/км/оп	-	0,0181	-	-	0,0091
в межотопительный период и период гидравлических испытаний, 1/км/год	0,4446	0,2359	0,3720	0,3811	0,3085
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	0,6753	0,5992
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	0,0033	0,0033
в межотопительный период и период гидравлических испытаний, 1/км/год	-	-	-	0,6720	0,5959
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	0,3253	0,2702
Всего повреждения в тепловых сетях, 1/км/год	0,0801	0,0457	0,0670	0,5081	0,4411

Таблица 9.2 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне действия Стерлитамакской ТЭЦ ЕТО ООО «БашРТС»

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	0,7886	0,4131	0,5633	0,4507	0,4882
в отопительный период, 1/км/оп	-	0,0376	-	-	0,0188
в межотопительный период и период гидравлических испытаний, 1/км/год	0,7886	0,3755	0,5633	0,4507	0,4694
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	0,6964	0,7169
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	0,0068	0,0068
в межотопительный период и период гидравлических испытаний, 1/км/год	-	-	-	0,6896	0,7101
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	0,7204	0,4277
Всего повреждения в тепловых сетях, 1/км/год	0,1720	0,0901	0,1229	0,6472	0,6144

**Таблица 9.3 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне действия Ново-Стерлитамакской ТЭЦ
ЕТО ООО «БашРТС»**

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	0,0948	0,0711	0,0474	0,3794	0,1660
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	-
в межотопительный период и период гидравлических испытаний, 1/км/год	0,0948	0,0711	0,0474	0,3794	0,1660
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	0,4793	0,4140
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	-
в межотопительный период и период гидравлических испытаний, 1/км/год	-	-	-	0,4793	0,4140
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	0,3315	0,2122
Всего повреждения в тепловых сетях, 1/км/год	0,0157	0,0118	0,0078	0,4192	0,3134

Таблица 9.4 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне действия КЦ-7 ЕТО ООО «БашРТС»

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	0,2029	0,2029	0,6086	0,1352	0,1352
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	-
в межотопительный период и период гидравлических испытаний, 1/км/год	0,2029	0,2029	0,6086	0,1352	0,1352
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	4,2963	1,8227
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	-
в межотопительный период и период гидравлических испытаний, 1/км/год	-	-	-	4,2963	1,8227
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	0,104	0,2469
Всего повреждения в тепловых сетях, 1/км/год	0,0302	0,0302	0,0905	0,4325	0,3520

Таблица 9.5 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне действия МК-1 ЕТО ООО «БашРТС»

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	1,0218	0,6812
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	-
в межотопительный период и период гидравлических испытаний, 1/км/год	-	-	-	1,0218	0,6812
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	-	-
Всего повреждения в тепловых сетях, 1/км/год	-	-	-	1,0218	0,6812

Таблица 9.6 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне действия МК-2 ЕТО ООО «БашРТС»

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	-	0,1573
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	-
в межотопительный период и период гидравлических испытаний, 1/км/год	-	-	-	-	0,1573
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	-	-
Всего повреждения в тепловых сетях, 1/км/год	-	-	-	-	0,1111

Таблица 9.7 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне действия МК-14 ЕТО ООО «БашРТС»

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	-	2,1030
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	-
в межотопительный период и период гидравлических испытаний, 1/км/год	-	-	-	-	2,1030
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	-	-
Всего повреждения в тепловых сетях, 1/км/год	-	-	-	-	1,4937

9.3 Частота отключений потребителей

Частота отключений потребителей определяется количеством вынужденных отключений (отказов) участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям из-за возникновения повреждений оборудования и трубопроводов тепловых сетей.

Согласно статистике, в 2020 г. на тепловых сетях ООО «Баш РТС» г. Стерлитамак было зафиксировано три повреждения, приведших к отключению теплоснабжения потребителей. Самое продолжительное отключение продлилось 7 часов.

9.4 Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений

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.

Вычисление среднего времени восстановления осуществляется в соответствии с формулой Е.Я. Соколова:

$$z_p = a \left[1 + (b + c l_{c.3}) D^{1.2} \right], \quad (9.6)$$

где

- L_{c3} - расстояние между секционирующими задвижками, км;
 D - условный диаметр теплопровода, м.

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.

Для расчета времени продолжительности ремонтов тепловых сетей в зависимости от условных диаметров трубопроводов z_p коэффициенты a , b , c , приняты в соответствии с численными значениями времени восстановления теплопроводов, рекомендуемых СНиП 41-02-2003:

a	b	c
2.91256074780734	20.8877641154199	-1.87928919400643

В составе данных статистики о повреждениях на тепловых сетях сведения о продолжительности ремонтных работ по ликвидации повреждений даны за 2020 г.

В таблицах 9.8-9.9 представлены интегральные показатели восстановления в системах теплоснабжения города Стерлитамак.

Таблица 9.8 – Показатели восстановления в зоне действия Стерлитамакской ТЭЦ (ЕТО-1)

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020
-------------------------	------	------	------	------	------

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020
Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час	-	-	-	-	7,00
Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час:	-	-	-	-	4,00
Среднее время восстановления горячего водоснабжения после повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), час	-	-	-	-	4,00
Всего среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях, час	-	-	-	-	5,50

Таблица 9.9 – Показатели восстановления в зоне действия Ново-Стерлитамакской ТЭЦ (ЕТО-1)

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020
Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час	-	-	-	-	-
Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час:	-	-	-	-	-
Среднее время восстановления горячего водоснабжения после повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), час	-	-	-	-	4,07
Всего среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях, час	-	-	-	-	-

Таблица 9.10 – Показатели восстановления в зоне действия КЦ-7 (ЕТО-1)

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020
Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час	-	-	-	-	-
Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час:	-	-	-	-	-
Среднее время восстановления горячего водоснабжения после повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), час	-	-	-	-	4,68
Всего среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях, час	-	-	-	-	-

9.5 Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)

По результатам расчетов показателей надежности тепловых сетей зоны ненормативной надежности были выявлены в следующих системах теплоснабжения:

- Стерлитамакская ТЭЦ;
- Ново-Стерлитамакская ТЭЦ;
- КЦ-7.

Графически зоны ненормативной надежности показаны на рисунках 9.1-9.3.

Результаты расчетов показателей надежности теплоснабжения приведены в книге «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан на период до 2033 года (актуализация на 2022 год). Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения». Приложение 3 «Оценка надежности теплоснабжения».

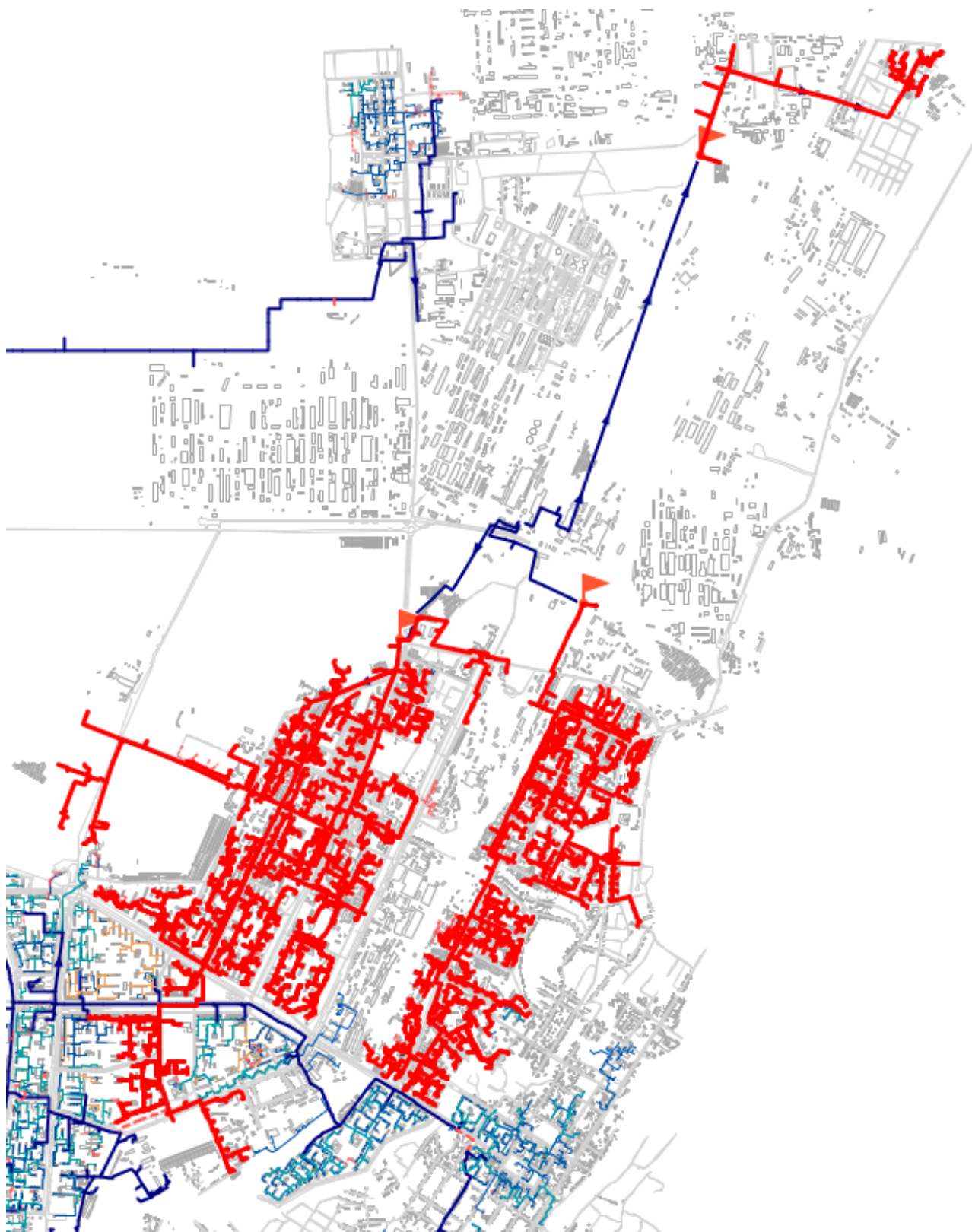


Рисунок 9.1 – Зоны ненормативной надежности системы теплоснабжения Стерлитамакской ТЭЦ

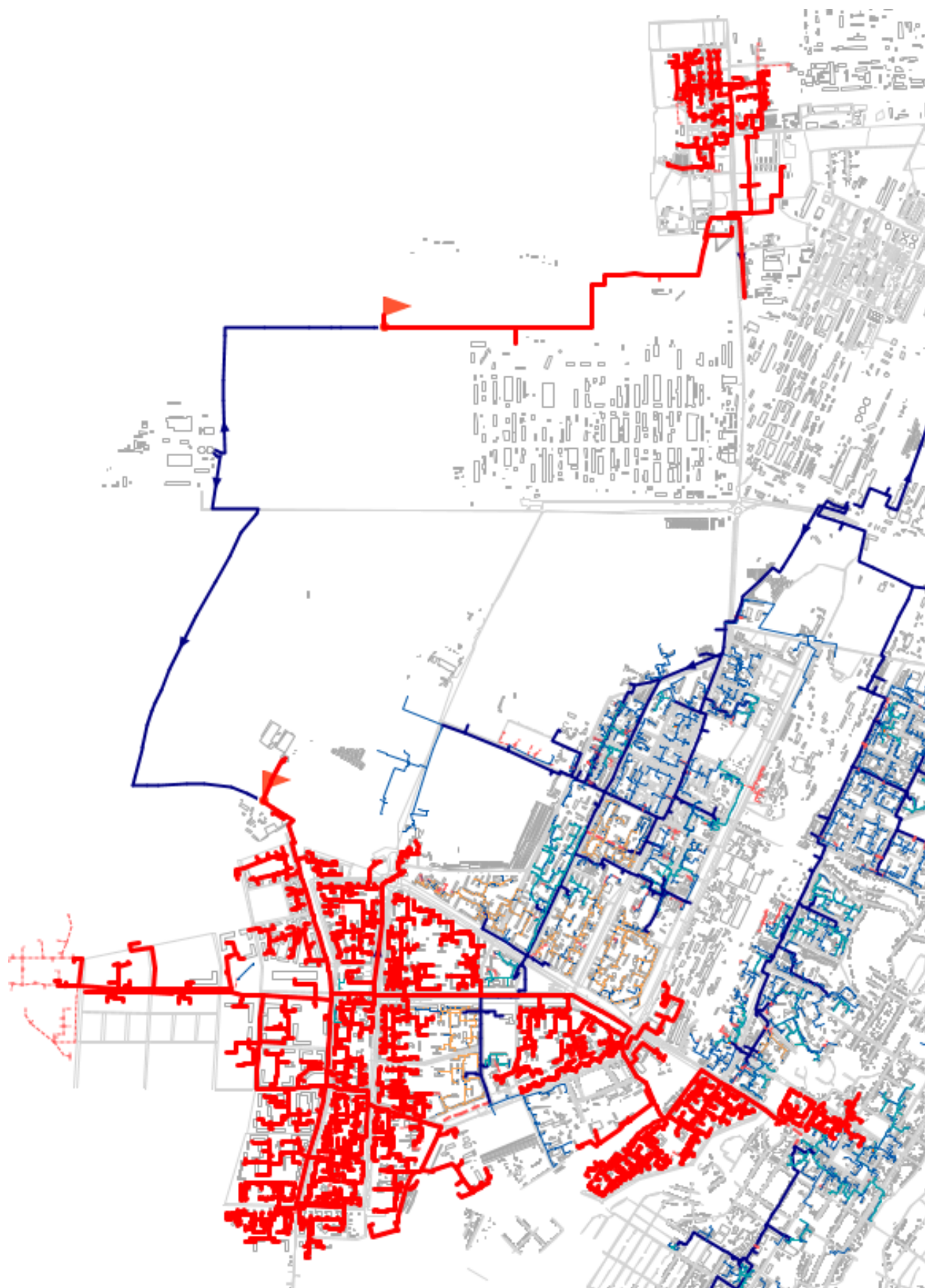


Рисунок 9.2 – Зоны ненормативной надежности системы теплоснабжения Ново-Стерлитамакской ТЭЦ



Рисунок 9.3 – Зоны ненормативной надежности системы теплоснабжения КЦ-7

На рисунке 9.4 показана сравнительная оценка средних значений вероятности безотказной работы, коэффициентов готовности на рисунке 9.5.

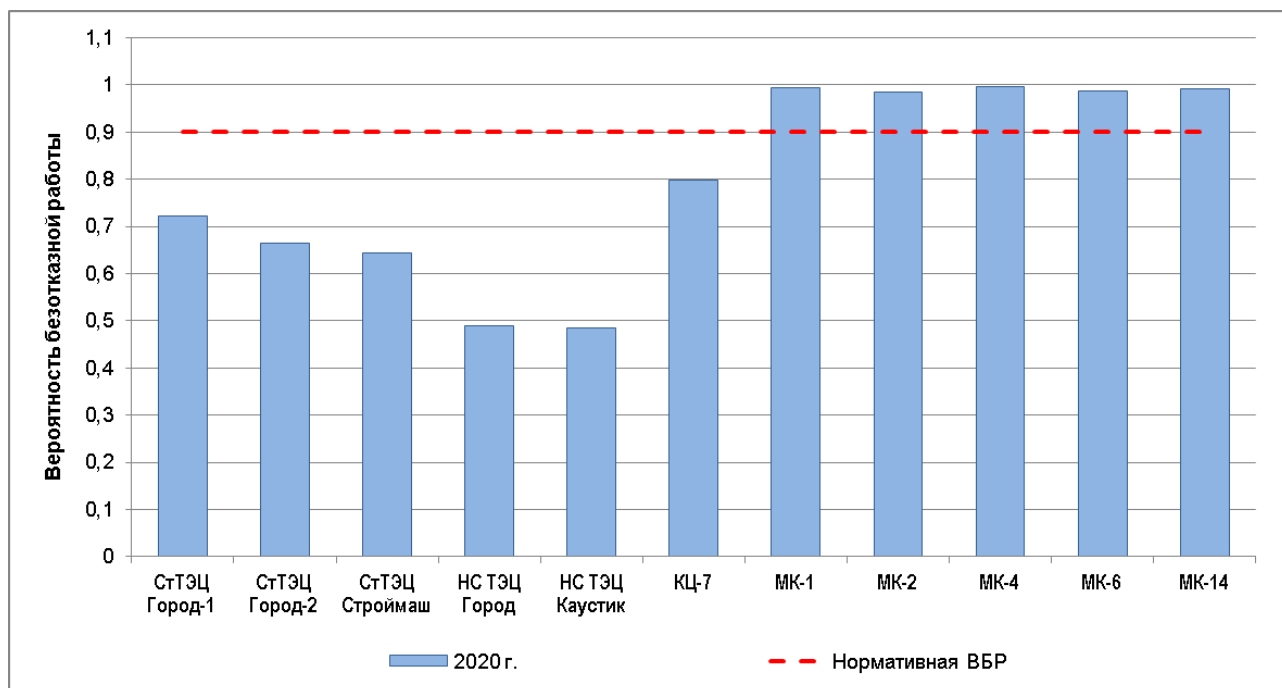


Рисунок 9.4 – Средние значения вероятности безотказной работы

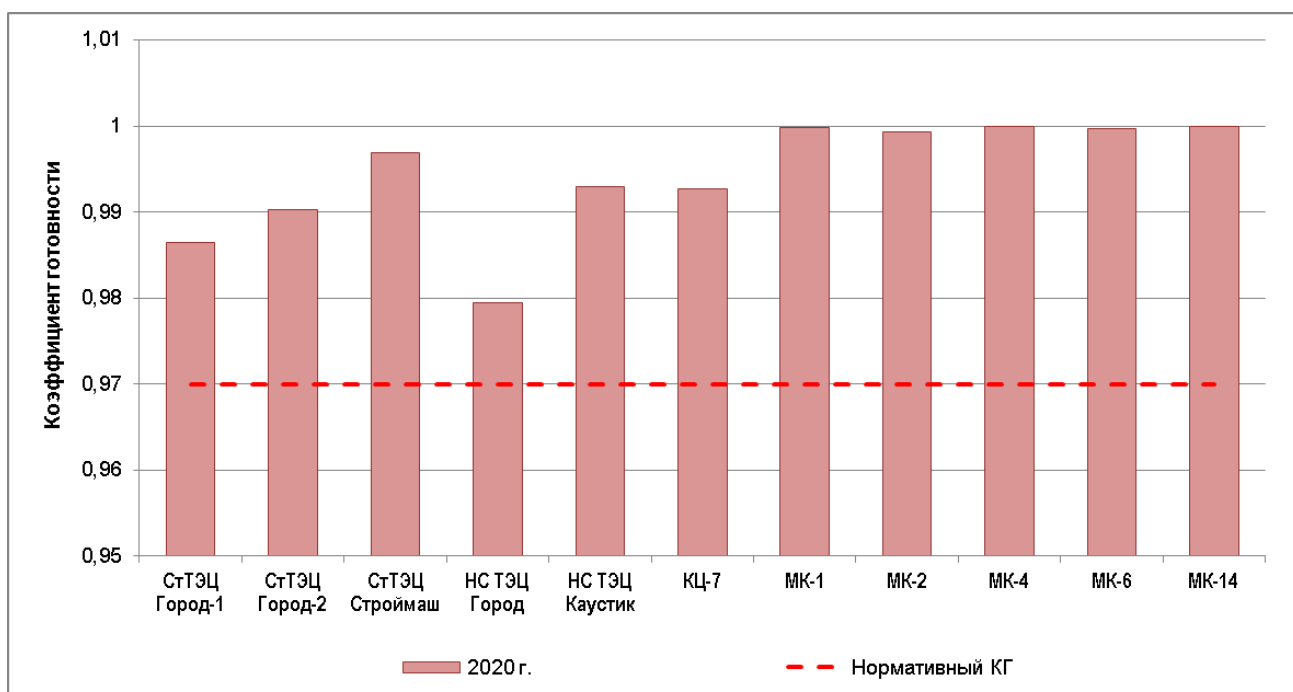


Рисунок 9.5 – Средние значения коэффициента готовности

Из анализа данных расчета можно сделать следующие выводы:

- среднее значение вероятности безотказной работы в зоне действия Стерлитамакской ТЭЦ составил 0,67, что ниже нормативного значения (0,9);
- среднее значение вероятности безотказной работы в зоне действия Ново-Стерлитамакской ТЭЦ составил 0,48, что ниже нормативного значения

(0,9);

- среднее значение вероятности безотказной работы в зоне действия КЦ-7 составил 0,79, что ниже нормативного значения (0,9);
- средние значения вероятности безотказной работы в зонах действия МК в среднем составили 0,99, что выше нормативного значения;
- средние значения коэффициентов готовности в зонах действия источников города Стерлитамак составляют 0,99, что выше нормативного значения (0,97);
- низкие значения вероятности безотказной работы в зонах ТЭЦ г. Стерлитамак и КЦ-7 обусловлены тем, что наибольшая часть тепловых сетей имеет срок эксплуатации свыше 30 лет, что наряду с «тупиковой» структурой сетей приводит к образованию зон ненормативной надежности;
- необходимо проведение регулярных капитальных ремонтов трубопроводов, а также разработка планов проведения реконструкции тепловых сетей в связи с исчерпанием физического ресурса действующих теплопроводов, в первую очередь участков, имеющих высокие значения параметра потока отказов;
- разработка мероприятий по улучшению работы и повышению технической оснащенности аварийно-восстановительной службы с целью снижения времени восстановления теплопроводов после отказов.

9.6 Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. №1114 «О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике»

Анализ аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, провести не удалось по причине отсутствия в составе предоставленных данных сведений о таковых.

9.7 Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении

Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций, провести не удалось по причине отсутствия в составе предоставленных данных сведений о таковых.

9.8 Описание изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Расчет показателей надежности в зонах действия источников города Сибай Республики Башкортостан был проведен с учетом мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению источников и тепловых сетей, проведенных в ретроспективный период, что отражено книге «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа города Сибай Республики Башкортостан на период до 2033 года (актуализация на 2022 год). Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения». Приложение 3 «Оценка надежности теплоснабжения».

10 ТЕХНИКО - ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ

10.1 Результаты хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями устанавливаемыми Правительством РФ в стандартах раскрытия информации

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 таблице 10.1 представлены результаты хозяйственной деятельности по производству и передаче тепловой энергии для БашРТС-Стерлитамак города Стерлитамак.

Таблица 10.1 – Технико-экономические показатели источников тепловой энергии в зоне деятельности ООО "БашРТС"

Наименование показателя	Един. изм.	ООО "БашРТС"
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии, всего	тыс. Гкал	239 500,00
в том числе источников комбинированной выработки с установленной электрической мощностью 25 МВт и более	тыс. Гкал	0,00
Покупная тепловая энергия	тыс. Гкал	1 829 440,00
Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	тыс. Гкал	0,00
Отпуск тепловой энергии из тепловых сетей	тыс. Гкал	2 068 940,00
Потери тепловой энергии в сети (нормативные)	тыс. Гкал	374 243,00
то же в %	%	18,09
Отпуск тепловой энергии из тепловой сети (полезный отпуск)	тыс. Гкал	1 694 697,00
Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	791 769,31
Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	269 698,64
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	1 716 582,33
Прибыль	тыс. руб.	22 603,40
Налог на прибыль	тыс. руб.	5 650,85
ИТОГО необходимая валовая выручка	тыс. руб.	2 806 304,54

Для ООО «Башкирская генерирующая компания» и АО «Стерлитамакские распределительные тепловые сети» данные по результатам финансово-хозяйственной деятельности за 2020 год не представлены.

10.2 Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

В таблице 10.2 представлены основные калькуляционные статьи затрат для ООО «БашРТС», ООО «БГК» и АО «СРТС» в соответствии с актуализированной на 2020 год схемой теплоснабжения (за 2018 базовый год), в соответствии с актуализированной на 2021 год схемой теплоснабжения (за 2019 базовый год) и в соответствии с актуализированной на 2022 год схемой теплоснабжения (за 2020 базовый год).

Таблица 10.2 – Изменение основных технико-экономических показателей теплоснабжающих организаций, тыс. руб.

Теплоснабжающая организация	Актualизация схемы теплоснабжения на 2020 г. (базовый 2018 год)				Актualизация схемы теплоснабжения на 2021 г. (базовый 2019 год)				Актualизация схемы теплоснабжения на 2022 г. (базовый 2020 год)			
	операционные расходы	неподконтрольные расходы	расходы на энергоресурсы, воду и теплоноситель	прибыль	операционные расходы	неподконтрольные расходы	расходы на энергоресурсы, воду и теплоноситель	прибыль	операционные расходы	неподконтрольные расходы	расходы на энергоресурсы, воду и теплоноситель	прибыль
ООО "БашРТС" Стерлитамак	890 567	492 078	1 901 196	7 684	642 461	315 264	1 669 092	139 016	791 769	269 699	1 716 582	22 603
ООО "БГК"	358 247	86 444	955 130	102 447								
АО "СРТС"	3 028	216	25 922	987								

11 ТАРИФЫ В СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

11.1 Динамика утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации

В таблицах 11.1 - 11.4 представлены тарифы на продукцию теплоснабжающих организаций по городу Стерлитамак на 2017 - 2023 гг., установленные Государственным комитетом Республики Башкортостан по тарифам.

Таблица 11.1 – Тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую теплоснабжающими организациями потребителям городского округа города Стерлитамак Республики Башкортостан на 2017 - 2023 гг., руб./Гкал

№ п/п	Показатель	Потребитель	2017		2018		2019		2020		2021		2022		2023		№ Поста-новления
			01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	ООО "Башкирские распределительные тепловые сети"																
1	Тарифы на тепловую энергию (мощность)																Постановление №755 от 18.12.2020
	вода	Для потребителей без дифференциации	1326,97	1380,05	1380,05	1444,50	1444,50	1473,39	1473,39	1551,48	1551,48	1634,48	1634,48	1723,97	1723,97	1825,44	
	вода	Население (с учетом НДС)	1565,82	1628,46	1628,46	1704,51	1733,40	1768,07	1768,07	1861,78	1861,78	1961,38	1961,38	2068,76	2068,76	2190,53	
2	Тарифы на тепловую энергию (мощность) на коллекторах																
	отборный пар под давлением от 7,0 до 13,0 кг/см2	Для потребителей без дифференциации	1775,30	1846,31	1846,31	1920,16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Постановление №750 от 18.12.2020
	вода	Все группы потребителей (без НДС), кроме группы "Население"	1430,16	1487,37	1487,37	1546,86	1546,86	1577,80	1577,80	1625,13	1625,13	1674,70	1674,70	1732,90	1732,90	1800,23	
3	Тариф на тепловую энергию, приобретаемую с целью компенсации потерь тепловой энергии																
	вода	Все группы потребителей (без НДС)	749,10	776,89	770,32	805,62	810,70	839,69	808,13	833,97	863,09	890,9	889,54	933,52	932,12	970,86	
	ООО "Башкирская генерирующая компания"																
4	Тарифы на тепловую энергию (мощность) на коллекторах источника тепловой энергии																Постановление №730 от 18.12.2020
	отборный пар под давлением от 2,5 до 7,0 кг/см2	Для потребителей без дифференциации	934,09	976,51	976,51	1016,54	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	отборный пар под давлением от 7,0 до 13,0 кг/см2	Для потребителей без дифференциации	804,83	841,37	841,37	875,87	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	отборный пар под давлением свыше 13,0 кг/см2	Для потребителей без дифференциации	1020,67	1067,01	1067,01	1110,76	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	острый и редуцированный пар	Для потребителей без дифференциации	1050,98	1098,71	1098,71	1206,38	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	вода	Для потребителей без дифференциации	657,29	678,32	678,32	705,46	705,46	735,69	735,69	762,18	762,18	783,52	783,52	813,18	813,18	846,35	
	АО "Стерлитамакские распределительные тепловые сети"																
5	Тарифы на тепловую энергию (мощность) на коллекторах источника тепловой энергии																Постановление №780 от 20.12.2018
	отборный пар под давлением от 2,5 до 7,0 кг/см2	Для потребителей без дифференциации	-	1065,94	1065,94	1070,91	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	вода	Для потребителей без дифференциации	-	1043,15	1043,15	1048,01	1048,01	1062,68	1062,68	1098,81	1098,81	1142,76					
	вода	Население (с учетом НДС)	-	1230,92	1230,92	1236,65	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	ООО "Стерлитамакские Тепловые сети"																
6	Тарифы на тепловую энергию (мощность) на коллекторах источника тепловой энергии																Постановление №826 от 20.12.2016
	отборный пар под давлением от 2,5 до 7,0 кг/см2	Для потребителей без дифференциации	1013,54	1054,09	1054,09	1099,01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	вода	Для потребителей без дифференциации	991,51	1031,18	1031,18	1193,93	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	вода	Население (с учетом НДС)	1169,98	1216,79	1216,79	1408,83	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
7	Тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям поселка Шах-Тай																Постановление №825 от 20.12.2016
	вода	Для потребителей без дифференциации	1079,21	1096,00	1096,00	1151,72	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	вода	Население (с учетом НДС)	1273,47	1293,28	1293,28	1359,03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	ООО "Первая сетевая компания"																
8	Тарифы на тепловую энергию (мощность)																Постановление №723 от 17.12.2019
	вода	Для потребителей без дифференциации	1217,59	1261,17	1261,17	1312,80	1312,80	1312,80	1331,11	1331,11	1370,88	1370,88	1411,57	1411,57	1456,08	1456,08	
	вода	Население (с учетом НДС)	1436,76	1488,18	1488,18	1549,10	1575,36	1575,36	1597,33	1597,33	1645,06	1645,06	1693,88	1693,88	1747,30	1747,30	
9	Тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям поселка Шах-Тай																Постановление №635 от 11.12.2020
	вода	Для потребителей без дифференциации	1079,21	1096,00	1096,00	1168,00	1168,00	1184,35	1184,35	1251,81	1251,81	1314,52					
	вода	Население (с учетом НДС)	1273,47	1293,28	1293,28	1378,24	1401,60	1421,22	1421,22	1502,17	1502,17	1577,42					
	ОАО "Башкирская содовая компания"																
10	Тарифы на тепловую энергию (мощность)																Постановление №698 от 18.12.2017
	отборный пар под давлением свыше 13,0 кг/см2	Для потребителей без дифференциации	1059,16	1158,83	1158,83	1243,46	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	вода	Для потребителей без дифференциации	1365,46	1471,87	1471,87	1577,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
11	Тарифы на тепловую энергию (мощность) на коллекторах источника тепловой энергии																Постановление №699 от 18.12.2017
	отборный пар под давлением от 7,0 до 13,0 кг/см2	Для потребителей без дифференциации	755,71	785,75	785,75	819,93	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	вода	Для потребителей без дифференциации	691,04	732,35	732,35	826,86	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Таблица 11.2 – Тарифы на горячую воду (горячее водоснабжение), поставляемую потребителям городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан с использованием закрытой системы горячего водоснабжения на 2017 - 2023 гг.

№ п/п	Показатель	Потребитель	2017		2018		2019		2020		2021		2022		2023		№ Поста-новления
			01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	ООО "Башкирские распределительные тепловые сети"																
1	Тариф на горячую воду (горячее водоснабжение)																Постановле-ние №757 от 18.12.2020
	компонент на холодную воду, руб./куб.м.	Все группы потребителей (без НДС), кроме группы Население	-	14,12	14,12	15,03	15,03	15,33	15,33	15,91	15,91	16,39	-	-	-	-	
	компонент на холодную воду, руб./куб.м.	Население (с НДС)	-	16,66	16,66	17,74	18,04	18,40	18,40	19,09	19,09	19,67	-	-	-	-	
	компонент на тепловую энергию, руб./Гкал	Все группы потребителей (без НДС), кроме группы Население	-	1380,05	1380,05	1444,50	1444,50	1473,39	1473,39	1551,48	1551,48	1634,48	1634,48	1723,97	1723,97	1825,44	
	компонент на тепловую энергию, руб./Гкал	Население (с НДС)	-	1628,46	1628,46	1704,51	1733,40	1768,07	1768,07	1861,78	1861,78	1961,38	1961,38	2068,76	2068,76	2190,53	
	ООО "Стерлитамакские Тепловые сети"																
2	Тариф на горячую воду (горячее водоснабжение)																Постановле-ние №838 от 20.12.2016
	компонент на холодную воду, руб./куб.м.	Все группы потребителей (без НДС), кроме группы Население	12,71	14,12	14,12	16,41	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	компонент на холодную воду, руб./куб.м.	Население (с НДС)	15,00	16,66	16,66	19,36	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	компонент на тепловую энергию, руб./Гкал	Все группы потребителей (без НДС), кроме группы Население	1287,24	1380,05	1380,05	1485,15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	компонент на тепловую энергию, руб./Гкал	Население (с НДС)	1518,94	1628,46	1628,46	1752,48	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	ООО "Первая сетевая компания"																
3	Тариф на горячую воду (горячее водоснабжение)																Постановле-ние №800 от 20.12.2019
	компонент на холодную воду, руб./куб.м.	Все группы потребителей (без НДС), кроме группы Население	12,71	14,12	14,12	15,03	15,03	15,33	15,33	15,91	15,91	15,92	15,92	16,89	16,89	17,34	
	компонент на холодную воду, руб./куб.м.	Население (с НДС)	15,00	16,66	16,66	17,74	18,04	18,40	18,40	19,09	19,09	19,10	19,10	20,27	20,27	20,81	
	компонент на тепловую энергию, руб./Гкал	Все группы потребителей (без НДС), кроме группы Население	1217,59	1261,17	1261,17	1312,80	1312,80	1331,11	1331,11	1370,88	1370,88	1411,57	1411,57	1456,08	1456,08	1499,39	
	компонент на тепловую энергию, руб./Гкал	Население (с НДС)	1436,76	1488,18	1488,18	1549,10	1575,36	1597,33	1597,33	1645,06	1645,06	1693,88	1693,88	1747,30	1747,30	1799,27	

Таблица 11.3 – Тарифы на теплоноситель, поставляемый потребителям городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан в закрытых системах теплоснабжения на 2017 - 2023 гг., руб./куб.м

№ п/п	Показатель	Потребитель	2017		2018		2019		2020		2021		2022		2023		№ Постановле- ния
			01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	ООО "Башкирские распределительные тепловые сети"																
1	Тариф на теплоноситель																Постановление №759 от 18.12.2020
	вода	Все группы потребителей (без НДС)	94,23	97,13	97,13	101,02	101,02	102,44	102,44	106,13	106,13	109,22	109,22	113,05	113,05	117,44	
	пар	Все группы потребителей (без НДС)	117,37	122,07	122,07	126,68	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	ООО "Башкирская генерирующая компания"																
2	Тариф на теплоноситель, поставляемый потребителям от источников тепловой энергии с установленной мощностью 25 МВт и более в закрытых системах теплоснабжения																Постановление №731 от 18.12.2020
	вода	Все группы потребителей (без НДС)	98,74	102,64	102,64	106,76	106,76	108,25	108,25	112,14	112,14	115,5	115,5	118,24	118,24	122,03	
	пар	Все группы потребителей (без НДС)	117,37	122,07	122,07	126,68	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	АО "Стерлитамакские распределительные тепловые сети"																
3	Тариф на теплоноситель																Постановление №781 от 20.12.2018
	вода	Все группы потребителей (без НДС)	-	118,36	118,36	120,65	120,65	122,34	122,34	126,5	126,5	131,56					
	вода	Население (с НДС)	-	139,66	139,66	142,37	-	-	-	-	-	-					
	ООО "Стерлитамакские Тепловые сети"																
4	Тариф на теплоноситель																Постановление №814 от 20.12.2016
	вода	Все группы потребителей (без НДС)	95,63	99,74	99,74	103,35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	вода	Население (с НДС)	112,8434	117,6932	117,6932	121,953	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Таблица 11.4 – Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии, оказываемые потребителям городского округа город Стерлитамак Республики Башкортостан на 2017 - 2023 гг., руб./Гкал

№ п/п	Показатель	Потребитель	2017		2018		2019		2020		2021		2022		2023		№ Постанов- ления
			01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	01.01 - 30.06	01.07 – 31.12	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	АО "Стерлитамакские распределительные тепловые сети"																
1	Тариф на услуги по передаче тепловой энергии																Постановле- ние №747 от 18.12.2020
	вода	Для потребителей без дифферен- циации	-	394,07	394,07	402,46	402,46	408,09	408,09	814,61	511,36	626,70					
	ООО "Стерлитамакские Тепловые сети"																
2	Тариф на услуги по передаче тепловой энергии																Постановле- ние №834 от 20.12.2016
	вода	Для потребителей без дифферен- циации	367,92	382,63	382,63	392,11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	АО "Башкирская содовая компания"																
3	Тариф на услуги по передаче тепловой энергии																Постановле- ние №617 от 11.12.2020
	отборный пар под давлением свыше 13,0 кг/см2	Для потребителей без дифферен- циации	-	-	-	-	185,5	185,5	187,59	187,59	182,30	183,39	183,39	205,17			
	вода	Для потребителей без дифферен- циации	-	-	-	-	60,94	60,94	61,71	62,94	62,94	65,63	64,47	64,47			

На рисунках 11.1 – 11.5 отражена динамика изменения тарифов на продукцию теплоснабжающих организаций потребителям города Sterlitaмак на 2017 - 2023 гг. Значения тарифов указаны на 1 июля соответствующего года, без НДС.

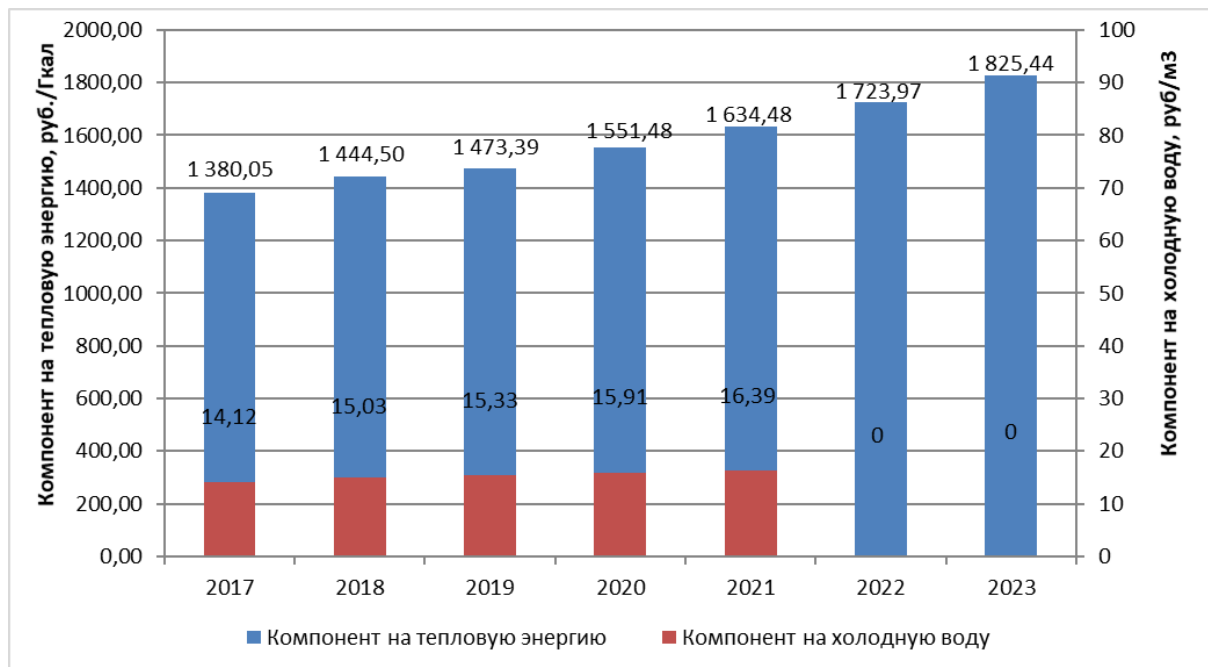


Рисунок 11.1 – Динамика изменений тарифов на горячую воду, поставляемую потребителям ООО «БашРТС» городского округа город Sterlitaмак с использованием закрытой системы горячего водоснабжения на 2017 - 2023 гг.

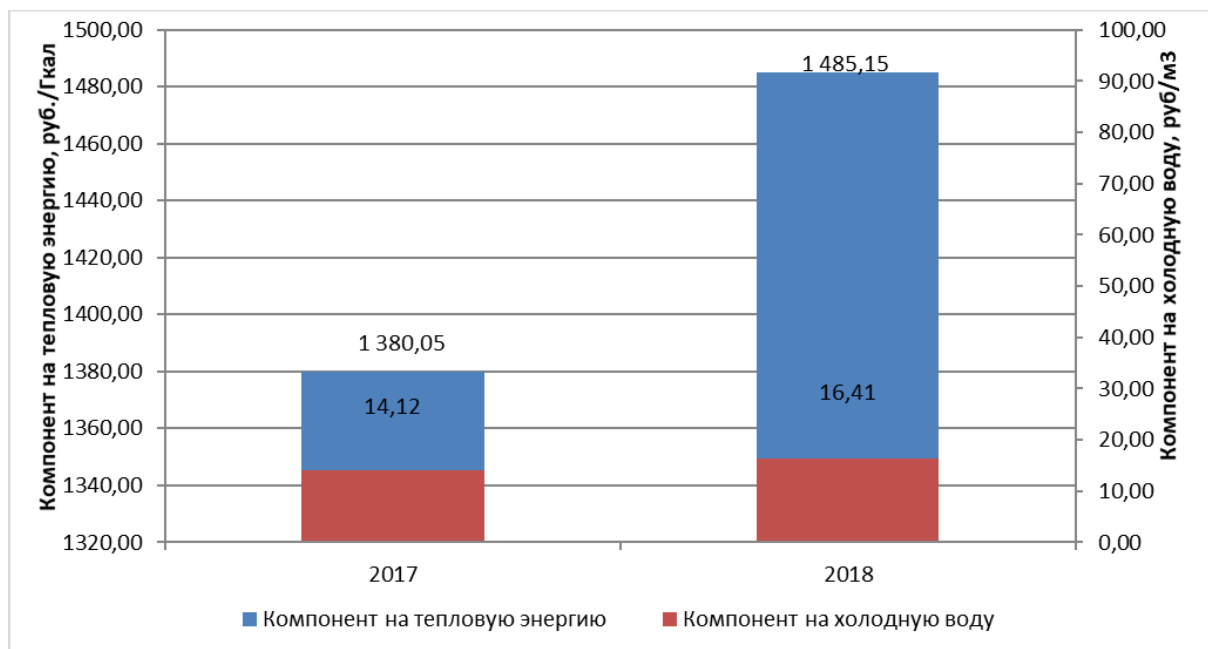


Рисунок 11.2 – Динамика изменений тарифов на горячую воду, поставляемую потребителям ООО «Sterlita-Maxские Тепловые сети» городского округа город Sterlitaмак с использованием закрытой системы горячего водоснабжения на 2017 - 2023 гг.

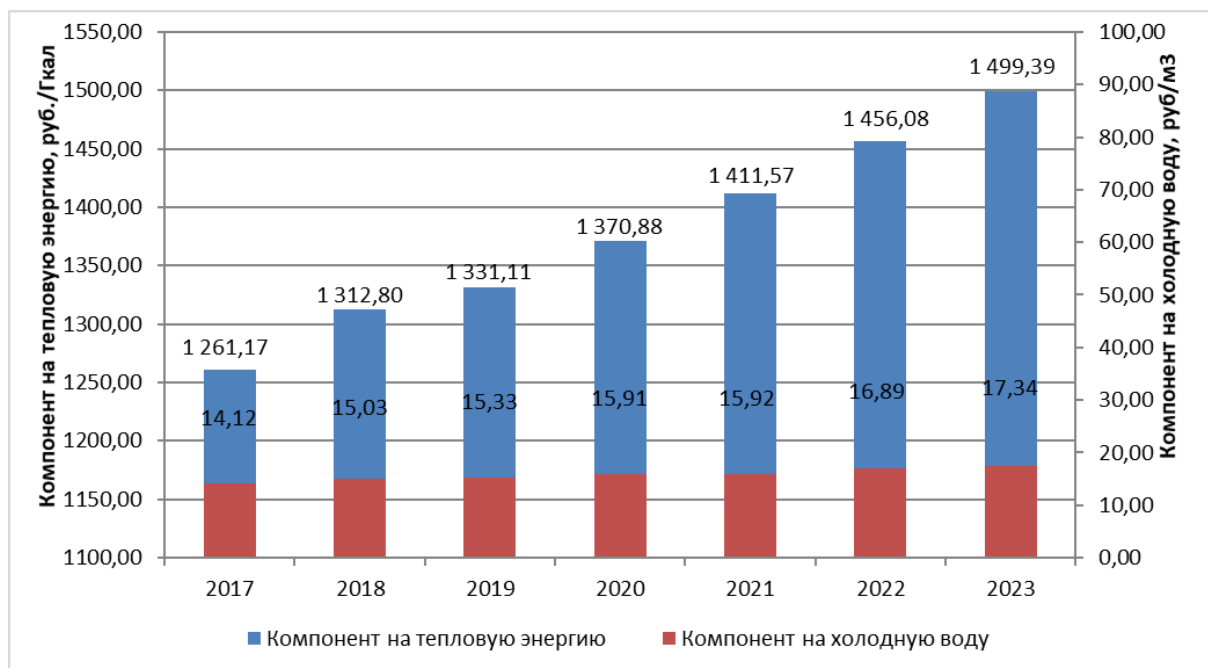


Рисунок 11.3 – Динамика изменений тарифов на горячую воду, поставляемую потребителям ООО «Первая сетевая компания» городского округа город Стерлитамак с использованием закрытой системы горячего водоснабжения на 2017 - 2023 гг.

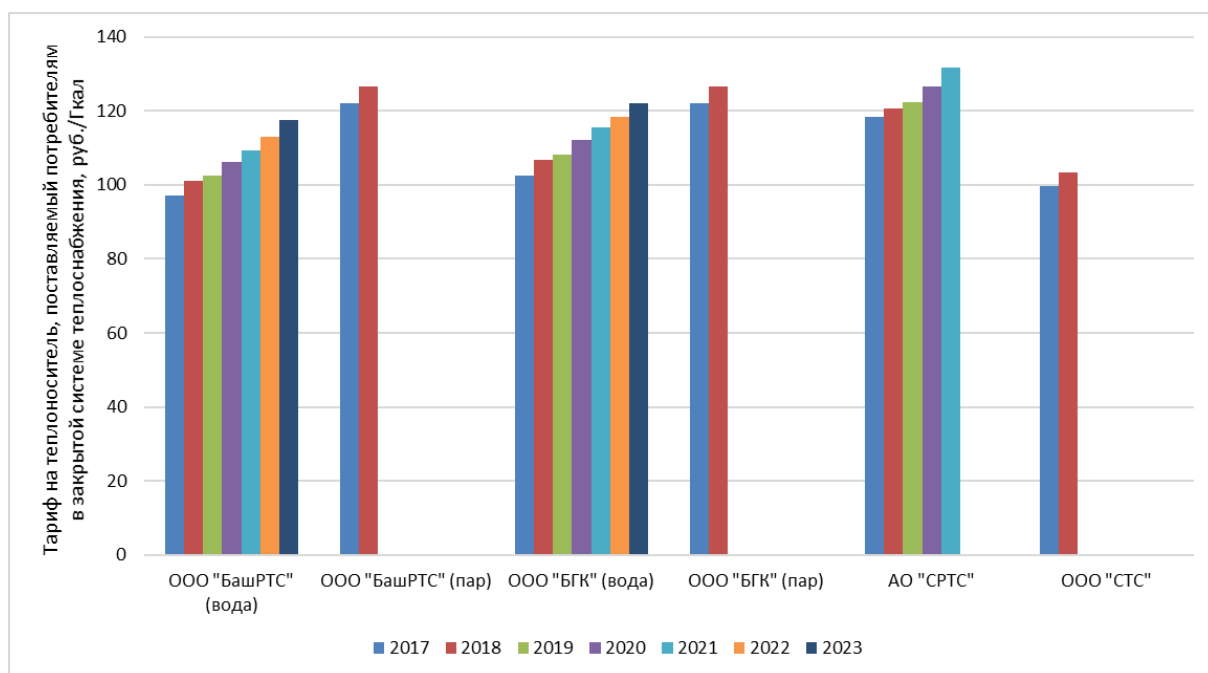


Рисунок 11.4 – Динамика изменений тарифов на теплоноситель потребителям теплоснабжающих организаций городского округа город Стерлитамак в закрытой системе теплоснабжения на 2017 – 2023 гг.

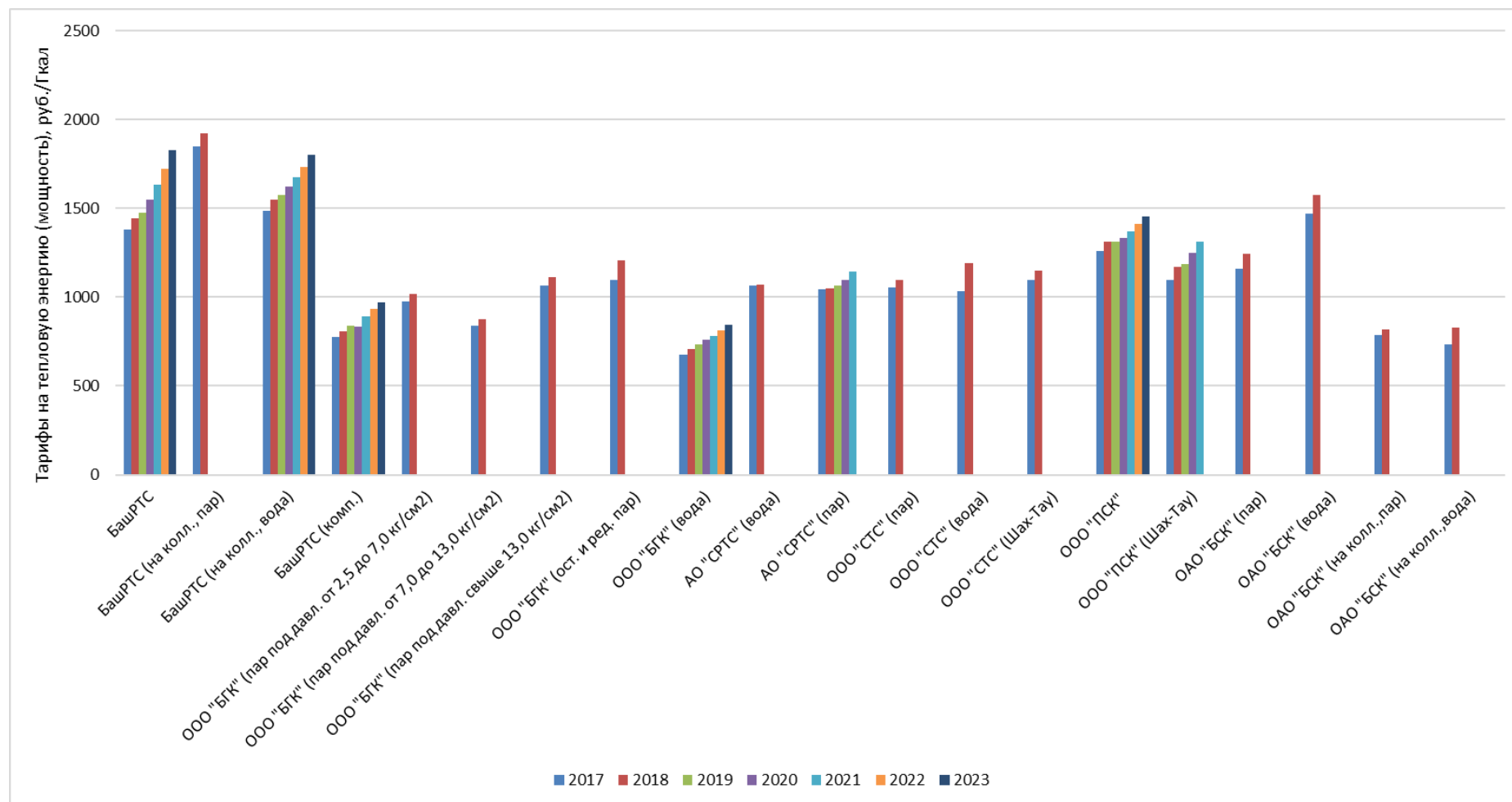


Рисунок 11.5 – Динамика изменений тарифов на тепловую энергию (мощность) потребителям теплоснабжающих организаций городского округа город Стерлитамак на 2017 - 2023 гг.

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

Структура тарифов представлена в разделе 10.

11.3 Плата за подключение к системе теплоснабжения

В городском округе городе Стерлитамак установлена плата на подключение к системам теплоснабжения для двух организаций: ООО «Башкирские распределительные тепловые сети» и АО «Стерлитамакские распределительные тепловые сети».

Плата за подключение к системе теплоснабжения ООО «БашРТС» установлена Постановлением Государственного комитета Республики Башкортостан «Об установлении платы за подключение к системе теплоснабжения ООО «Башкирские распределительные тепловые сети» в Республике Башкортостан» № 760 от 18 декабря 2020 г.

Таблица 11.5 – Плата за подключение к системе теплоснабжения ООО «БашРТС» в городском округе город Стерлитамак Республики Башкортостан, в случае если подключаемая 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	2018	2019	2021
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	-	-	-	-
2.1.3.	401-550	-	-	-	-
2.1.4.	551-700	-	-	-	-
2.1.5.	701 мм и выше	2515,02	-	2730,54	-
2.2.	Подземная прокладка, в том числе:	-	-	-	-
2.2.1.	канальная прокладка	-	-	-	-
2.2.1.1.	50-250 мм	2654,61	-	2752,93	-
2.2.1.2.	251-400	2732,61	-	-	-
2.2.1.3.	401-550	2821,14	-	-	-
2.2.1.4.	551-700	-	2207,29	-	-
2.2.1.5.	701 мм и выше	-	-	2879,77	2924,12
2.2.2.	бесканальная прокладка	-	-	-	-
2.2.2.1.	50-250 мм	-	-	-	-
2.2.2.2.	251-400	-	-	-	-
2.2.2.3.	401-550	-	-	-	-
2.2.2.4.	551-700	-	-	-	-
2.2.2.5.	701 мм и выше	-	-	-	-
3	Расходы на создание и 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	-	-	-	-

Плата подключение к системе теплоснабжения АО Стерлитамакские распределительные тепловые сети», установленная Постановлением № 748 от 18 декабря 2020 года «Об установлении платы за подключение к системе теплоснабжения АО «Стерлитамакские распределительные тепловые сети» в Республике Башкортостан, представлена в таблицах 11.6 – 11.8.

Таблица 11.6 – Плата за подключение к системе теплоснабжения АО «Стерлитамакские распределительные тепловые сети» в городском округе город Стерлитамак Республики Башкортостан, в случае если подключаемая нагрузка объекта заявителя более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч (от источников ООО «Башкирская генерирующая компания»), тыс. руб./Гкал/ч (без НДС)

№п/п	Наименование	2018	2019
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	-	-
2.1.3.	401-550	-	-
2.1.4.	551-700	-	-
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	3947
2.2.1.2.	251-400	3131	-
2.2.1.3.	401-550	-	-
2.2.1.4.	551-700	-	-
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	-	-
2.2.2.3.	401-550	-	-
2.2.2.4.	551-700	-	-
2.2.2.5.	701 мм и выше	-	-
3	Расходы на создание и 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	-	-

Таблица 11.7 – Плата за подключение к системе теплоснабжения АО «Стерлитамакские распределительные тепловые сети» в городском округе город Стерлитамак Республики Башкортостан, в случае если подключаемая нагрузка объекта заявителя превышает 1,5 Гкал/ч (от источников ООО «Башкирская генерирующая компания»), тыс. руб./Гкал/ч (без НДС)

№п/п	Наименование	2018	2019	2021
	Плата за подключение объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых превышает 1,5 Гкал/ч, при наличии технической возможности подключения, 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	-	-	-
2.1.3.	401-550	-	-	-
2.1.4.	551-700	-	-	-
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	7300	8029
2.2.1.2.	251-400	3039	5439	-
2.2.1.3.	401-550	-	7420	-
2.2.1.4.	551-700	-	-	-
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	-	-	-
2.2.2.3.	401-550	-	-	-
2.2.2.4.	551-700	-	-	-
2.2.2.5.	701 мм и выше	-	-	-
3	Расходы на создание и 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	-	-	-

Таблица 11.8 – Плата за подключение к системе теплоснабжения АО «Стерлитамакские распределительные тепловые сети» в городском округе город Стерлитамак Республики Башкортостан, в случае если подключаемая нагрузка объекта заявителя более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч (от источников ООО «Стерлитамакские распределительные тепловые сети»), тыс. руб./Гкал/ч (без НДС)

№п/п	Наименование	2018	2019	2021
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	-	-	-
2.1.3.	401-550	-	-	-
2.1.4.	551-700	-	-	-
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	8087	8029
2.2.1.2.	251-400	-	-	-
2.2.1.3.	401-550	-	-	-
2.2.1.4.	551-700	-	-	-
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	-	-	-
2.2.2.3.	401-550	-	-	-
2.2.2.4.	551-700	-	-	-
2.2.2.5.	701 мм и выше	-	-	-
3	Расходы на создание и 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	-	-	-

Оба указанные постановления устанавливают плату за подключения к системам теплоснабжения в случае, если подключаемая тепловая нагрузка объекта капитального строительства заявителя, в том числе застройщика, не превышает 0,1 Гкал/ч равной 550 рублей (с НДС).

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

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности на территории городского округа город Стерлитамак не установлена.

11.5 Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

В период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения - 2019 год, изменений по видам тарифов для теплоснабжающей организации города Стерлитамак не произошло.

На рисунках 11.1 - 11.5 представлены изменения тарифов на продукцию теплоснабжающих организаций (без НДС) в 2017-2020 годах. Значения тарифов указаны на 1 июля соответствующего года.

12 ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ГОРОД СТЕРЛИТАМАК

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 однострунным, 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 КЦ-7 ООО «БашРТС» 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 основной котельной котельного цеха №7 (КЦ-7) ООО «БашРТС» имеют срок службы 25 лет и более.

На ряде тепловых пунктов ООО «БашРТС» оборудование морально и физически устарело, вследствие чего требуется их реконструкция.

Тепловые сети ООО «БашРТС» имеют высокий срок эксплуатации.

Более 75 % от суммарной протяженности трубопроводов, или 451,2 км в однотрубном исчислении (60% по материальной характеристике) тепловых сетей ООО «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 10 % 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 0,67 и 0,48, 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 0,79, что также ниже нормативного значения.

Таким образом, состояние тепловых сетей города Стерлитамак на начало 2021 года с точки зрения обеспечения надежности их безотказной работы в целом неудовлетворительное.

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 систем централизованного теплоснабжения города Стерлитамак не наблюдается.

12.5 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надёжность системы теплоснабжения

Предписания надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надёжность системы теплоснабжения, выданные в 2017 – 2019 годах отсутствуют.

12.6 Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения города Стерлитамак, произошедших за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

С момента утверждения схемы теплоснабжения произошли изменения в балансовой принадлежности малых котельных и тепловых сетей, с мая 2019 года все котельные и большинство тепловых сетей, ранее находящихся на балансе АО «СРТС» переданы на баланс ООО «БашРТС» на правах аренды.

Изменения в проблемах в системах теплоснабжения города Стерлитамак незначительные, основными проблемами как и ранее является низкая вероятность безотказной работы тепловых сетей.