



**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В АДМИНИСТРАТИВНЫХ  
ГРАНИЦАХ ГОРОДА НОВОКУЗНЕЦКА НА ПЕРИОД  
ДО 2032 ГОДА  
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2020 ГОД)**

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ**

**ГЛАВА 1**

**СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА,  
ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ  
ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

## СОСТАВ РАБОТЫ

Наименование документа	Шифр
Схема теплоснабжения в административных границах г. Новокузнецка на период до 2032 года (Актуализация на 2020 г.) Утверждаемая часть	043. СТС.019.001.000.000.
Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения г. Новокузнецка на период до 2032 года	043. СТС.019.002.000.000.
Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	043. СТС.019.002.001.000.
Глава 2. Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	043. СТС.019.002.002.000.
Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения	043. СТС.019.002.003.000.
Глава 3. Приложение 1. Руководство пользователя Zulu Thermo	043. СТС.019.002.003.001.
Глава 3. Приложение 2. Альбом характеристик тепловых сетей	043. СТС.019.002.003.002.
Глава 3. Приложение 3. Альбом характеристик потребителей	043. СТС.019.002.003.003.
Глава 3. Приложение 4. Альбом характеристик ЦТП и насосных станций	043. СТС.019.002.003.004.
Глава 3. Приложение 5. Калибровка электронной модели системы теплоснабжения	043. СТС.019.002.003.005.
Глава 4. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки	043. СТС.019.002.004.000.
Глава 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения г. Новокузнецка на период до 2032 года	043. СТС.019.002.005.000.
Глава 6. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок	043. СТС.019.002.006.000.
Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	043. СТС.019.002.007.000.
Глава 8. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей	043. СТС.019.002.008.000.
Глава 8. Приложение 1. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	043. СТС.019.002.008.001.
Глава 9. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения	043. СТС.019.002.009.000.
Глава 10. Перспективные топливные балансы	043. СТС.019.002.010.000.
Глава 11. Оценка надежности теплоснабжения	043. СТС.019.002.011.000.
Глава 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	043. СТС.019.002.012.000.
Глава 13. Индикаторы развития систем теплоснабжения г. Новокузнецк	043. СТС.019.002.013.000.
Глава 14. Ценовые (тарифные) последствия	043. СТС.019.002.014.000.
Глава 15. Реестр единых теплоснабжающих организаций	043. СТС.019.002.015.000.
Глава 16. Реестр проектов схемы теплоснабжения	043. СТС.019.002.016.000.
Глава 17. Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения	043. СТС.019.002.017.000.
Глава 18. Сводный том изменений, выполненных в актуализированной схеме теплоснабжения	043. СТС.019.002.018.000.

## СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ.....	7
ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ .....	8
1. Функциональная структура теплоснабжения .....	12
1.1. Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения города за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	12
1.2. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	13
1.2.1. АО «Кузнецкая ТЭЦ».....	20
1.2.2. Западно-Сибирская ТЭЦ – филиал АО «ЕВРАЗ ЗСМК».....	20
1.2.3. МКП «Центральная ТЭЦ» .....	20
1.2.4. ООО «Сибэнерго» .....	21
1.2.5. ООО «ТСН» .....	21
1.2.6. АО «МТСК».....	21
1.2.7. ООО «НТК» .....	21
1.2.8. Ведомственные источники теплоснабжения .....	21
1.3. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями .....	22
1.4. Зоны действия производственных котельных.....	25
1.5. Зоны действия индивидуального теплоснабжения.....	25
2. Источники тепловой энергии .....	26
2.1. Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	26
2.1.1. Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии – ТЭЦ.....	26
2.1.2. Источники некомбинированной выработки (котельные) .....	26
2.2. Структура и технические характеристики основного оборудования .....	26
2.2.1. Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии – ТЭЦ.....	28
2.2.1. Котельные города .....	38
2.3. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки.....	42
2.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности .....	44
2.5. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности «нетто» .....	47
2.6. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.....	53
2.6.1. Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии – ТЭЦ.....	53
2.6.2. Котельные города .....	59
2.7. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии).....	65
2.8. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха .....	71
2.8.1. Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии – ТЭЦ.....	71
2.8.2. Котельные города .....	76
2.9. Среднегодовая загрузка оборудования .....	81
2.9.1. Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии – ТЭЦ.....	81
2.9.2. Котельные города .....	88
2.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети.....	89
2.10.1. Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии – ТЭЦ.....	90
2.10.2. Котельные города .....	94
2.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.....	95
2.11.1. Источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.....	95
2.11.2. Котельные .....	96
2.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии .....	97
2.13. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей .....	97
3. Тепловые сети, сооружения на них .....	100
3.1. Описание изменений технических характеристик тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения .....	100

3.2. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения .....	101
3.2.1. Кузнецкая ТЭЦ .....	105
3.2.2. Западно-Сибирская ТЭЦ .....	107
3.2.3. Центральная ТЭЦ .....	109
3.2.4. Муниципальные котельные .....	111
3.3. Электронные и бумажные схемы тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии	115
3.4. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки .....	117
3.4.1. Кузнецкая ТЭЦ .....	120
3.4.2. Западно-Сибирская ТЭЦ .....	122
3.4.3. Центральная ТЭЦ .....	124
3.4.4. Крупные муниципальные котельные ООО «Сибэнерго» .....	126
3.5. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях .....	133
3.6. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов .....	133
3.7. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности	134
3.8. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети .....	135
3.9. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики .....	138
3.10. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за 2007-2017 гг. ....	139
3.11. Статистика восстановления (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за 2012-2017 гг. ....	140
3.12. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов .....	140
3.12.1. Методы технической диагностики, используемые теплосетевыми организациями на территории города .....	141
3.12.2. Методы технической диагностики, не нашедшие применения теплосетевыми организациями города Новокузнецка .....	141
3.13. 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 .....	143
3.14. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя .....	151
3.15. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года .....	153
3.16. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения .....	156
3.17. Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям .....	156
3.18. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя .....	157
3.19. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи .....	160
3.20. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций .....	161
3.21. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления .....	162
3.22. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию .....	164
4. Зоны действия источников тепловой энергии .....	189
4.1. Описание изменений в зонах действия источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения .....	189
4.2. Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения на территории поселения, городского округа, города федерального значения .....	189
4.2.1. Зона действия Кузнецкой ТЭЦ .....	189
4.2.2. Зона действия Западно-Сибирской ТЭЦ филиала АО «ЕВРАЗ ЗСМК» .....	191
4.2.3. Зона действия Центральной ТЭЦ .....	191
4.2.4. Зона действия котельных .....	192
4.3. Перечень котельных, находящихся в зоне радиуса эффективного теплоснабжения источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии	193
5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии .....	194

5.1. Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения .....	194
5.2. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления .....	196
5.3. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии .....	205
5.4. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии .....	216
5.5. Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом .....	216
5.5.1. Анализ изменения полезного отпуска по ТЭЦ .....	225
5.5.2. Анализ изменения полезного отпуска по котельным в эксплуатационной ответственности ООО «Сибэнерго» .....	228
5.6. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение .....	228
5.6.1. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление .....	229
5.6.2. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на горячее водоснабжение .....	230
5.7. Описание значений тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения .....	232
5.8. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии .....	238
6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии .....	240
6.1. 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 .....	240
6.2. Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности «нетто», потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии .....	240
6.3. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности «нетто» по каждому источнику тепловой энергии .....	245
6.4. 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 .....	245
6.5. Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения .....	247
6.6. Описание резервов тепловой мощности «нетто» источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности .....	248
7. Балансы теплоносителя .....	249
7.1. 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 .....	249
7.2. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть .....	249
7.3. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения .....	260
8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом .....	261
8.1. 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 .....	261
8.2. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии .....	261
8.3. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями .....	280
8.4. Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки .....	280
8.5. Описание использования местных видов топлива .....	281
9. Надежность теплоснабжения .....	282

9.1. Описание изменений в надежности теплоснабжения 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 .....	282
9.2. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей .....	282
9.3. Частота отключений потребителей .....	287
9.4. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений .....	289
9.5. Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения).....	290
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» .....	296
9.7. Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении, указанных в п. 9.6 .....	296
10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций .....	297
10.1. Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций .....	297
10.2. Результаты хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций .....	301
11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения .....	329
11.1. Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах) .....	329
11.2. Описание динамики утвержденных цен (тарифов) .....	331
11.2.1. Утвержденные тарифы на тепловую энергию .....	332
11.2.2. Утвержденные тарифы на передачу тепловой энергии .....	335
11.2.3. Утвержденные тарифы на теплоноситель .....	345
11.3. Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.....	351
11.4. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения .....	362
11.5. Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей .....	362
12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения .....	363
12.1. Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения города, произошедших в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения .....	364
12.2. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей) .....	364
12.3. Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей) .....	368
12.4. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения .....	370
12.5. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения .....	375
12.6. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения .....	375
13. Ретроспективные показатели эффективности .....	376

## ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ

Рисунок 1 – Функциональная структура теплоснабжения города Новокузнецка (адресная привязка на карте муниципального образования и зоны действия источников тепловой энергии) .....	19
Рисунок 2 – Функциональная структура теплоснабжения города Новокузнецка (структура договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями) .....	24
Рисунок 3 – Распределение установленной тепловой мощности по группам энергоисточников г. Новокузнецка, Гкал/ч.....	28
Рисунок 4 – Баланс установленной электрической мощности источников на территории Кемеровской области с выделением г. Новокузнецка и собственный максимум ЭС Кемеровской области, МВт.....	30
Рисунок 5 – Баланс электроэнергии на территории Кемеровской области с выделением источников г. Новокузнецка, млн. МВт*ч.....	32
Рисунок 6 – Распределение УТМ котельных по периодам ввода.....	59
Рисунок 7 – Принципиальная схема выдачи тепловой мощности КТЭЦ .....	66
Рисунок 8 – Принципиальная схема выдачи мощности от КТЭЦ .....	67
Рисунок 9 – Принципиальная тепловая схема водогрейной котельной КТЭЦ.....	67
Рисунок 10 – Принципиальная схема выдачи мощности ЗС ТЭЦ .....	68
Рисунок 11 – Принципиальная схема выдачи тепловой мощности ЦТЭЦ.....	70
Рисунок 12 – Температурный график КТЭЦ.....	75
Рисунок 13 – Температурный график ЗС ТЭЦ.....	75
Рисунок 14 – Температурный график ЦТЭЦ.....	75
Рисунок 15 – Температурный график 95-70 °С (4-х рубная схема) .....	79
Рисунок 16 – Температурный график 95-70 °С (открытая схема ГВС) .....	79
Рисунок 17 – Температурный график 110-70 °С (3-х рубная схема) .....	79
Рисунок 18 – Температурный график 130-70 °С (закрытая схема ГВС).....	79
Рисунок 19 – Структура выработки электрической энергии Кузнецкой ТЭЦ.....	84
Рисунок 20 – Структура отпуска тепловой энергии группами оборудования Кузнецкой ТЭЦ.....	84
Рисунок 21 – Структура выработки электрической энергии Западно-Сибирской ТЭЦ.....	84
Рисунок 22 – Структура отпуска тепловой энергии группами оборудования Западно-Сибирской ТЭЦ.....	84
Рисунок 23 – Структура выработки электрической энергии .....	85
Рисунок 24 – Структура отпуска тепловой энергии группами оборудования Центральной ТЭЦ .....	85
Рисунок 25 – Структурная схема информационно-измерительного комплекса .....	91
Рисунок 26 – Выводы тепломагистралей от ЗС ТЭЦ.....	108
Рисунок 27 – Принципиальная схема выдачи тепловой мощности от ЦТЭЦ .....	110
Рисунок 28 – Схема тепловых сетей г. Новокузнецка.....	116
Рисунок 29 – Материальная характеристика тепловых сетей г. Новокузнецка по источникам.....	118
Рисунок 30 – Срок эксплуатации тепловых сетей г. Новокузнецка по источникам .....	119
Рисунок 31 – Срок эксплуатации тепловых сетей от Кузнецкой ТЭЦ .....	121
Рисунок 32 – Распределение магистральных тепловых сетей от Западно-Сибирской ТЭЦ по срокам ввода в эксплуатацию .....	124
Рисунок 33 – Распределение магистральных тепловых сетей от Центральной ТЭЦ по срокам ввода в эксплуатацию .....	125
Рисунок 34 – Распределение магистральных тепловых сетей от Куйбышевской центральной котельной по срокам ввода в эксплуатацию .....	127
Рисунок 35 – Распределение магистральных тепловых сетей от Зырянской районной котельной по срокам ввода в эксплуатацию.....	128
Рисунок 36 – Распределение магистральных тепловых сетей от Байдаевской центральной котельной по срокам ввода в эксплуатацию .....	130
Рисунок 37 – Распределение магистральных тепловых сетей от Абашевской районной котельной по срокам ввода в эксплуатацию.....	131
Рисунок 38 – Распределение магистральных тепловых сетей от котельной Листвяги по срокам ввода в эксплуатацию .....	132
Рисунок 39 – Распределение тепловых сетей от котельной п. Притомский по срокам ввода в эксплуатацию .....	133
Рисунок 40 – Сравнение утвержденного и фактического температурных графиков Западного тепловывода ЗСТЭЦ за 2018 г. ....	135
Рисунок 41 – Сравнение утвержденного и фактического температурных графиков Ильинского тепловывода ЗСТЭЦ за 2018 г. ....	136
Рисунок 42 – Сравнение утвержденного и фактического температурных графиков КТЭЦ за 2018 г.....	137
Рисунок 43 – Схема формирования плана проектирования и перекладок .....	142
Рисунок 44 – График проведения гидравлических испытаний тепловых сетей ООО «СибЭнерго» в 2019 г. ....	148
Рисунок 45 – График проведения испытаний тепловых сетей от ЦТЭЦ в 2019 г. ....	149

Рисунок 46 – Потребитель с открытым водоразбором на ГВС и элеваторным присоединением систем отопления (СО).....	157
Рисунок 47 – Потребитель с открытым водоразбором на ГВС и непосредственным присоединением СО .....	157
Рисунок 48 – Потребитель с открытым водоразбором на ГВС и насосным присоединением СО .....	157
Рисунок 49 – Административные районы города Новокузнецка (расчетные элементы территориального деления) .....	197
Рисунок 50 – Распределение договорного теплопотребления при расчетных температурах наружного воздуха в разрезе административных районов, по состоянию на 01.01.2019 г. ....	198
Рисунок 51 – Динамика полезного отпуска тепловой энергии и потребности в тепловой мощности за 2015-2018 гг., в зоне действия КТЭЦ .....	226
Рисунок 52 – Динамика полезного отпуска тепловой энергии и потребности в тепловой мощности за 2015-2018 гг., в зоне действия ЗСТЭЦ .....	227
Рисунок 53 – Динамика полезного отпуска тепловой энергии и потребности в тепловой мощности за 2015-2018 гг., в зоне действия котельных ООО «Сибэнерго» .....	228
Рисунок 54 – Структура подключенных нагрузок к ТЭЦ .....	233
Рисунок 55 – Распределение общей потребности в тепловой мощности, Гкал/ч .....	235
Рисунок 56 – Баланс тепловой энергии в системе теплоснабжения на базе ТЭЦ.....	248
Рисунок 57 – Технологическая схема ХВО ЗС ТЭЦ.....	253
Рисунок 58 – Топливный баланс Кузнецкой ТЭЦ.....	265
Рисунок 59 – Топливный баланс Западно-Сибирской ТЭЦ.....	265
Рисунок 60 – Топливный баланс Центральной ТЭЦ .....	265
Рисунок 61 – УРУТ на ОТЭ котельных.....	268
Рисунок 62 – Соотношение числа отказов по городу (за вычетом отказов по системе от КТЭЦ) .....	287
Рисунок 63 – Карты-схемы тепловых сетей, зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения .....	295
Рисунок 64 – Цикличность изменения температуры.....	367
Рисунок 65 – Интенсивность отказов и доля ветхих сетей по системам теплоснабжения города за 2018 г. ....	369
Рисунок 66 – Структура тарифа на тепловую энергию с коллекторов источников на 2019 г. ....	374

## ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 1 – Перечень теплоснабжающих и теплосетевых организаций на территории города Новокузнецка, по состоянию на 01.01.2019 г. ....	13
Таблица 2 - Сводный перечень зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций .....	15
Таблица 3 - Количество энергоисточников в разрезе характерных групп г. Новокузнецка .....	27
Таблица 4 – Баланс установленной электрической мощности источников на территории Кемеровской области с выделением г. Новокузнецка и собственный максимум ЭС Кемеровской области, МВт.....	29
Таблица 5 – Баланс электроэнергии на территории Кемеровской области с выделением источников г. Новокузнецка, тыс. МВт*ч.....	31
Таблица 6 – Состав основного оборудования Кузнецкой ТЭЦ .....	34
Таблица 7 – Состав основного оборудования Западно-Сибирской ТЭЦ .....	36
Таблица 8 – Состав основного оборудования Центральной ТЭЦ.....	37
Таблица 9 – Сведения по основному теплогенерирующему оборудованию котельных г. Новокузнецка .....	39
Таблица 10 – Параметры установленной тепловой мощности оборудования городских ТЭЦ.....	42
Таблица 11 – Параметры установленной тепловой мощности источников .....	43
Таблица 12 - Ограничения тепловой мощности, параметры располагаемой тепловой мощности источников на территории г. Новокузнецка .....	46
Таблица 13 – Тепловая нагрузка собственных и хозяйственных нужд энергоисточников, мощность «нетто» .....	48
Таблица 14 - Объемы потребления тепловой энергии и холодной воды на собственные нужды энергоисточников за 2016-2018 гг. ....	51
Таблица 15 - Срок службы оборудования ТЭЦ г. Новокузнецка .....	56
Таблица 16 – Срок службы основного оборудования котельных г. Новокузнецка .....	61
Таблица 17 – Перечень потребителей тепловой энергии в паре от КТЭЦ.....	65
Таблица 18 – Технические характеристики основных и пиковых бойлеров ЦТЭЦ.....	69
Таблица 19 – Температурные графики источников комбинированной выработки .....	73
Таблица 20 – Температурные графики котельных.....	77
Таблица 21 - Способы регулирования и проектные температурные режимы отпуска тепловой энергии от котельных г. Новокузнецка .....	80
Таблица 22 – Выработка электрической и тепловой энергии на городских ТЭЦ за 2015-2018 гг. ....	83
Таблица 23 – Среднегодовая загрузка оборудования городских ТЭЦ за 2015-2018 гг.....	86



Таблица 24 - Среднегодовая загрузка котельных за 2016-2018 гг.....	88
Таблица 25 – Распределение сигнальных входов RTU.....	92
Таблица 26 – Перечень и характеристики приборов учета тепловой энергии ЦТЭЦ.....	93
Таблица 27 – Сведения о ежегодном количестве инцидентов и аварий на источниках тепловой энергии, согласно материалам предыдущей актуализации, шт./год.....	95
Таблица 28 – Сведения о ежегодном количестве инцидентов и аварий на источниках тепловой энергии за 2016-2018 гг., шт./год.....	96
Таблица 29 – Статистика технологических нарушений на муниципальных котельных, согласно материалам предыдущей актуализации, шт./год.....	96
Таблица 30 – Статистика технологических нарушений на котельных ООО «СибЭнерго», за период 2016-2018 гг., шт./год.....	96
Таблица 31 – Результаты конкурентных отборов мощности на 2017-2019, 2020, 2021 годы.....	99
Таблица 32 – Строительство и реконструкция тепловых сетей за 2017-2018 гг.....	101
Таблица 33 – Сведения по тепловым сетям КТЭЦ.....	106
Таблица 34 – Сведения по тепловым сетям ЗС ТЭЦ.....	108
Таблица 35 – Сведения по тепловым сетям ЦТЭЦ.....	110
Таблица 36 – Сведения по тепловым сетям от муниципальных котельных ООО «СибЭнерго» и основных ведомственных котельных.....	113
Таблица 37 – Протяженность и материальная характеристика тепловых сетей г. Новокузнецка по диаметрам.....	118
Таблица 38 – Зоны подтопления грунтовыми водами.....	119
Таблица 39 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от Кузнецкой ТЭЦ.....	120
Таблица 40 – Протяженность и материальная характеристика тепловых сетей от ЗСТЭЦ в Новоильинском районе (ТМ №1).....	122
Таблица 41 – Протяженность и материальная характеристика тепловых сетей от ЗСТЭЦ в Заводской район (ТМ №2).....	123
Таблица 42 – Протяженность и материальная характеристика тепловых сетей от ЦТЭЦ.....	124
Таблица 43 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от Куйбышевской центральной котельной по диаметрам трубопроводов.....	126
Таблица 44 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от Зырянской районной котельной по диаметрам трубопроводов.....	127
Таблица 45 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от Байдаевской центральной котельной по диаметрам трубопроводов.....	129
Таблица 46 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от Абашевской районной котельной по диаметрам трубопроводов.....	130
Таблица 47 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от котельной Листвяги по диаметрам трубопроводов.....	131
Таблица 48 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от котельной п. Притомский по диаметрам трубопроводов.....	132
Таблица 49 – Статистика отказов на тепловых сетях г. Новокузнецка за 2014-2018 гг.....	140
Таблица 50 – Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений.....	140
Таблица 51 – Сроки проведения испытаний на тепловых сетях, находящихся в эксплуатационной ответственности АО «МТСК» и ООО «ТСН».....	150
Таблица 52 – Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии в тепловых сетях, находящихся в эксплуатационной ответственности АО «МТСК» и ООО «ТСН».....	152
Таблица 53 – Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии в тепловых сетях, находящихся в эксплуатационной ответственности ООО «СибЭнерго» и ООО «НТК».....	152
Таблица 54 – Данные по тепловым потерям теплоносителя и тепловой энергии на тепловых сетях ООО «СибЭнерго».....	154
Таблица 55 – Данные по тепловым потерям теплоносителя и тепловой энергии на тепловых сетях АО «МТСК».....	156
Таблица 56 – Наличие приборов учета тепловой энергии у потребителей тепла в зоне влияния КТЭЦ.....	158
Таблица 57 – Наличие приборов учета тепловой энергии у потребителей тепла от ЦТЭЦ и котельных.....	158
Таблица 58 – Затраты на реализацию мероприятий по установке приборов учета тепловой энергии.....	159
Таблица 59 – Перечень выявленных бесхозных сетей.....	166
Таблица 60 – Перечень конечных потребителей тепла по районам города в зоне действия Кузнецкой ТЭЦ.....	190
Таблица 61 – Перечень конечных потребителей тепла по районам города в зоне действия Западно-Сибирской ТЭЦ.....	191
Таблица 62 – Перечень конечных потребителей тепла по районам города в зоне действия Центральной ТЭЦ.....	192
Таблица 63 – Зоны действия наиболее крупных муниципальных котельных г. Новокузнецка.....	192
Таблица 64 - Изменение тепловых нагрузок в разрезе источников централизованного теплоснабжения с года утверждения базовой версии Схемы теплоснабжения.....	195

Таблица 65 – Потребность в тепловой мощности, в разрезе источников тепловой энергии, по состоянию на 01.01.2019 г. ....	198
Таблица 66 – Потребность в тепловой мощности в разрезе расчетных элементов территориального деления, по состоянию на 01.01.2019 г. ....	199
Таблица 67 – Параметры достигнутого максимума тепловой нагрузки и величина расчетной тепловой нагрузки на коллекторах .....	206
Таблица 68 – Расчетные тепловые нагрузки на коллекторах теплоисточников, полученные на основании анализа величины достигнутого максимума тепловой нагрузки, и динамика их изменения в период 2015-2018 гг. ....	211
Таблица 69 – Расчетные тепловые нагрузки конечных потребителей тепловой энергии, по состоянию на 01.01.2019 г. ....	215
Таблица 70 – Величина потребления тепловой энергии, в разрезе источников тепловой энергии в период 2015-2018 гг. ....	218
Таблица 71 – Величина потребления тепловой энергии, в разрезе расчетных элементов территориального деления в период 2015-2018 гг. ....	220
Таблица 72 – Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению на территории Новокузнецкого городского округа в отопительный период продолжительностью 9 месяцев.....	229
Таблица 73 – Нормативы потребления коммунальных услуг по горячему водоснабжению собственниками и пользователями жилых помещений в многоквартирных домах и жилых домов.....	230
Таблица 74 – Нормативы потребления коммунальных услуг по горячему водоснабжению собственниками и пользователями жилых помещений в многоквартирных домах и жилых домов.....	231
Таблица 75 – Наиболее крупные промышленные предприятия г. Новокузнецка .....	234
Таблица 76 – Номинальная тепловая мощность потребителей, а также величины тепловых нагрузок, которые указаны в договорах теплоснабжения, по состоянию на 01.01.2019 г. ....	236
Таблица 77 – Сравнение величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии .....	239
Таблица 78 – Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности «нетто», потерь тепловой мощности в тепловых сетях, договорной и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, без разделения по видам отпускаемого теплоносителя .....	241
Таблица 79 – Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности «нетто», потерь тепловой мощности в тепловых сетях, договорной и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии по горячей воде .....	242
Таблица 80 – Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности «нетто», потерь тепловой мощности в тепловых сетях, договорной и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии по пару.....	244
Таблица 81 – Зимний гидравлический режим работы тепловых сетей от КТЭЦ.....	246
Таблица 82 – Зимний гидравлический режим работы ПНС в системе теплоснабжения КТЭЦ .....	246
Таблица 83 – Зимний гидравлический режим работы тепловых сетей от ЗСТЭЦ.....	247
Таблица 84 – Зимний гидравлический режим работы ПНС в системе теплоснабжения ЗСТЭЦ .....	247
Таблица 85 – Характеристики водоподготовительных установок для подготовки химочищенной воды для подпитки теплосети по наиболее крупным муниципальным котельным .....	255
Таблица 86 – Балансы производительности ВПУ теплоносителя для тепловых сетей и максимального часового потребления теплоносителя.....	258
Таблица 87 - Виды основного и резервного топлива по каждому источнику тепловой энергии г. Новокузнецка ...	261
Таблица 88 – Топливные балансы ТЭЦ г. Новокузнецка .....	263
Таблица 89 - Базовые расходы натурального и условного топлива на ТЭЦ г. Новокузнецка .....	269
Таблица 90 - Базовые топливные балансы по всем энергоисточникам г. Новокузнецка .....	276
Таблица 91 - Удельные расходы условного топлива по энергоисточникам г. Новокузнецка .....	278
Таблица 92 – Утвержденные нормативы ННЗТ, НЭЗТ и ОНЗТ по источникам тепловой энергии.....	280
Таблица 93 – Качественные показатели применяемой смеси углей .....	281
Таблица 94 - Сведения об отказах на тепловых сетях г. Новокузнецка, в разрезе источников тепловой энергии .	284
Таблица 95 – Характеристики установленных на котельных резервных источников энергоснабжения.....	288
Таблица 96 – Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений.....	289
Таблица 97 - Показатели надежности и готовности энергосистем г. Новокузнецка к безаварийному теплоснабжению .....	292
Таблица 98 – Данные ТСО о результатах реализации утвержденных инвестиционных программ, отраженные в стандартах раскрытия информации, в 2016-2017 гг. ....	300
Таблица 99 – Основные технико-экономические показатели деятельности организаций, опубликовавших данные о реализации инвестиционных программ в г. Новокузнецке в 2016-2017 гг.....	302
Таблица 100 –Ретроспективные основные технико-экономические показатели деятельности АО "Кузнецкая ТЭЦ" за 2014 г. (данные предыдущей актуализации) .....	310
Таблица 101 – Основные технико-экономические показатели деятельности теплоснабжающих (теплосетевых) организаций в г. Новокузнецка за 2015-2017 гг. (за исключением организаций, опубликовавших данные о реализации инвестиционных программ) .....	312

Таблица 102 – Перечень теплоснабжающих (теплосетевых) организаций, для которых установлены тарифы в сфере теплоснабжения в г. Новокузнецке в 2015-2019 гг. ....	331
Таблица 103 – Ретроспективные тарифы на тепловую энергию и услуги по передаче на 2013-2014 гг. (данные предыдущей актуализации).....	333
Таблица 104 – Перечень организаций г. Новокузнецка, для которых в период 2015-2019 гг. были установлены тарифы на тепловую энергию.....	334
Таблица 105 – Тарифы на тепловую энергию, утвержденные в г. Новокузнецке на 2015-2019 гг. ....	335
Таблица 106 – Перечень организаций г. Новокузнецка, для которых в период 2015-2019 гг. были установлены тарифы на услуги по передаче тепловой энергии.....	345
Таблица 107 – Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии, утвержденные в г. Новокузнецке на 2015-2019 гг. ....	346
Таблица 108 – Перечень организаций г. Новокузнецка, для которых в период 2015-2019 гг. были установлены тарифы на теплоноситель.....	351
Таблица 109 – Тарифы на теплоноситель, утвержденные в г. Новокузнецке на 2015-2019 гг. ....	353
Таблица 110 – Структура тарифов на тепловую энергию в г. Новокузнецке, установленных на 2019 г. (выборочно).....	358
Таблица 111 – Структура тарифов на услуги по передаче тепловой энергии в г. Новокузнецке, установленных на 2019 г. (выборочно).....	360
Таблица 112 – Плата за подключение нагрузки менее 0,1 Гкал/ч в г. Новокузнецке в 2016 - 2019 г. ....	362
Таблица 113 – Плата за подключение нагрузки более 0,1 Гкал/ч и менее 1,5 Гкал/ч, установленная в г. Новокузнецке за период 2016 - 2019 г. (без НДС).....	362
Таблица 114 – Плата за подключение установленная в индивидуальном порядке в г. Новокузнецке за 2014 –2019 г. ....	363
Таблица 115 – Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности в г. Новокузнецке на 2019 г. ....	363
Таблица 116 – Ретроспективные показатели эффективности источников тепловой энергии.....	376

## **1. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

Здесь и в дальнейшем под базовой версией Схемы теплоснабжения принимается актуализированный проект Схемы теплоснабжения на 2017 г., утвержденный Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 26 декабря 2016 г. №1411 «Об утверждении актуализированной схемы теплоснабжения города Новокузнецка до 2032 года».

При актуализации схемы теплоснабжения города Новокузнецка на 2020 год, за базовый принят 2018 год.

### **1.1. Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения города за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

При актуализации Схемы теплоснабжения на 2020 г. в части изменений функциональной структуры теплоснабжения необходимо отметить следующее:

1) Уточнена организационно-правовая форма собственности по теплоснабжающим и теплосетевым организациям;

2) МП «ССК» ранее осуществляло эксплуатацию 30 котельных и тепловые сети от котельных, а также 3 ТЭЦ, в настоящее время организация находится в стадии ликвидации. Тепловые сети переданы:

- в контуре котельных: от МП «ССК» переданы в аренду ООО «Сибэнерго» с ноября 2017 года, от ООО «СтройТехПроект» в аренду ООО «Сибэнерго» - с ноября 2016 года;

- в контуре ЗСТЭЦ: от МП «ССК» в аренду ООО «Сибэнерго» с ноября 2017 года;

- в контуре ЦТЭЦ: от МП «ССК» в аренду с октября 2017 года в ООО «ЭнергоТранзит», а с мая 2018 года переданы в субаренду в ООО «СибЭнерго».

3) С 8 августа 2017 года ООО «ТСН» приняли в обслуживание на правах аренды тепловые сети МП «ССК» в контуре Кузнецкой ТЭЦ (договор от 08.08.2017 № ТСН-17/11);

4) Новоильинская газовая котельная, расположенная по адресу: пр. Авиаторов, 56а, передана в эксплуатационную ответственность МП «ГУЖКХ» в 2018 г., ранее эксплуатацию осуществляло ООО «Южно-Кузбасская тепловая генерация» (ООО «ЮжГ»). Передача тепловой энергии от котельной осуществляется ООО «Сибэнерго», в соответствии с договором №СГ-191-17 от 17.04.2018 г. С 01.01.2019 г. Функции ЕТО в системе теплоснабжения от Новоильинской котельной переданы ООО «КузнецкТеплоСбыт» (между ЗСТЭЦ и котельной имеется технологическая связь, системы не являются изолированными).

5) В 2017 году введена в работу котельная НКХП по адресу: Куйбышевский район, пер. Мелькомбинатовский, 9 (котельная теплоснабжающей организации ООО «НКХП» закрыта,

тепловые сети обслуживает ООО «НТК» по договору обслуживания с ООО «СтройТехПроект»), с целью теплоснабжения 2 потребителей по ул. Вокзальная, 111 и 113 (реализовано мероприятие базовой версии);

б) В соответствии с замечанием №16 к базовой версии, в проект добавлен графический материал с зонами действия источников тепловой энергии на карте города;

7) В соответствии с замечанием №17 к базовой версии, в проект добавлены системы теплоснабжения на базе ведомственных котельных и прочих котельных, в зоне действия которых осуществляется регулируемая деятельность в сфере теплоснабжения потребителей.

## 1.2. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций

В административных границах Муниципального образования «Новокузнецкий городской округ» деятельность по производству, распределению и передаче тепловой энергии осуществляют 12 теплоснабжающих и 6 теплосетевых организаций. Перечень теплоснабжающих и теплосетевых организаций представлен в таблице 1. В соответствии с со статьей 2 Федерального закона от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении»:

*«1) теплоснабжающая организация - организация, осуществляющая продажу потребителям и (или) теплоснабжающим организациям произведенных или приобретенных тепловой энергии (мощности), теплоносителя и владеющая на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в системе теплоснабжения, посредством которой осуществляется теплоснабжение потребителей тепловой энергии;*

*1б) теплосетевая организация - организация, оказывающая услуги по передаче тепловой энергии».*

**Таблица 1 – Перечень теплоснабжающих и теплосетевых организаций на территории города Новокузнецка, по состоянию на 01.01.2019 г.**

№ п/п	Наименование организации	ИНН	КПП	Вид регулируемой деятельности
<b>Теплоснабжающие организации</b>				
1	АО «Кузнецкая ТЭЦ»	4205243178	420501001	Производство тепловой энергии. Комбинированная выработка с уст. мощностью производства электрической энергии 25 МВт и более
2	АО «ЕВРАЗ ЗСМК»	4218000951	421801001	1)Производство тепловой энергии. Комбинированная выработка с уст. мощностью производства электрической энергии 25 МВт и более; Производство. Теплоноситель 2)Передача. Тепловая энергия
3	МКП «Центральная ТЭЦ»	4220039385	421701001	Производство тепловой энергии. Комбинированная выработка с уст. мощностью производства электрической энергии 25 МВт и более
4	ООО «Сибэнерго»	4217085977	540601001	Контур ЦТЭЦ и ЗСТЭЦ; оказание услуг по пере-

№ п/п	Наименование организации	ИНН	КПП	Вид регулируемой деятельности
				дача тепловой энергии, теплоносителя Контур котельных: производство, сбыт, передача
5	МП «ГУЖКХ»	4253026631	425301001	Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка
6	АО «Евразруда» Абагурский филиал	7701288541	422801001	Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка
7	Кузбасский территориальный участок ЗСД по тепловодоснабжению - СП ЦД по тепловодоснабжению - филиал ОАО «РЖД»	7708503727	540775040	Производство тепловой энергии (мощности) не в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии источниками тепловой энергии
8	ООО ТК «Садовая»	4253037591	425301001	Производство (некомбинированная выработка) + передача + сбыт
9	ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	5405950881	540501001	Некомбинированная выработка
10	ООО «Разрез Бунгурский-Северный»	4220028665	422001001	Производство тепловой энергии. Некомбинированная выработка
11	ООО «КузнецкТеплоСбыт»*	4217146884	421701001	Передача и сбыт тепловой энергии
12	ООО «ЭнергоТранзит»*	5406603432	540601001	Сбыт тепловой энергии
<b>Теплосетевые организации</b>				
1	ООО «ТСН»	4217172700	421701001	Передача тепловой энергии
2	ООО «НТК»	4253009805	425301001	Передача тепловой энергии
3	АО «МТСК»	4205243210	420501001	Передача тепловой энергии
4	ООО «Теплоснаб»	4253030437	425301001	Передача тепловой энергии
5	ООО «ЭнергоСеть»	4252002395	425301001	Передача тепловой энергии
6	ООО «Шахта «Юбилейная»	4218107045	421801001	Передача тепловой энергии

**\*Примечание. Несмотря на отсутствие источников тепловой энергии в эксплуатационной ответственности, организация является теплоснабжающей, т.к. по ней утвержден тариф на поставку тепловой энергии и передачу.**

Регулируемое теплоснабжение осуществляется от 43 энергоисточников, из которых 3 функционирует в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии. Перечень источников тепловой энергии с указанием организации-собственника и обслуживающей организации представлен в таблице 2.

**Таблица 2 - Сводный перечень зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Адрес	Источник тепловой энергии		Тепловые сети	
			собственник	техническое обслуживание	собственник	техническое обслуживание
<b>Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</b>						
1	КТЭЦ	ул. Новороссийская, 35	АО «Кузнецкая ТЭЦ»	АО «Кузнецкая ТЭЦ»	1) ООО «ТСН», КУМИ 2) АО «НЭС»	1) ООО «ТСН» 2) ООО «НТК»
2	ЗСТЭЦ	Северное шоссе, 23	АО «ЕВРАЗ ЗСМК»	АО «ЕВРАЗ ЗСМК»	1) АО «ЕВРАЗ ЗСМК» 2) АО «МТСК» 3) КУМИ 4) ООО «СтройТехПроект», АО «НЭС» 5) ООО «КузнецкТеплоСбыт» 6) ООО «Теплоснаб» 7) ООО «ЭнергоСеть» 8) ООО «Шахта «Юбилейная»	1) АО «ЕВРАЗ ЗСМК» 2) АО «МТСК» 3) ООО «Сибэнерго» 4) ООО «НТК» 5) ООО «КузнецкТеплоСбыт» 6) ООО «Теплоснаб» 7) ООО «ЭнергоСеть» 8) ООО «Шахта «Юбилейная»
3	ЦТЭЦ	ул. Коммунальная, 25	ООО «Центральная ТЭЦ»	МКП «Центральная ТЭЦ»	1) КУМИ 2) ООО «СтройТехПроект», АО «НЭС», ОАО «Тепловая энергия»	1) ООО «ЭнергоТранзит» - аренда (ООО «Сибэнерго» - субаренда) 2) ООО «НТК»
<b>Котельные, находящиеся в эксплуатации ООО «Сибэнерго»</b>						
4	Абашевская районная котельная	Ордж. р-н ул. Кавказская, 26	КУМИ	ООО «Сибэнерго»	1) КУМИ 2) ООО «СтройТехПроект»	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК» и ООО «СтройТехПроект»)
5	Байдаевская центральная котельная № 2	Ордж. р-н ул. Слесарная, 12	КУМИ	ООО «Сибэнерго»	ООО «СтройТехПроект»	ООО «Сибэнерго» (аренда у ООО «СтройТехПроект»)
6	Зыряновская районная котельная	Ордж. р-н ул. Пархоменко, 110	КУМИ	ООО «Сибэнерго»	1) КУМИ 2) ООО «СтройТехПроект»	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК» и ООО «СтройТехПроект»)
7	Котельная пос. Притомский	Ордж. р-н Шоссе Притомское, 26	КУМИ	ООО «Сибэнерго»	1) КУМИ 2) ООО «СтройТехПроект»	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК» и ООО «СтройТехПроект»)
8	Котельная № 19	Ордж. р-н переулок Школьный, 1а	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)	ООО «Сибэнерго»	ООО «Сибэнерго»
9	Котельная № 72	Ордж. р-н ул. Фесковская, 99	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)	ООО «СтройТехПроект»	ООО «Сибэнерго» (аренда у ООО «СтройТехПроект»)
10	Котельная УПК	Заводск. р-н проезд Томский, 11а корп. 1	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО ГОРОД НОВОКУЗНЕЦК НА ПЕРИОД 2019-2032 ГГ.  
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование теплоисточника	Адрес	Источник тепловой энергии		Тепловые сети	
			собственник	техническое обслуживание	собственник	техническое обслуживание
				«ССК»)		
11	Котельная ОРК «Таргай»	пос. Таргай	КУМИ	ООО «Сибэнерго»	1) КУМИ 2) ООО «СтройТехПроект»	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК» и ООО «СтройТехПроект»)
12	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	Центр. р-н ул. Земнухова, 43	КУМИ	ООО «Сибэнерго»	1) КУМИ 2) ООО «СтройТехПроект»	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК» и ООО «СтройТехПроект»)
13	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	Центр. р-н проезд Дагестанский, 14	КУМИ	ООО «Сибэнерго»	1) КУМИ 2) ООО «СтройТехПроект»	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК» и ООО «СтройТехПроект»)
14	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	Центр. р-н ул. Пинская, 43а	КУМИ	ООО «Сибэнерго»	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)
15	Куйбышевская центральная котельная	Куйбышевский р-н ул. Стволовая, 9	КУМИ	ООО «Сибэнерго»	1) КУМИ 2) ООО «СтройТехПроект»	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК» и ООО «СтройТехПроект»)
16	Котельная пос. Листвяги	Куйбышевский р-н ул. Суданская, 52	КУМИ	ООО «Сибэнерго»	1) КУМИ 2) ООО «СтройТехПроект»	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК» и ООО «СтройТехПроект»)
17	Котельная № 6	Куйбышевский р-н ул. 375 км, 34	КУМИ	ООО «Сибэнерго»	ООО «СтройТехПроект»	ООО «Сибэнерго» (аренда у ООО «СтройТехПроект»)
18	Котельная Садопарковая	Куйбышевский р-н ул. Садопарковая, 20	КУМИ	ООО «Сибэнерго»	1) КУМИ 2) ООО «СтройТехПроект»	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК» и ООО «СтройТехПроект»)
19	Котельная №32 (БПОУ)	Куйбышевский р-н ул. Садопарковая, 32	КУМИ	ООО «Сибэнерго»	1) КУМИ 2) ООО «СтройТехПроект»	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК» и ООО «СтройТехПроект»)
20	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	Куйбышевский р-н ул. Кондомская, 10	КУМИ	ООО «Сибэнерго»	1) КУМИ 2) ООО «СтройТехПроект»	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК» и ООО «СтройТехПроект»)
21	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	Куйбышевский р-н ул. Спортивная, 11а	КУМИ	ООО «Сибэнерго»	ООО «СтройТехПроект»	ООО «Сибэнерго» (аренда у ООО «СтройТехПроект»)
22	Котельная проф. «Бунгурский»	Куйбышевский р-н Профилакторий «Бунгурский»	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)	ООО «СтройТехПроект»	ООО «Сибэнерго» (аренда у ООО «СтройТехПроект»)
23	Котельная «РТРС»	Куйбышевский р-н ул. Черемнова, 82	КУМИ	ООО «Сибэнерго»	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)
24	Оздоровительного лагеря «Голубь»	д. Есауловка	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)
25	Котельная школа № 1	Куйбышевский р-н ул.	КУМИ	ООО «Сибэнерго»	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП



№ п/п	Наименование теплоисточника	Адрес	Источник тепловой энергии		Тепловые сети	
			собственник	техническое обслуживание	собственник	техническое обслуживание
		Пролетарская, 81		(аренда у МП «ССК»)		«ССК»)
26	Котельная школа № 23	Куйбышевский р-н ул. Редаково, 104	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)
27	Котельная школа № 37	Куйбышевский р-н ул. Варшавская, 1	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)
28	Котельная школа № 43	Куйбышевский р-н ул. Жасминная, 8	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)
29	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	пос. Бунгур	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)
30	Котельная школа № 16	Центр. р-н ул. Громовой, 61	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)
31	Котельная детского сада № 123	Куйбышевский р-н ул. Литейная, 82	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)	отсутствуют	отсутствуют
32	Полосухинская	ул. Станционная, ст. Полосухинская	КУМИ	ООО «Сибэнерго»	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)
33	Кузнецкая крепость	Кузн. р-н ул. Водопадная, 19	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)	ООО «СтройТехПроект»	ООО «Сибэнерго» (аренда у ООО «СтройТехПроект»)
34	Котельная НКХП	Куйбышевский р-н пер. Мелькомбинатовский, 9	КУМИ	ООО «Сибэнерго»	ООО «СтройТехПроект»	ООО «НТК» (аренда у ООО «СтройТехПроект»)
<b>Прочие котельные, от которых осуществляется регулируемое теплоснабжение</b>						
35	Новоильинская газовая котельная	пр. Авиаторов 56а, квартал № 13	КУМИ	МП «ГУЖКХ»	КУМИ	ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК», МП «ГУЖКХ» - первые 2 участка от котельной)
36	Котельная АО «Евразруда»	ш. Космическое, 16	АО «Евразруда»	АО «Евразруда»	АО «Евразруда»	АО «Евразруда»
37	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	в районе ст. Новокузнецк-Восточный	ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»
38	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный (ДВТУ-3)	ул. 375 км, 2А	ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	1) ОАО «РЖД» 2) ООО «СтройТехПроект»	1) ОАО «РЖД» 2) ООО «Сибэнерго» (аренда у ООО «СтройТехПроект»)
39	Котельная ст. Абагур-Лесной ПМС-2	пос. Абагур-Лесной	ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	1) ОАО «РЖД» 2) ООО «СтройТехПроект»	1) ОАО «РЖД» 2) ООО «Сибэнерго» (аренда у ООО «СтройТехПроект»)

№ п/п	Наименование теплоисточника	Адрес	Источник тепловой энергии		Тепловые сети	
			собственник	техническое обслуживание	собственник	техническое обслуживание
40	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точирино	ул. Стальского, 9	ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»
41	Котельная ООО ТК «Садовая»	ул. Селекционная, 11	КУМИ	ООО ТК «Садовая»	1) ООО ТК «Садовая» 2) КУМИ	1) ООО ТК «Садовая» 2) ООО «Сибэнерго» (аренда у МП «ССК»)
42	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	ул. Вокзальная, 58	ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»
43	Котельная ООО «Разрез Бунгурский-Северный»	ул. Ливинская, 38	ООО «Разрез Бунгурский-Северный»	ООО «Разрез Бунгурский-Северный»	1) ООО «Разрез Бунгурский-Северный» 2) ООО «СтройТехПроект»	1) ООО «Разрез Бунгурский-Северный» 2) ООО «Сибэнерго» (аренда у ООО «СтройТехПроект»)

На рисунке 1 представлено распределение зон теплоснабжения по принадлежности (с адресной привязкой на карте муниципального образования).

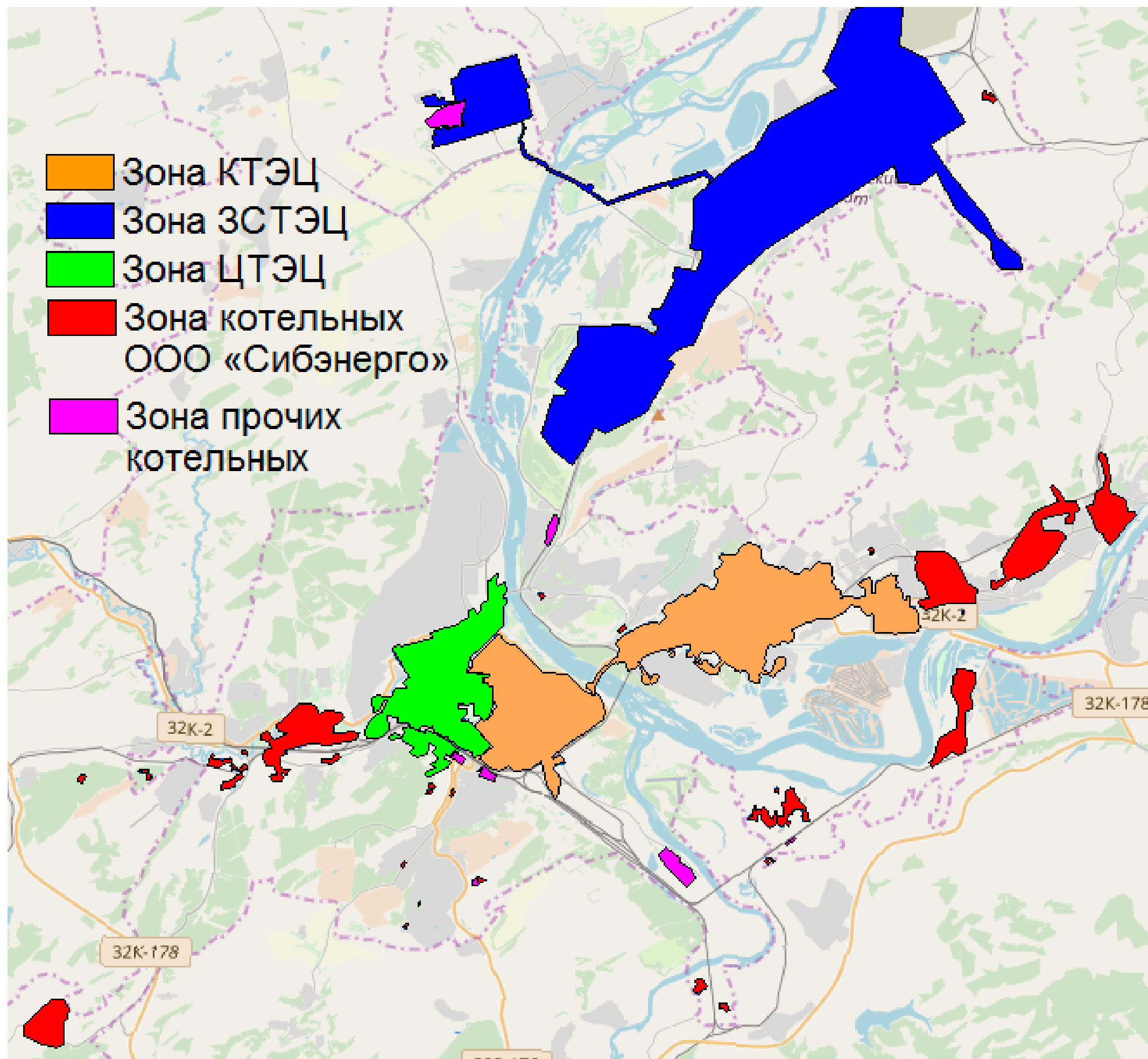


Рисунок 1 – Функциональная структура теплоснабжения города Новокузнецка (адресная привязка на карте муниципального образования и зоны действия источников тепловой энергии)

### **1.2.1.АО «Кузнецкая ТЭЦ»**

Основными потребителями в горячей воде являются жилищно-коммунальный сектор Кузнецкого, Орджоникидзевского, части Центрального и Куйбышевского районов. Потребителями тепловой энергии в паре являются комбинаты Новокузнецкий алюминиевый и Кузнецкие ферросплавы. КТЭЦ работает в базовом режиме, в основном, по тепловому графику, тепловая схема КТЭЦ с поперечными связями на давление пара 30, 64 и 100 кгс/см<sup>2</sup>.

Площадка Кузнецкой ТЭЦ (КТЭЦ) расположена в юго-восточной части г. Новокузнецка на правом берегу р. Томь.

С западной стороны промплощадка ограничена цехами и сооружениями алюминиевого завода АО «РУСАЛ Новокузнецкий Алюминиевый Завод» и северной стороны промплощадка ограничена цехами и сооружениями АО «КФ». С северной стороны вдоль ограды ТЭЦ проходит городская автомагистраль, соединяющая Кузнецкий и Орджоникидзевский районы города.

Общая площадь, занимаемая электростанцией, составляет 358,958 га, в том числе: промплощадка ТЭЦ – 126,8711 га; трубопроводы до золоотвала проходят по промплощадке ТЭЦ, золоотвал №1 (отработанный) – 7,8 га, золоотвал № 2 (действующий) – 46,7 га.

АО «Кузнецкая ТЭЦ» утверждена ЕТО в собственной зоне.

### **1.2.2.Западно-Сибирская ТЭЦ – филиал АО «ЕВРАЗ ЗСМК»**

Основным промышленным потребителем является Западно-Сибирский металлургический комбинат (около 50% производимой тепловой энергии), остальная энергия идет на теплоснабжение жилых массивов Заводского и Новоильинского районов и расположенных на их территории предприятий и прилегающих к районам шахт.

Западно-Сибирская ТЭЦ производит тепловую энергию и передает ее для дальнейшей транспортировки в магистральные и распределительные тепловые сети, обслуживание которых осуществляют ряд теплосетевых организаций.

ЕТО – ООО «КузнецкТеплоСбыт» (дочерняя организация ЕВРАЗ Групп) в зоне действия ЗСТЭЦ утверждена приказом Минэнерго России от 27.03.2017 г. №ВК-3122/09 «О присвоении статуса единой теплоснабжающей организации».

### **1.2.3.МКП «Центральная ТЭЦ»**

ЦТЭЦ производит электроэнергию для предприятий промышленной площадки Центрального промузла (ранее КМК). Потребителями тепловой энергии, вырабатываемой турбинами ТЭЦ, также являются потребители городской застройки Центрального и Куйбышевского районов. Фактически функции ЕТО в данной зоне действия ЦТЭЦ выполняет ООО «ЭнергоТранзит».

#### **1.2.4.000 «Сибэнерго»**

Регулируемую деятельность в сфере теплоснабжения потребителей ООО «Сибэнерго» осуществляет с 18.12.2017 г., ранее оборудование эксплуатировалось МП «ССК».

Организация имеет статус:

- теплосетевой организации в зоне ЗСТЭЦ и ЦТЭЦ;
- теплоснабжающей организации и ЕТО в зоне действия арендованных котельных

#### **1.2.5.000 «ТСН»**

ООО «Тепловые сети Новокузнецка» осуществляет деятельность по передаче тепловой энергии в воде и паре от Кузнецкой ТЭЦ, являясь крупнейшей теплосетевой организацией в зоне ЕТО №01.

#### **1.2.6.АО «МТСК»**

АО «МТСК» осуществляет деятельность по передаче тепловой энергии от ЗСТЭЦ.

#### **1.2.7.000 «НТК»**

Общество с ограниченной ответственностью «Новокузнецкая теплосетевая компания» осуществляет функции теплосетевой организации в зоне действия трех ТЭЦ, осуществляя эксплуатацию ЦТП, сети Завокзальной части Куйбышевского р-на (после ЦТП-5) и сети от котельной НКХП (Мелькомбинатовский, 9) (Приложение 4, 5) по договору аренды НТК-14-17/ГТС-13-17.

#### **1.2.8.Ведомственные источники теплоснабжения**

В базовой версии Схемы теплоснабжения представлены некорректные сведения о количестве ведомственных организаций. По состоянию на начало 2019 г. регулируемую деятельность в сфере производства тепловой энергии осуществляют 10 организаций (описание по 3 ТЭЦ и котельным ООО «Сибэнерго» приведено выше):

- МП «ГУЖКХ» входит в зоне ЕТО №02 с 01.01.2019 г.;
- АО «Евразруда» вырабатывает тепловую энергию на промплощадке ЗСМК и является дочерней организацией холдинга ЕВРАЗ Групп;
- ОАО «РЖД» и ООО «Новокузнецкий мелькомбинат» работают преимущественно на покрытие собственных нужд, доля товарного отпуска крайне мала;
- ООО ТК «Садовая» реализует тепловую энергию объектам торгового назначения в районе ул. Селекционная, более 90% которых относятся к категории «прочие».

Таким образом, доля покрытия тепловой нагрузки ведомственными котельными (осуществляющими регулируемую деятельность в сфере теплоснабжения), крайне мала. Подав-

ляющая доля покрывается источниками комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

### **1.3. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями**

Сложившаяся в г. Новокузнецке функциональная структура теплоснабжения представлена на рисунке 2.

Существующая структура договорных отношений между теплоснабжающими организациями представлена в следующем виде:

#### **1. Организации, генерирующие тепловую энергию:**

- АО «Кузнецкая ТЭЦ» - осуществляет производство тепловой энергии от КТЭЦ;
- АО «ЕВРАЗ ЗСМК» - осуществляет производство тепловой энергии от ЗСТЭЦ;
- МКП «Центральная ТЭЦ» - осуществляет производство тепловой энергии от ЦТЭЦ;
- ООО «Сибэнерго» - осуществляет производство тепловой энергии от муниципальных котельных;
- Ведомственные организации – осуществляют производство тепловой энергии на собственных котельных.

#### **2. Организации, покупающие тепловую энергию:**

- ООО «КузнецкТеплоСбыт» - осуществляет покупку тепловой энергии от ЗСТЭЦ и Новоильинской газовой котельной;
- ООО «ЭнергоТранзит» - осуществляет покупку тепловой энергии от ЦТЭЦ.

#### **3. Организации, осуществляющие транспорт тепловой энергии:**

- ООО «ТСН» осуществляет передачу тепловой энергии от Кузнецкой ТЭЦ;
- АО «МТСК» осуществляет передачу тепловой энергии от Западно-Сибирской ТЭЦ;
- ООО «Сибэнерго» осуществляет транспорт тепловой энергии от ЗСТЭЦ, ЦТЭЦ, муниципальных и ведомственных (ТЧ-15, Бунгурский-Северный, ПМС-2, Мечта-НК) котельных.

#### **4. Организации, обеспечивающие оплату услуг по передаче тепловой энергии от производителя до потребителей по тепловым сетям:**

- АО «Кузнецкая ТЭЦ» обеспечивает оплату услуг по передаче тепловой энергии от Кузнецкой ТЭЦ до потребителей по тепловым сетям ООО «ТСН» и ООО «НТК»;
- ООО «КузнецкТеплоСбыт» - обеспечивает оплату услуг по передаче тепловой энергии от производителя до потребителя по тепловым сетям АО «МТСК», ООО «Сибэнерго», ООО

«НТК», ООО «ТеплоСнаб», ООО «ЭнергоСеть» и от ЗСТЭЦ»;

➤ ООО «ЭнергоТранзит» обеспечивает оплату услуг по передаче тепловой энергии от Центральной ТЭЦ до потребителей по тепловым сетям ООО «Сибэнерго» и тепловым сетям ООО «НТК» (тепловые сети Завокзальной части Куйбышевского района).

**5. Схема диспетчерского и технологического управления транспортом тепла:**

➤ АО «МТСК» - осуществляет диспетчерское и технологическое управление транспортом тепла от КТЭЦ;

➤ ООО «КТС» - осуществляет диспетчерское и технологическое управление транспортом тепла от ЗСТЭЦ;

➤ ООО «Сибэнерго» - осуществляет диспетчерское и технологическое управление транспортом тепла от ЦТЭЦ и муниципальных котельных.

Потребители, подключенные к тепловым сетям ведомственных котельных (АО «Евразруда», ОАО «РЖД», ООО ТК «Садовая», ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»), заключают договор на покупку тепловой энергии напрямую с организациями-производителями тепловой энергии

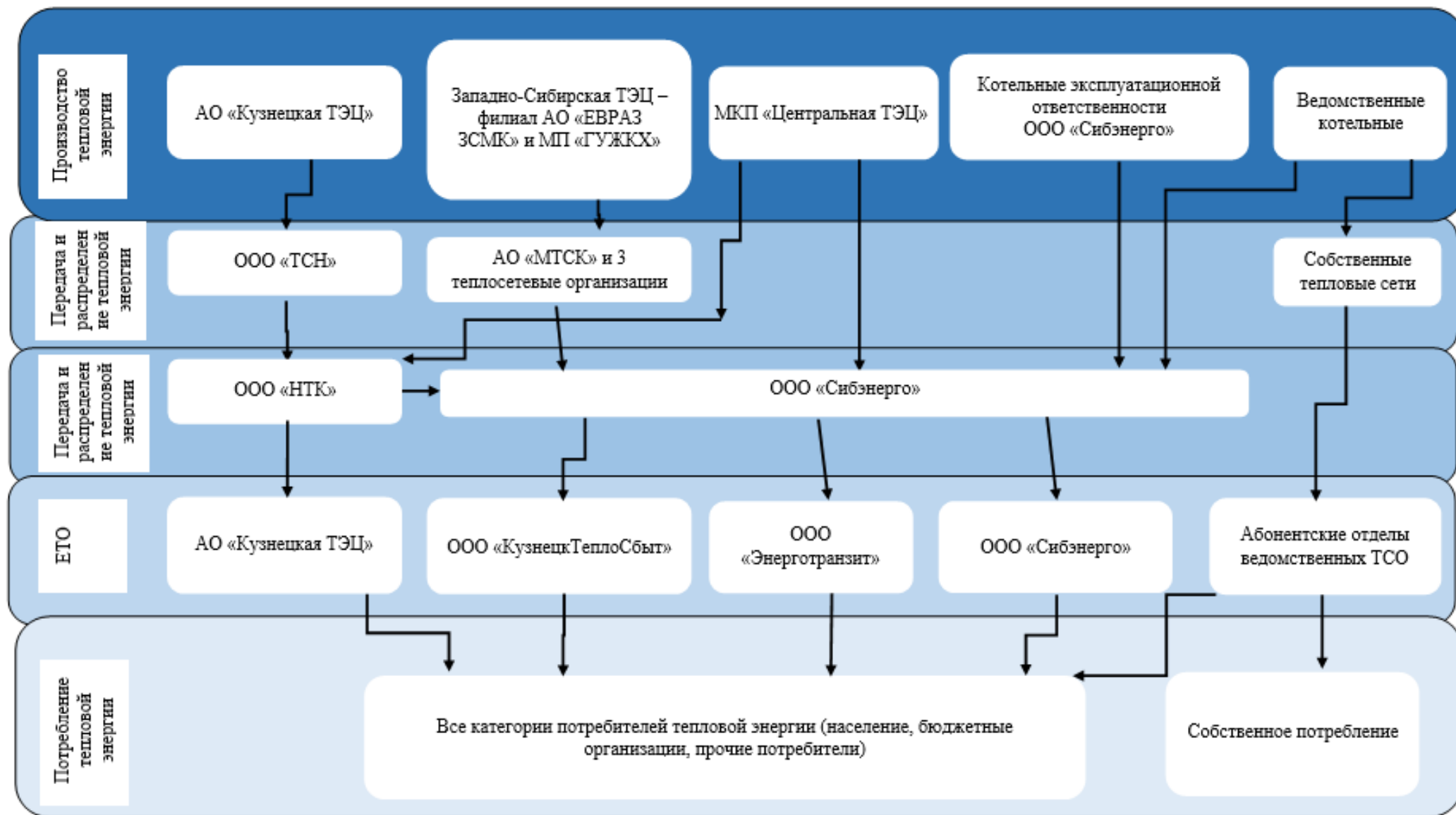


Рисунок 2 – Функциональная структура теплоснабжения города Новокузнецка (структура договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями)



### **1.4. Зоны действия производственных котельных**

Помимо регулируемых теплоснабжающих и теплосетевых организаций на территории города имеются организации, имеющие в собственности или на ином законном основании котельные производственно-отопительного назначения. Котельные обеспечивают производство тепловой энергии с целью: отопления и вентиляции административных и производственных корпусов, вспомогательных помещений, ГВС и технологических нужд в паре и горячей воде организаций, на балансе которых они находятся. Таким образом, отпуск тепловой энергии «на сторону» (товарный отпуск) не производится, обеспечивается покрытие исключительно собственных нужд предприятия, следовательно, и регулируемая деятельность в сфере теплоснабжения не осуществляется. Производственные котельные расположены, в основном, в производственных зонах.

Тепловые зоны производственных котельных в перспективе не будут изменяться, как в сторону расширения, так и выделения объектов, входящих в зону эксплуатационной ответственности, определяемой границами не тарифицируемых поставок (собственные нужды), поэтому в схеме теплоснабжения в дальнейшем не рассматриваются.

### **1.5. Зоны действия индивидуального теплоснабжения**

Зоны индивидуальной малоэтажной застройки сформировались в районах шахт и промышленных предприятий по мере их развития. Такие здания (одно-, двухэтажные, в большей части - деревянные), как правило, не присоединены к системам централизованного теплоснабжения. Теплоснабжение индивидуальной жилой застройки осуществляется либо от индивидуальных газовых котлов, либо используется печное отопление или электроотопление.

## **2. ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ**

### **2.1. Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

#### **2.1.1. Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии – ТЭЦ**

Базовая версия Схемы теплоснабжения не предусматривала выполнение мероприятий по реконструкции существующих источников комбинированной выработки в период 2016-2018 гг. За рассматриваемый период изменений в составе основного оборудования Новокузнецких ТЭЦ также не зафиксировано.

Базовая версия Схемы предусматривала в 2019 году переключение потребителей котельных Байдаевской и Зыряновской на теплоснабжение от Кузнецкой ТЭЦ, с последующим выводом их из эксплуатации. В связи с произошедшими организационными изменениями в теплоснабжающих организациях (далее по тексту – ТСО), данное переключение было отложено до 2022 года.

#### **2.1.2. Источники некомбинированной выработки (котельные)**

С года утверждения базовой версии произошли изменения в организационной структуре ТСО в частности 30 котельных, которые ранее эксплуатировались МП «ССК», на момент разработки настоящей актуализации переданы в эксплуатацию ООО «Сибэнерго». При этом изменений в составе оборудования данных котельных не происходило.

В настоящую актуализацию включены 8 источников, эксплуатируемых 4-я прочими теплоснабжающими организациями.

### **2.2. Структура и технические характеристики основного оборудования**

Теплоснабжение потребителей города Новокузнецка осуществляется от трех групп источников тепловой энергии:

- Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;
- Котельные эксплуатируемые ООО «Сибэнерго»;
- Котельные прочих ТСО.

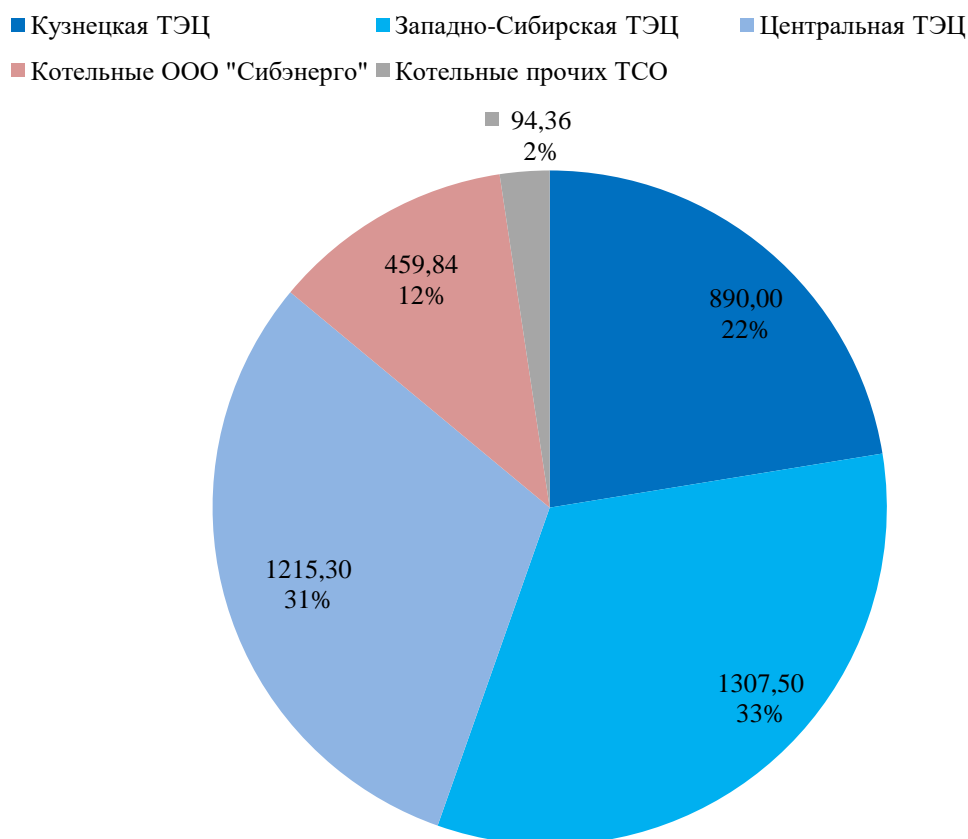
Крупнейшими (по установленной мощности) источниками тепловой энергии на территории г. Новокузнецка являются ТЭЦ, на долю которых приходится 79,9% от общей установленной мощности в границах муниципального образования.

На котельные эксплуатационной ответственности ООО «Сибэнерго» приходится 16,7% от установленной тепловой мощности, а на котельные прочих ТСО только 3,4%.

Распределение установленной мощности оборудования теплоисточников по группам представлено в таблице 3 и на рисунке 3.

**Таблица 3 - Количество энергоисточников в разрезе характерных групп г. Новокузнецка**

№ п/п	Наименование ТСО	Количество источников, шт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Мощность «нетто», Гкал/ч	Доля в общей УТМ по МО ГО г. Новокузнецк, %
<b>1.</b>	<b>Источники комбинированной выработки, в т.ч:</b>	<b>3</b>	<b>2197,5</b>	<b>2131,7</b>	<b>79,9%</b>
1.1.	Кузнецкая ТЭЦ АО "Кузнецкая ТЭЦ"	1	890,0	860,2	32,3%
1.2.	Западно-Сибирская ТЭЦ АО "ЕВРАЗ ЗСМК"	1	1307,5	1271,5	47,5%
1.2.	Центральная ТЭЦ МКП "Центральная ТЭЦ"	1	1215,3	791,0	44,2%
<b>2.</b>	<b>Котельные</b>	<b>39</b>	<b>554,2</b>	<b>401,1</b>	<b>20,1%</b>
<b>2.1.</b>	<b>ООО "Сибэнерго"</b>	<b>31</b>	<b>459,8</b>	<b>306,7</b>	<b>16,7%</b>
<b>2.2.</b>	<b>Котельные прочих ТСО</b>	<b>8</b>	<b>94,4</b>	<b>94,4</b>	<b>3,4%</b>
2.2.1.	КУМИ	1	13,4	13,4	0,5%
2.2.2.	АО "Евразруда"	1	46,0	46,0	1,7%
2.2.3.	ОАО "РЖД"	4	16,7	16,7	0,6%
2.2.4.	ООО ТК "Садовая"	1	6,9	6,9	0,3%
2.2.5.	ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	1	11,3	11,3	0,4%
<b>3.</b>	<b>Всего по источникам МО ГО г. Новокузнецк</b>	<b>42</b>	<b>2751,7</b>	<b>2532,8</b>	<b>100,0%</b>



**Рисунок 3 - Распределение установленной тепловой мощности по группам энергоисточников г. Новокузнецка, Гкал/ч**

## **2.2.1. Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии – ТЭЦ**

### **2.2.1.1. Общий баланс мощностей по источникам комбинированной выработки**

Энергосистема Кемеровской области входит в состав ОЭС Сибири и является третьей по величине энергосистемой Объединения после Иркутской и Красноярской и самой крупной среди пяти западных энергосистем ОЭС Сибири.

Схема основной электрической сети на территории Кемеровской области сформирована на напряжении 220-500 кВ, распределительной – на напряжении 35-110 кВ.

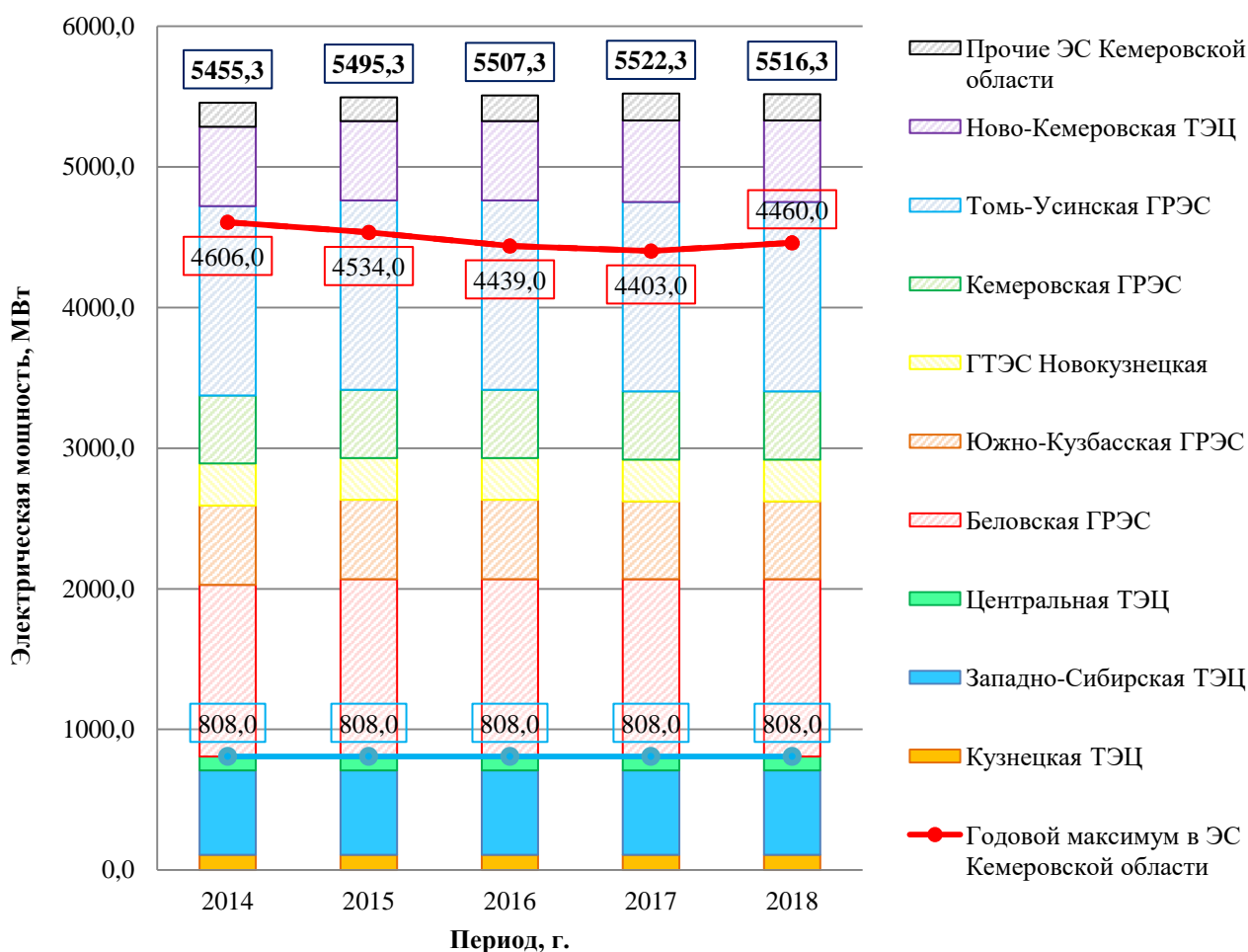
Установленная мощность электростанций входящих в ЭС Кемеровской области на 2018 год составляет 5516,3 МВт, при собственном максимуме потребления 4460,0 МВт.

На долю городских ТЭЦ приходится только 14,6% от общей установленной мощности ЭС Кемеровской области.

Баланс установленной электрической мощности источников на территории Кемеровской области с выделением г. Новокузнецка и собственный максимум ЭС Кемеровской области за период 2014-2018 гг. представлен в таблице 4 и на рисунке 4.

**Таблица 4 – Баланс установленной электрической мощности источников на территории Кемеровской области с выделением г. Новокузнецка и собственный максимум ЭС Кемеровской области, МВт**

№ п/п	Наименование	Ед. Изм.	Отчетные значения				
			2014	2015	2016	2017	2018
4.	Годовой максимум в ЭС Кемеровской области	МВт	4606,0	4534,0	4439,0	4403,0	4460,0
6.	Установленная мощность ЭС	МВт	5455,3	5495,3	5507,3	5522,3	5516,3
6.1.	Городские ТЭЦ, в т.ч:	МВт	808,0	808,0	808,0	808,0	808,0
		%	14,8%	14,7%	14,7%	14,6%	14,6%
6.1.1.	Кузнецкая ТЭЦ	МВт	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0
6.1.2.	Западно-Сибирская ТЭЦ	МВт	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0
6.1.3.	Центральная ТЭЦ	МВт	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
6.2.	Прочие ЭС Кемеровской области, в т. ч:	МВт	4647,3	4687,3	4699,3	4714,3	4708,3
		%	85,2%	85,3%	85,3%	85,4%	85,4%
6.2.1.	Томь-Усинская ГРЭС	МВт	1345,4	1345,4	1345,4	1345,4	1345,4
		%	24,7%	24,5%	24,4%	24,4%	24,4%
6.2.2.	Беловская ГРЭС	МВт	1220,0	1260,0	1260,0	1260,0	1260,0
		%	22,4%	22,9%	22,9%	22,8%	22,8%
6.2.3.	Кемеровская ГРЭС	МВт	485,0	485,0	485,0	485,0	485,0
		%	8,9%	8,8%	8,8%	8,8%	8,8%
6.2.4.	Ново-Кемеровская ТЭЦ	МВт	565,0	565,0	565,0	580,0	580,0
		%	10,4%	10,3%	10,3%	10,5%	10,5%
6.2.5.	Южно-Кузбасская ГРЭС	МВт	565,0	565,0	565,0	554,0	554,0
		%	10,4%	10,3%	10,3%	10,0%	10,0%
6.2.6.	ГТЭС Новокузнецкая	МВт	297,4	297,4	297,4	297,4	297,4
		%	5,5%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%



**Рисунок 4 – Баланс установленной электрической мощности источников на территории Кемеровской области с выделением г. Новокузнецка и собственный максимум ЭС Кемеровской области, МВт**

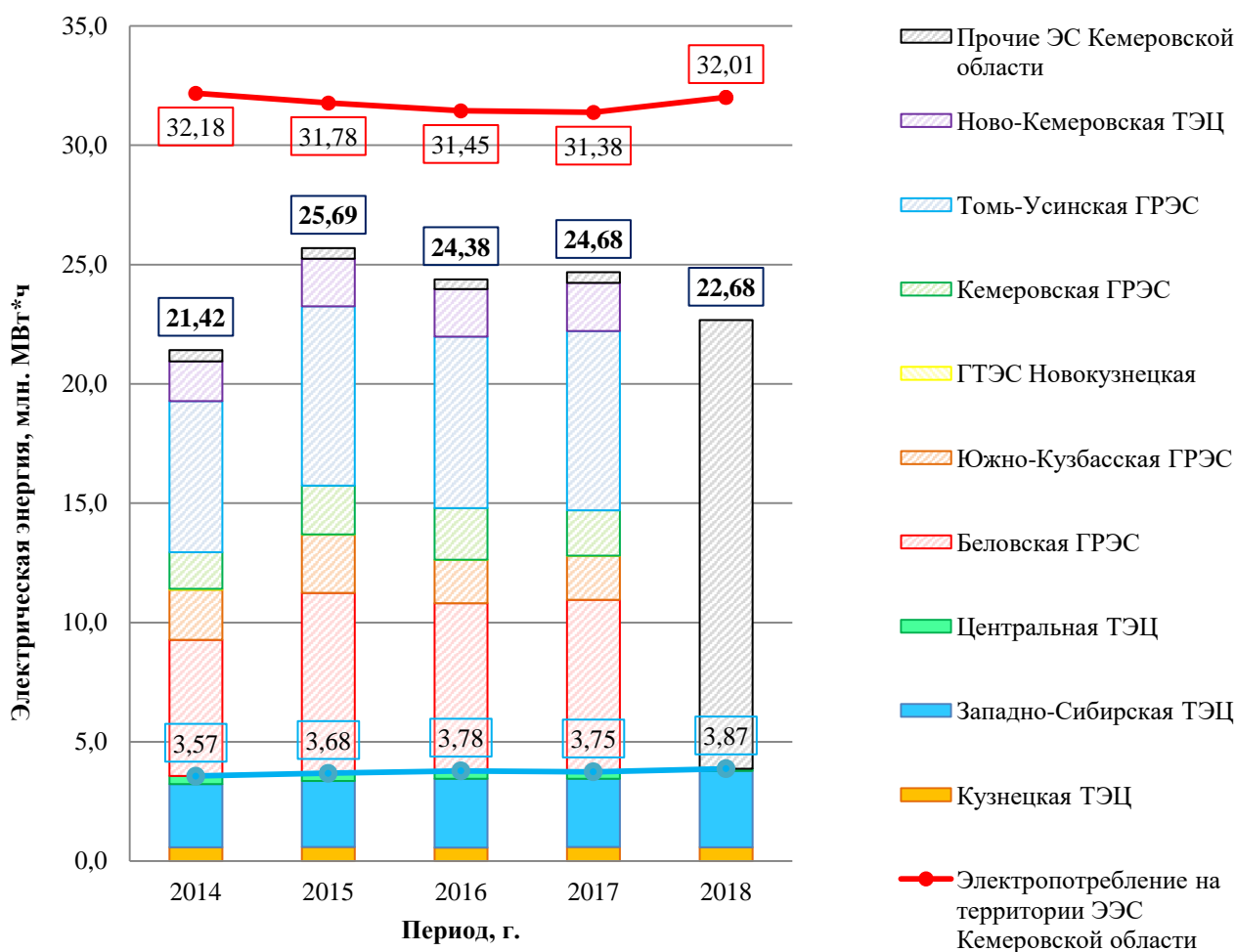
Баланс электроэнергии на территории Кемеровской области с выделением источников г. Новокузнецка представлен в таблице 5 и на рисунке 5 соответственно.

Кемеровская область является импортером электрической энергии из соседних регионов, ОЭС Сибири, где расположены крупнейшие тепловые и гидроэлектростанции. Сальдо перетоков в Энергосистеме Кемеровской области составляет от 19% до 33% от собственного потребления.

Выработка электроэнергии на городских ТЭЦ г. Новокузнецка, увеличилась в период 2015 - 2018 гг. с 3,57 млн. МВт\*ч до 3,87 млн. МВт\*ч. (+9%) за счет увеличения выработки крупнейшей в городе Западно-Сибирской ТЭЦ АО «ЕВРАЗ ЗСМК». Выработки электроэнергии на городских ТЭЦ увеличилась с 16,7% до 17,1% от общей выработки в ЭС Кемеровской области.

**Таблица 5 – Баланс электроэнергии на территории Кемеровской области с выделением источников г. Новокузнецка, тыс. МВт\*ч**

№ п/п	Наименование	Ед. Изм.	Отчетные значения				
			2014	2015	2016	2017	2018
1.	Электропотребление на территории ЭЭС Кемеровской области	тыс. МВт*ч	32183	31780	31447	31378	32009
<b>2.</b>	<b>Выработка в ЭЭС Кемеровской области</b>	тыс. МВт*ч	<b>21418,0</b>	<b>25693,0</b>	<b>24381,0</b>	<b>24680,0</b>	<b>22679,7</b>
<b>2.1.</b>	<b>Городские ТЭЦ, в т.ч:</b>	тыс. МВт*ч	<b>3567,0</b>	<b>3681,7</b>	<b>3782,0</b>	<b>3745,0</b>	<b>3873,2</b>
		%	16,7%	14,3%	15,5%	15,2%	17,1%
2.1.1.	Кузнецкая ТЭЦ	тыс. МВт*ч	586,0	587,1	572,8	591,0	573,4
2.1.2.	Западно-Сибирская ТЭЦ	тыс. МВт*ч	2637,0	2776,0	2875,9	2863,9	3204,9
2.1.3.	Центральная ТЭЦ	тыс. МВт*ч	344,0	318,5	333,3	290,1	95,0
2.2.	Прочие ЭЭС Кемеровской области, в т. ч:	тыс. МВт*ч	17851,0	22011,3	20599,0	20935,0	18806,4
		%	83,3%	85,7%	84,5%	84,8%	82,9%
2.2.1.	Томь-Усинская ГРЭС	тыс. МВт*ч	6334,0	7512,0	7185,0	7522,0	
		%	29,6%	29,2%	29,5%	30,5%	0,0%
2.2.2.	Беловская ГРЭС	тыс. МВт*ч	5707,0	7561,0	7032,0	7209,0	
		%	26,6%	29,4%	28,8%	29,2%	0,0%
2.2.3.	Кемеровская ГРЭС	тыс. МВт*ч	1533,0	2050,0	2162,0	1894,0	
		%	8,6%	9,3%	10,5%	9,0%	0,0%
2.2.4.	Ново-Кемеровская ТЭЦ	тыс. МВт*ч	1668,0	1985,0	1995,0	2011,0	
		%	26,3%	26,4%	27,8%	26,7%	0,0%
2.2.5.	Южно-Кузбасская ГРЭС	тыс. МВт*ч	2100,0	2436,0	1810,0	1846,0	
		%	36,8%	32,2%	25,7%	25,6%	0,0%
2.2.6.	ГТЭС Новокузнецкая	тыс. МВт*ч	35,0	16,0	8,0	3,0	
		%	2,3%	0,8%	0,4%	0,2%	0,0%
3.	Сальдо перетоков	тыс. МВт*ч	10765,00	6087,0	7066,0	6698,0	9329,0
		%	50,3%	23,7%	29,0%	27,1%	41,1%



**Рисунок 5 – Баланс электроэнергии на территории Кемеровской области с выделением источников г. Новокузнецка, млн. МВт\*ч**

### 2.2.1.2. Кузнецкая ТЭЦ

Кузнецкая ТЭЦ - один из главных теплоисточников крупнейшего города Кемеровской области - Новокузнецка. Основными потребителями тепловой энергии ТЭЦ в горячей воде являются жилищно-коммунальный сектор Кузнецкого, Орджоникидзевского районов и частично Центрального и Куйбышевского районов, и расположенные на их территории предприятия. Потребителями тепловой энергии в паре являются комбинаты Новокузнецкий алюминиевый и Кузнецкие ферросплавы. КТЭЦ работает в базовом режиме, в основном, по тепловому графику, тепловая схема КТЭЦ с поперечными связями на давление пара 30, 64 и 90 кгс/см<sup>2</sup>.

Установленная электрическая мощность - 108 МВт, тепловая мощность – 890,0 Гкал/ч в том числе, по турбоагрегатам 397 Гкал/ч.

Площадка Кузнецкой ТЭЦ (КТЭЦ) расположена в юго-восточной части г. Новокузнецка на правом берегу р. Томь. С западной стороны промплощадка ограничена цехами и сооружениями алюминиевого завода АО «Русал» и северной стороны промплощадка ограничена цехами и



сооружениями ПАО «КЗФ». С северной стороны вдоль ограды ТЭЦ проходит городская автомагистраль, соединяющая Кузнецкий и Орджоникидзевский районы города.

Общая площадь, занимаемая электростанцией, составляет 358,958 га, в том числе: промплощадка ТЭЦ - 126,8711 га; трубопроводы до золоотвала проходят по промплощадке ТЭЦ, золоотвал №1 (отработанный) – 7,8 га, золоотвал № 2 (действующий) - 46,7 га.

Уровень сейсмичности на промплощадке ТЭЦ - 7...7,5 баллов.

Внешнее сообщение Кузнецкой ТЭЦ осуществляется посредством железнодорожного и автомобильного транспорта. Ближайшей железнодорожной станцией, связанной с промплощадкой ТЭЦ подъездным путем, является станция ОАО «РЖД» «Обнорская». Приемосдаточные операции осуществляются на промплощадке ТЭЦ или ст. «Обнорская».

Расстояние от дымовых труб до жилой застройки ближайшего микрорайона г. Новокузнецка составляет 1,3 км, а от дамбы второй секции золоотвала №2 - 1,8 км.

Первоначальный проект станции, выполненный Ленинградским отделением «Теплоэлектропроект» в 1939 году, предполагал строительство ТЭЦ как паросилового участка для энергоснабжения Новокузнецкого алюминиевого завода и Кузнецкого завода ферросплавов. Необходимость обеспечения паром и электрической энергией крупных производств обусловило состав оборудования первых очередей с турбинами типа «Р» и «П», пар после которых использовался в технологических процессах. Первая и вторая очередь на давление 30 кгс/см<sup>2</sup> введены в эксплуатацию в период 1941-1944 гг.. Ввод третьей очереди на давление 64 кгс/см<sup>2</sup> осуществлен в 1947-1948 году.

Строительство четвертой очереди давлением 60 кгс/см<sup>2</sup> велось в 1952 году.

По мере строительства благоустроенного жилого фонда в Кузнецком районе, тепловая нагрузка станции в горячей воде неуклонно возрастала. В 1954 году на Кузнецкой ТЭЦ вышла из состава Новокузнецкого алюминиевого завода в самостоятельное предприятие энергосистемы.

Для обеспечения возрастающих нагрузок в электроэнергии, паре и горячей воде, в период 1952-1966 гг.. на станции введено оборудования пятой и шестой очереди на давление 90 кгс/см<sup>2</sup>.

Массовое жилищное строительство левобережной части города в 1970-х – 1980-х годах прошлого века потребовало дальнейшего расширения Кузнецкой ТЭЦ. В 1985 году по проекту ОАО «Укрэнергопром» г. Киев на площадке станции началось строительство комплекса зданий и сооружений водогрейной котельной в составе двух водогрейных котлов типа КВТК-100-150 и трех паровых котлов типа Е-160-1,4-250 (введены 2 котла из 3-х).

В последние десятилетия наблюдается неуклонное снижение потребления пара со стороны промышленных потребителей, для обеспечения которых и создавалась Кузнецкая ТЭЦ. В

настоящее время потребление тепловой энергии с паром в общем балансе ТЭЦ не превышает 10%.

В 2011 году на свободной площадке станции началось строительство Новокузнецкой ГТЭС. Станция была введена в эксплуатацию в 2014 г. Проектом предусмотрено сооружение 2-х газотурбинных установок (ГТУ) суммарной мощностью 298 МВт (2 x 149 МВт), представляющих собой блок №14 (первая очередь) и блок №15 (вторая очередь) Кузнецкой ТЭЦ. Газовые турбины ГТЭ-145 с генераторами ТЗФГ-160-2МУЗ.

В феврале 2013 г. на строящейся Новокузнецкой ГТЭС «Сибирской генерирующей компании» началась установка первого турбогенератора мощностью 149 МВт. Газовая турбина в комплексе с генератором изготовлена ОАО «Силовые машины» г. Санкт-Петербург, автоматика выполнена Siemens. Оборудование введено по договору поддержания мощности. Мощность 2 блоков аттестована 01.10.2014 г.

**Новокузнецкая ГТЭС работает исключительно для целей выработки электроэнергии и не осуществляет отпуск тепловой энергии потребителям, поэтому в дальнейшем не рассматривается.**

На станции в главном корпусе установлено 8 паровых котлов:

4-х вертикально-водотрубных 2-х барабанных котла Ф. Комбейшен-Инженеринг и К системы Лопулько США производительностью 68 т/ч давлением 64 кгс/см<sup>2</sup>;

2-х вертикально-водотрубных двухбарабанных котла ТП-170 з-д «Красный котельщик» г. Таганрог производительностью 170 т/ч давлением 100 кгс/см<sup>2</sup>;

2-х вертикально-водотрубных однобарабанных котла БКЗ-220-100Ф (г. Барнаул) производительностью 220 т/ч давлением 100 кгс/см<sup>2</sup>.

Котельное оборудование, установленное на Кузнецкой ТЭЦ в главном корпусе и водогрейной котельной, приведено в таблице 6.

На площадке КТЭЦ расположена водогрейная котельная. В котельной установлены два паровых котла Е-160-1,4-250 с КПД 88,85 и 89,31%, работающие на угле, и два водогрейных котла КВТК-100-150 с КПД 94,32 и 93,39%, работающие на газе.

Информация по турбинному оборудованию КТЭЦ, установленному в главном корпусе и на ГТЭС, приведена в таблице 6.

**Таблица 6 – Состав основного оборудования Кузнецкой ТЭЦ**

Ст. №	Оборудование	Год ввода	Производительность
<b>Паровые турбины</b>			
3	Р-12-3,4/0,1	2008	12 МВт / 41 Гкал/ч
4	Р-12-35/5м	1993	12 МВт / 60 Гкал/ч
6	ПТР-30-2,9/0,6	2000	30 МВт / 130 Гкал/ч
9	Р-12-90/18м-1	1996	10 МВт / 81 Гкал/ч
11	Т-20-90	1954	20 МВт/ 85 Гкал/ч
12	Р-12-8,8/3,1м-1	2006	12 МВт/ -
13	Р-12-90/31м-1	2003	12 МВт/ -

Ст. №	Оборудование	Год ввода	Производительность
<b>Энергетические котлы</b>			
КП 05	Лопулько	1947	68 т/ч
КП 06	Лопулько	1947	68 т/ч
КП 07	Лопулько	1947	68 т/ч
КП 08	Лопулько	1948	68 т/ч
КП 15	ТП-170	1954	170 т/ч
КП 16	ТП-170	1954	170 т/ч
КП 17	БКЗ-220-100Ф	1966	220 т/ч
КП 18	БКЗ-220-100Ф	1969	220 т/ч
<b>Паровые котлы</b>			
КТ 03	Е-160-1,4-250	1999	160 т/ч
КТ 04	Е-160-1,4-250	2003	160 т/ч
<b>Водогрейные котлы</b>			
КВ 01	КВТК-100-150	1989	100,0 Гкал/ч
КВ 02	КВТК-100-150	1990	100,0 Гкал/ч
<b>Всего по источнику</b>			<b>108 МВт / 890 Гкал/ч</b>

### 2.2.1.3. Западно-Сибирская ТЭЦ

ЗС ТЭЦ расположена в северо-восточной части Заводского района города на правом берегу р. Томь. ЗС ТЭЦ является филиалом АО «ЕВРАЗ Объединенного Западно-Сибирского металлургического комбинат», т.е. структурным подразделением завода.

Основные потребители тепловой энергии ЗС ТЭЦ:

- Западно-Сибирский металлургический комбинат (промплощадка строительного проката);
- жилищно-коммунальный сектор Заводского (правый берег) и Новоильинского районов (левый берег).

ТЭЦ работает, в основном, в базовом режиме по тепловому графику. Тепловая схема ТЭЦ с поперечными связями на давление пара 130 кгс/см<sup>2</sup>. На станции установлено 11 энергетических котлов и 7 турбин в две очереди:

- Первая очередь мощностью 160 МВт в составе шести энергетических котлов типа БКЗ-210-140ФД, введены в эксплуатацию в период 1963-1967гг, и турбин ТП-60/75-130 ст.№1, Т-50-130 ст.№2 и Т-60-130 ст.№3, введены в эксплуатацию в период 1963,1993,1996 гг.;
- Вторая очередь мощностью 430 МВт в составе пяти котлов ТП-87-1, введены в эксплуатацию в период 1972-1982гг и одной турбины Т-100/120-130 и трех турбин Т-110-120-130, введены в эксплуатацию в период 1972-1987 гг.

Первоначально станция предназначалась для покрытия потребности в электрической и тепловой энергии со стороны Сибирского металлургического завода, и жилого поселка. В период активного жилищного строительства в Заводском и Новоильинском районах, который пришелся на 70-е – 80-е годы прошлого века, нагрузка станции в горячей воде неуклонно возраста-

ла. В настоящее время только 35% тепловой энергии в горячей воде используется на площадке ЗСМК, а 65% тепловой энергии отпускается внешним потребителям.

Основным топливом Западно-Сибирской ТЭЦ является уголь. В существенных количествах также используется коксовый и доменный газ, которые являются побочными продуктами металлургического комбината. Мазут и природный газ используются в качестве топлива станции в незначительных количествах. Используемый вид топлива на электростанции – природный газ. Резервное проектное топливо – мазут. Электростанция обеспечена необходимыми инженерными и транспортными коммуникациями - на территории имеются железнодорожные пути, связанные с магистральной трассой, а также соответствующей инфраструктурой, необходимой для производства тепла и электроэнергии и выдачи их во внешние сети.

Состав основного оборудования Западно-Сибирской ТЭЦ представлен в таблице 7.

**Таблица 7 – Состав основного оборудования Западно-Сибирской ТЭЦ**

Ст. №	Оборудование	Год ввода	Производительность
<b>Паровые турбины</b>			
1	ПТ-60/75-130/13	1993	60 МВт / 144 Гкал/ч
2	Т-50-130	1963	50 МВт / 92,5 Гкал/ч
3	Т-60-130	1996	60 МВт / 100 Гкал/ч
4	Т-100/120-130-2	1972	100 МВт / 160 Гкал/ч
5	Т-110/120-130-3	1974	110 МВт / 175 Гкал/ч
6	Т-110/120-130-4	1983	110 МВт / 175 Гкал/ч
7	Т-110/120-130-4	1987	110 МВт / 175 Гкал/ч
<b>Энергетические котлы</b>			
1	БКЗ-210-140 ФД	1963	210 т/ч
2	БКЗ-210-140 ФД	1963	210 т/ч
3	БКЗ-210-140 ФД	1964	210 т/ч
4	БКЗ-210-140 ФД	1964	210 т/ч
5	БКЗ-210-140 ФД	1966	210 т/ч
6	БКЗ-210-140 ФД	1967	210 т/ч
7	ТП-87-1	1972	420 т/ч
8	ТП-87-1	1974	420 т/ч
9	ТП-87-1	1977	420 т/ч
10	ТП-87-1	1980	420 т/ч
11	ТП-87-1	1983	420 т/ч
<b>Всего по источнику</b>			<b>600 МВт / 1307,5 Гкал/ч</b>

#### **2.2.1.4. Центральная ТЭЦ**

Центральная ТЭЦ с поперечными связями на давление 29 кгс/см<sup>2</sup>, расположена в Центральном районе на левом берегу р. Томь и обеспечивает тепловой энергией частично жилую зону Центрального и Куйбышевского районов, промышленные зоны, предприятия, расположенные в зоне и на площадке ЦТЭЦ, собственные нужды и работает, в основном, по тепловому графику.

Строительство Теплоэлектроцентрали Кузнецкого металлургического комбината (ТЭЦ КМК) началось 15 июня 1930 года. Первоначально в течение 3 -х месяцев была выстроена временная электростанция, оборудование которой состояло из 3-х локомотивов по 500 лошадиных

сил (1-я ВЭС). Окончательный проект ТЭЦ был утвержден 30 декабря 1930 года с установленной мощностью 108 МВт, при четырех турбогенераторах по 24 МВт, двух турбогенераторах собственных нужд по 6 МВт и 7 котлах, с разбивкой строительства на две очереди. Пробный пуск станции со смонтированным одним турбогенератором №2 мощностью 6 МВт состоялся в октябре 1931 г. 21 января 1932 года на ТЭЦ запущен в турбогенератор №1 мощностью 6 МВт. К февралю 1932 года на станции были введены в эксплуатацию два турбогенератора собственных нужд №1 и №2 и два первых котла.

Для удовлетворения возрастающего спроса на тепловую энергию со стороны жилой застройки, в 1974 году введены в эксплуатацию два первых водогрейный котла Пиковой водогрейной котельной (ПВК), которая расположена в 350 м от основного корпуса ТЭЦ. В 1981 году введены водогрейные котлы №3 и №4.

В 1978 году на ТЭЦ подведен природный газ и проведена реконструкция котлоагрегатов под его сжигание. Проектным топливом Центральной ТЭЦ являлся уголь. До последнего времени также используется коксовый и доменный газ, которые являлись побочными продуктами металлургического комбината, однако в связи с ликвидацией доменного производства, поставки коксового и доменного газа на ТЭЦ прекратились.

В 2001 году введен в эксплуатацию новый турбоагрегат №6 типа ПР-30-2,9-2 мощностью 30 МВт, вместо демонтированного ранее. В 2011 году запущен наиболее новый турбогенератор №4 типа ПТ-29/35-2,9/1,0, мощностью 30 МВт.

**Таблица 8 – Состав основного оборудования Центральной ТЭЦ**

Ст. №	Оборудование	Год ввода	Производительность
<b>Паровые турбины</b>			
1	Р-3-29 (АР-6-11)	1958	3 МВт / 73,5 Гкал/ч
3	Вумаг	1932	16 МВт / 58,5 Гкал/ч
4	ПТ-29/35-2,9/1,0	2011	29 МВт / 97,1 Гкал/ч
5	Вумаг	1934	15 МВт / 57,5 Гкал/ч
6	ПР-30-2,9-2	2001	30 МВт / 133,9 Гкал/ч
7	ПР-7-29	1943	7 МВт / 118,7 Гкал/ч
<b>Энергетические котлы</b>			
1	Стерлинг	1932	150 т/ч
2	Стерлинг	1932	150 т/ч
3	Стерлинг	1932	150 т/ч
4	Стерлинг	1933	150 т/ч
5	Стерлинг	1935	210 т/ч
6	Стерлинг	1935	200 т/ч
7	КО-III-200	1941	200 т/ч
8	ТО-3-200	1949	200 т/ч
<b>Водогрейные котлы</b>			
	ПТВМ-100	1974	100 Гкал/ч
9	ПТВМ-100	1974	100 Гкал/ч
10	ПТВМ-100	1980	100 Гкал/ч
11	ПТВМ-100	1981	100 Гкал/ч
<b>Всего по источнику</b>			<b>100 МВт / 1215,3 Гкал/ч</b>

### **2.2.1. Котельные города**

На территории города функционирует 31 котельная эксплуатируемая ООО «СибЭнерго», а также котельные прочих ТСО.

Котельные ООО «СибЭнерго», и прочих организаций обеспечивают преимущественно нагрузки отопления и горячего водоснабжения жилищно-коммунального сектора и социально-административных объектов, расположенных на периферии муниципального образования и удаленных от существующих зон теплоснабжения ТЭЦ.

Состав основного оборудования котельных ТСО на территории муниципального образования представлен в таблице 9.

Сведения о структуре оборудования котельных отдельных ТСО, как правило, неизвестна, известна лишь установленная мощность источника тепловой энергии в целом. Сведения по установленной мощности оборудования представлены в разделе 2.3.

В основном, на котельных установлены котлы преимущественно водогрейные котлы различной производительности: КВСТ, КВр. ВКС, Братск, Гефест и прочие котлы малой мощности. Котлы с установленной мощностью более 4,0 Гкал/ч преимущественно оснащены механическими топками.

**Таблица 9 – Сведения по основному теплогенерирующему оборудованию котельных г. Новокузнецка**

№ п/п	Эксплуатирующая организация	Наименование источника	Состав оборудования	Тип котла	Схема циркуляции	Единичная установленная мощность котлов, Гкал/ч	Единичная располагаемая мощность котлов, Гкал/ч
1	ООО "СибЭнерго"	Абашевская районная котельная	КВТС-20-150 КВТС-20-150 КВТС-20-150	водогрейный водогрейный водогрейный	водотрубный водотрубный водотрубный	20,0 20,0 20,0	10,11 18,8 17,6
2	ООО "СибЭнерго"	Байдаевская центральная котельная № 2	КВр-11,63-150 КВр-11,63-115 ВКС-240 КВр-11,63-150 ВКС-240 КВр-11,63-115 ВКС-300 ВКС-240	водогрейный водогрейный водогрейный водогрейный водогрейный водогрейный водогрейный водогрейный	водотрубный водотрубный водотрубный водотрубный водотрубный водотрубный водотрубный водотрубный	10,0 10,0 7,0 10,0 7,0 10,0 7,0 7,0	11,2 0 5,73 9,52 5,65 6,0 4,65 5,8
3	ООО "СибЭнерго"	Зыряновская районная котельная	КВТС-20-150 КВТС-20-150 КВТС-20-150 КВТС-20-150 КВТС-20-150	водогрейный водогрейный водогрейный водогрейный водогрейный	водотрубный водотрубный водотрубный водотрубный водотрубный	20,0 20,0 20,0 20,0 20,0	18,8 13,48 15,3 19,44 0,0 18,6
4	ООО "СибЭнерго"	Котельная пос. Притомский	ВКС-240 ВКС-240 ВКС-240 КВр-11,63-150	водогрейный водогрейный водогрейный водогрейный	водотрубный водотрубный водотрубный водотрубный	7,25 7,25 7,25 10,0	3,6 4,9 3,75 8,33
5	ООО "СибЭнерго"	Котельная № 19	Братск-2 ВКС-4	водогрейный водогрейный	чугунный водотрубный	0,7 0,5	0,5 0,5
6	ООО "СибЭнерго"	Котельная № 72	КВр-0,175 КВр-0,175	водогрейный водогрейный		0,15 0,15	0,14 0,15
7	ООО "СибЭнерго"	Котельная УПК	ВКС-4 ВКС-4	водогрейный водогрейный		0,5 0,5	0,38 0,31
8	ООО "СибЭнерго"	Котельная ОРК «Таргай»	КВм 1,2-95 КВ-81 ШП	водогрейный водогрейный		1,032 0,75	0,99 0,71
9	ООО "СибЭнерго"	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	Гефест 1,8-95шп Гефест 1,8-95шп Гефест 1,8-95шп КВ-1,6-95 ШП	водогрейный водогрейный водогрейный водогрейный		1,55 1,55 1,55 1,6	1,55 1,31 0,48 1,52
10	ООО "СибЭнерго"	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	КВм-2,5к Гефест 1,8-95шп Гефест 1,8-95шп КВ-1,6-95 ШП	водогрейный водогрейный водогрейный водогрейный		2,15 1,55 1,55 1,6	1,68 1,06 1,55 1,48
11	ООО "СибЭнерго"	Котельная № 3 п. Абагур-	Гефест 04-95 ТР	водогрейный		0,35	0,35

№ п/п	Эксплуатирующая организация	Наименование источника	Состав оборудования	Тип котла	Схема циркуляции	Единичная установленная мощность котлов, Гкал/ч	Единичная располагаемая мощность котлов, Гкал/ч
		Лесной	Гефест 04-95 ТР	водогрейный		0,35	0,35
12	ООО "СибЭнерго"	Куйбышевская центральная котельная	КВТС-20-150 КВТС-20-150 КВТС-20-150 КВТС-20-150 КЕ-25-14С КЕ-25-14С	водогрейный водогрейный водогрейный водогрейный паровой паровой		20,0 20,0 20,0 20,0 14,0 14,0	19,5 20,0 11,06 0,0 0,0 11,3
13	ООО "СибЭнерго"	Котельная пос. Листвяги	ДКВР(в)-6,5 ДКВР(в)-6,5 КВр-7,56-150 ДКВР-6,5(в) КВр-7,56-115	водогрейный водогрейный водогрейный водогрейный водогрейный		3,0 3,0 6,5 3,0 6,5	2,8 3,0 5,44 0,0 4,43
14	ООО "СибЭнерго"	Котельная № 6	Ланкаширский Ланкаширский Ланкаширский	водогрейный водогрейный водогрейный	жаротрубный жаротрубный жаротрубный	1,0 1,0 1,0	0,36 0,35 0,39
15	ООО "СибЭнерго"	Котельная Садопарковая	Гефест 1,2-95 ШП КВм-1,2КБ КВ-81	водогрейный водогрейный водогрейный		1,0 1,0 0,75	1,0 1,0 0,7
16	ООО "СибЭнерго"	Котельная №32	Гефест 1,8-95 ШП Гефест 1,8-95 ШП	водогрейный водогрейный		1,6 1,6	0,89 1,47
17	ООО "СибЭнерго"	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	НР-18 ВКС-3-1/10 Гефест 0,6-95 ТР Гефест 0,6-95 ТР	водогрейный водогрейный водогрейный водогрейный		0,5 0,5 0,52 0,52	0,06 0,14 0,38 0,4
18	ООО "СибЭнерго"	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	Гефест 0,6-95 ТР Гефест 0,6-95 ТР ВКС-3-1/10 КВ-0,4	водогрейный водогрейный водогрейный водогрейный		0,52 0,52 0,5 0,35	0,49 0,47 0,12 0,35
19	ООО "СибЭнерго"	Котельная проф. «Бунгурский»	Гефест 0,8-95 ТР Гефест 0,8-95 ТР	водогрейный водогрейный		0,69 0,69	0,65 0,61
20	ООО "СибЭнерго"	Котельная «РТРС»	Гефест 0,8-95 ТР Гефест 0,8-95 ТР	водогрейный водогрейный		0,69 0,69	0,66 0,68
21	ООО "СибЭнерго"	Оздоровительного лагеря «Голубь»	Гефест 0,8-95 ТР Гефест 0,8-95 ТР	водогрейный водогрейный		0,69 0,69	0,26 0,65
22	ООО "СибЭнерго"	Котельная школа № 1	ВКС 4-10 ВКС 4-10	водогрейный водогрейный		1,0 1,0	0,31 0,3
23	ООО "СибЭнерго"	Котельная школа № 23	ВКС 4-10 ВКС 4-10	водогрейный водогрейный		1,0 1,0	0,31 0,39
24	ООО "СибЭнерго"	Котельная школа № 37	КВр-0,8к КВр-0,8к	водогрейный водогрейный		0,69 0,69	0,23 0,28



ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО ГОРОД НОВОКУЗНЕЦК НА ПЕРИОД 2019-2032 ГГ.  
ГЛАВА I. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Эксплуатирующая организация	Наименование источника	Состав оборудования	Тип котла	Схема циркуляции	Единичная установленная мощность котлов, Гкал/ч	Единичная располагаемая мощность котлов, Гкал/ч
25	ООО "СибЭнерго"	Котельная школа № 43	ВКС 4-10 ВКС 4-10	водогрейный водогрейный		1,0 1,0	0,43 0,26
26	ООО "СибЭнерго"	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	ВКС 4-10 ВКС 4-10	водогрейный водогрейный		1,0 1,0	0,23 0,36
27	ООО "СибЭнерго"	Котельная школа № 16	ВКС 4-6 ВКС 4-6	водогрейный водогрейный		0,6 0,6	0,12 0,36
28	ООО "СибЭнерго"	Котельная детского сада № 123	КЧМ 5 К-0,3-30 КЧМ 5 К-0,3-30	водогрейный водогрейный		0,026 0,026	0,024 0,024
29	ООО "СибЭнерго"	Полосухинская	КВр-1,16ОУР КВр-1,16ОУР КВм-0,6	водогрейный водогрейный водогрейный		1,0 1,0 0,52	1,0 1,0 0,31
30	ООО "СибЭнерго"	Кузнецкая крепость	ЭПО-108 ЭПО-108 ЭПО-108	водогрейный водогрейный водогрейный		0,093 0,093 0,093	0,093 0,093 0,093
31	ООО "СибЭнерго"	Котельная НКХП	КВР-0,6КБ КВР-0,6КБ КВР-0,6КБ	водогрейный водогрейный водогрейный		0,52 0,52 0,52	0,52 0,52 0,52
32	КУМИ	Новоильинская газовая котельная					
33	АО "Евразруда"	Котельная АО «Евразруда»					
34	ОАО "РЖД"	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный					
35	ОАО "РЖД"	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный					
36	ОАО "РЖД"	Котельная ст. Абагур-Лесной					
37	ОАО "РЖД"	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точилино					
38	ООО ТК "Садовая"	Котельная ООО ТК "Садовая"	КЕ-6,5-14 СО КЕ-6,5-14 СО			3,645 3,645	3,645 3,645
39	ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»					

### 2.3. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

В разделе 2.2 подробно рассмотрена структура основного теплогенерирующего оборудования источников комбинированной выработки и котельных, расположенных на территории города.

В таблице 10 представлены сведения об установленной тепловой мощности производственных и теплофикационных отборов паровых турбин, водогрейных котлов, городских ТЭЦ.

**Таблица 10 – Параметры установленной тепловой мощности оборудования городских ТЭЦ**

Наименование источника	ст. №	Тип оборудования	Марка	Всего	В т. ч. теплофикационная			
					«Ш» - отбора	«Г» - отбора	Прогнозируемое	Ветроенный пункт
КТЭЦ	3	Паровые турбины	P-12-3,4/0,1	41,0		41,0		-
	4		P-12-35/5м	60,0		60,0		-
	6		ПТР-30-2,9/0,6	131,0	50,0	50,0		-
	9		P-12-90/18м-1	81,0	81,0	-	-	-
	11		T-20-90	85,0	-	60,0		25,0
	12		P-12-8,8/3,1м-1	-	-	-	-	-
	13	P-12-90/31м-1	-	-	-	-	-	
	КВ 01	Водогрейные котлы	КВТК-100-150	100,0	-	-	-	-
	КВ 02		КВТК-100-150	100,0	-	-	-	-
	КТ 03	Паровые котлы	E-160-1,4-250	95,0	-	-	-	-
	КТ 04		E-160-1,4-250	95,0	-	-	-	-
	-	РОУ	-	103,0	-	-	-	-
	<b>Всего по станции</b>				<b>890,0</b>	<b>131,0</b>	<b>241,0</b>	<b>25,0</b>
					<b>397,0</b>			
ЗС ТЭЦ	1	Паровые турбины	ПТ-60/75-130/13	144,0	99,5	44,5		
	2		T-50-130	92,5		92,5		
	3		T-60-130	100,0		100,0		
	4		T-100/120-130-2	160,0		160,0		
	5		T-110/120-130-3	175,0		175,0		
	6		T-110/120-130-4	175,0		175,0		
	7		T-110/120-130-4	175,0		175,0		
	-	РОУ	-	286,0	-	-	-	-
<b>Всего по станции</b>				<b>1307,5</b>	<b>99,5</b>	<b>922,0</b>		
					<b>1021,5</b>			
ЦТЭЦ	1	Паровые турбины	P-3-29 (AP-6-11)	73,5	73,5			
	3		Вумаг	58,5		58,5		
	4		ПТ-29/35-2,9/1,0	97,1	51,1	46,0		
	5		Вумаг	57,5		57,5		
	6		ПР-30-2,9-2	133,9	29,3	104,6		
	7		ПР-7-29	118,7	101,1	17,6		
	КВ 01	Водогрейные котлы	ПТВМ-100	100,0	-	-	-	-
	КВ 02		ПТВМ-100	100,0	-	-	-	-
	КВ 03		ПТВМ-100	100,0	-	-	-	-
	КВ 04		ПТВМ-100	100,0	-	-	-	-
-	РОУ и пр.	-	276,1	-	-	-	-	
<b>Всего по станции</b>				<b>1215,3</b>	<b>255,0</b>	<b>284,2</b>		
					<b>539,2</b>			
<b>Всего по источникам комбинированной выработки</b>				<b>3412,8</b>	<b>1957,7</b>			

Сведения об установленной тепловой мощности источников, в том числе городских котельных, с разделением на мощность в паре и горячей воде представлены в таблице ниже.

**Таблица 11 – Параметры установленной тепловой мощности источников**

№ п/п	Источник тепловой энергии		Установленная мощность, Гкал/ч		
	Наименование предприятия	Наименование источника	В паре	В горячей воде	ВСЕГО
1	АО "Кузнецкая ТЭЦ"	КТЭЦ	90,0	800,0	890,0
2	АО "ЕВРАЗ ЗСМК"	ЗС ТЭЦ	385,5	922,0	1307,5
3	МКП "Центральная ТЭЦ"	ЦТЭЦ	255,0	960,3	1215,3
	<b>ИТОГО по источникам комбинированной выработки</b>		<b>971,4</b>	<b>730,5</b>	<b>2682,3</b>
4	ООО "СибЭнерго"	Абашевская районная котельная	-	60,00	60,00
5	ООО "СибЭнерго"	Байдаевская центральная котельная № 2	-	68,00	68,00
6	ООО "СибЭнерго"	Зыряновская районная котельная	-	120,00	120,00
7	ООО "СибЭнерго"	Котельная пос. Притомский	-	31,75	31,75
8	ООО "СибЭнерго"	Котельная № 19	-	1,20	1,20
9	ООО "СибЭнерго"	Котельная № 72	-	0,30	0,30
10	ООО "СибЭнерго"	Котельная УПК	-	1,00	1,00
11	ООО "СибЭнерго"	Котельная ОРК «Таргай»	-	1,78	1,78
12	ООО "СибЭнерго"	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	-	6,25	6,25
13	ООО "СибЭнерго"	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	-	6,85	6,85
14	ООО "СибЭнерго"	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	-	0,70	0,70
15	ООО "СибЭнерго"	Куйбышевская центральная котельная	28,00	80,00	108,00
16	ООО "СибЭнерго"	Котельная пос. Листвяги	-	22,00	22,00
17	ООО "СибЭнерго"	Котельная № 6	-	3,00	3,00
18	ООО "СибЭнерго"	Котельная Садопарковая	-	2,75	2,75
19	ООО "СибЭнерго"	Котельная №32	-	3,20	3,20
20	ООО "СибЭнерго"	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	-	2,04	2,04
21	ООО "СибЭнерго"	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	-	1,89	1,89
22	ООО "СибЭнерго"	Котельная проф. «Бунгурский»	-	1,38	1,38
23	ООО "СибЭнерго"	Котельная «РТРС»	-	1,38	1,38
24	ООО "СибЭнерго"	Оздоровительного лагеря «Голубь»	-	1,38	1,38
25	ООО "СибЭнерго"	Котельная школа № 1	-	2,00	2,00
26	ООО "СибЭнерго"	Котельная школа № 23	-	2,00	2,00
27	ООО "СибЭнерго"	Котельная школа № 37	-	1,38	1,38
28	ООО "СибЭнерго"	Котельная школа № 43	-	2,00	2,00
29	ООО "СибЭнерго"	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	-	2,00	2,00
30	ООО "СибЭнерго"	Котельная школа № 16	-	1,20	1,20
31	ООО "СибЭнерго"	Котельная детского сада № 123	-	0,05	0,05
32	ООО "СибЭнерго"	Полосухинская	-	2,52	2,52
33	ООО "СибЭнерго"	Кузнецкая крепость	-	0,28	0,28
34	ООО "СибЭнерго"	Котельная НКХП	-	1,56	1,56
	<b>ИТОГО по котельным ООО "СибЭнерго"</b>		<b>28,00</b>	<b>431,84</b>	<b>459,84</b>
35	КУМИ	Новоильинская газовая котельная	-	13,40	13,40
36	АО "Евразруда"	Котельная АО «Евразруда»	-	46,00	46,00
37	ОАО "РЖД"	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	-	0,96	0,96
38	ОАО "РЖД"	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный	-	10,90	10,90
39	ОАО "РЖД"	Котельная ст. Абагур-Лесной	-	2,40	2,40
40	ОАО "РЖД"	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точирино	-	2,45	2,45
41	ООО ТК "Садовая"	Котельная ООО ТК "Садовая"	-	6,93	6,93
42	ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	-	11,32	11,32
			-	-	-
	<b>ИТОГО по котельным Прочих ТСО</b>		<b>-</b>	<b>94,36</b>	<b>94,36</b>
	<b>Всего по источникам МО ГО г. Новокузнецк</b>		<b>758,50</b>	<b>3208,50</b>	<b>3967,00</b>

## 2.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

Постановление Правительства РФ от 03.04.2018 г. №405 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» вводит следующие понятия:

*«Установленная мощность источника тепловой энергии - сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по актам ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям и для обеспечения собственных и хозяйственных нужд теплоснабжающей организации в отношении данного источника тепловой энергии;*

*Располагаемая мощность источника тепловой энергии - величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемых по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.)».*

В настоящее время располагаемая мощность Кузнецкой ТЭЦ равна установленной тепловой мощности.

Западно-Сибирская ТЭЦ имеет ограничения по электрической мощности 275,6 МВт преимущественно в летний период. Причина отличия - недостаточная охлаждающая способность существующего пруда-охладителя. По тепловой части станция ограничений не имеет.

В период с апреля-октябрь электрическая мощность ЗС ТЭЦ ограничена малым расходом охлаждающей воды в системе технического водоснабжения и ее высокой температурой. Это ограничение вызвано недостаточной площадью существующего пруда-охладителя 70 га вместо проектной 195 га. Кроме того, ЗС ТЭЦ ограничена по забору речной воды действующим Договором водопользования от 08.04.2010г. № 42-13.01.03.002-Р-ДХИО-С-2010-0117/00, заключенным между АО «ЕВРАЗ ЗСМК» и Департаментом природных ресурсов и экологии Кемеровской области.

В период январь-март и ноябрь декабрь действуют ограничения электрической мощности ЗС ТЭЦ из-за снижения потребления ЕВРАЗ ЗСМК, для исключения реализации на ОРЭМ (в связи с выходом в неотложный ремонт оборудования ЕВРАЗ ЗСМК).

Суммарные ограничения тепловой мощности Центральной ТЭЦ составляют 414,0 Гкал/ч. Причины ограничения:

- 100 Гкал/ч – ограничение по расходу сетевой воды через 4 водогрейных котла при одновременной работе, в настоящее время одновременно могут работать 3 котла из 4-х. Необходимо восстановление схемы рециркуляции;

- 60 Гкал/ч – в целях недопущения перегрева конвективных пучков водогрейных котлов ст. №№2-4, в работе могут находиться 12 горелок из 16;
- 193,8 Гкал/ч - ограничение по пропускной способности трубопровода сетевой воды от бойлерной до ПВК макс. 5000 т/ч вместо 8800 т/ч расчетных (по бойлерам).;
- 60,2 Гкал/ч - физический износ оборудования ХВО №2 и №3.

Суммарные ограничения тепловой мощности котельных ООО «СибЭнерго» составляют 129,48 Гкал/ч, из которых:

- 67 Гкал/ч – связаны с выводом из эксплуатации основного оборудования котельных;
- 62,48 Гкал/ч – общее техническое состояние, обусловленное физическим износом основного и вспомогательного оборудования.

**Таблица 12 - Ограничения тепловой мощности, параметры располагаемой тепловой мощности источников на территории г. Новокузнецка**

№ п/п	Источник тепловой энергии	Установленная мощность, Гкал/ч		Ограничения тепловой мощности, Гкал/ч		Располагаемая мощность, Гкал/ч		
		В паре	В горячей воде	В паре	В горячей воде	В паре	В горячей воде	ВСЕГО
1	КТЭЦ	90,00	800,00	-	-	90,00	800,00	890,00
2	ЗС ТЭЦ	385,50	922,00	-	-	385,50	922,00	1307,50
3	ЦТЭЦ	255,00	960,30	-	414,00	255,00	546,30	801,30
	<b>ИТОГО по источникам комбинированной выработки</b>	<b>730,50</b>	<b>2682,30</b>	<b>-</b>	<b>414,00</b>	<b>730,50</b>	<b>2268,30</b>	<b>2998,80</b>
4	Абашевская районная котельная	-	60,00	-	13,49	-	46,51	46,51
5	Байдаевская центральная котельная № 2	-	68,00	-	19,45	-	48,55	48,55
6	Зыряновская районная котельная	-	120,00	-	34,38	-	85,62	85,62
7	Котельная пос. При- томский	-	31,75	-	11,17	-	20,58	20,58
8	Котельная № 19	-	1,20	-	0,20	-	1,00	1,00
9	Котельная № 72	-	0,30	-	0,01	-	0,29	0,29
10	Котельная УПК	-	1,00	-	0,31	-	0,69	0,69
11	Котельная ОРК «Тар- гай»	-	1,78	-	0,08	-	1,70	1,70
12	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	-	6,25	-	1,39	-	4,86	4,86
13	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	-	6,85	-	1,08	-	5,77	5,77
14	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	-	0,70	-	0,00	-	0,70	0,70
15	Куйбышевская центральная котельная	28,00	80,00	28,00	29,44	-	50,56	50,56
16	Котельная пос. Листвяги	-	22,00	-	6,33	-	15,67	15,67
17	Котельная № 6	-	3,00	-	1,90	-	1,10	1,10
18	Котельная Садопар- ковая	-	2,75	-	0,05	-	2,70	2,70
19	Котельная №32	-	3,20	-	0,84	-	2,36	2,36
20	Котельная № 1 п. Разъезд- Абагуровский	-	2,04	-	1,06	-	0,98	0,98
21	Котельная № 2 п. Разъезд- Абагуровский	-	1,89	-	0,46	-	1,43	1,43
22	Котельная проф. «Бунгурский»	-	1,38	-	0,12	-	1,26	1,26
23	Котельная «РТРС»	-	1,38	-	0,04	-	1,34	1,34
24	Оздоровительного лагеря «Голубь»	-	1,38	-	0,47	-	0,91	0,91
25	Котельная школа № 1	-	2,00	-	1,39	-	0,61	0,61
26	Котельная школа № 23	-	2,00	-	1,30	-	0,70	0,70
27	Котельная школа № 37	-	1,38	-	0,87	-	0,51	0,51
28	Котельная школа № 43	-	2,00	-	1,31	-	0,69	0,69
29	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	-	2,00	-	1,41	-	0,59	0,59

№ п/п	Источник тепловой энергии	Установленная мощность, Гкал/ч		Ограничения тепловой мощности, Гкал/ч		Располагаемая мощность, Гкал/ч		
		В паре	В горячей воде	В паре	В горячей воде	В паре	В горячей воде	ВСЕГО
30	Котельная школа № 16	-	1,20	-	0,72	-	0,48	0,48
31	Котельная детского сада № 123	-	0,05	-	0,00	-	0,05	0,05
32	Полосухинская	-	2,52	-	0,21	-	2,31	2,31
33	Кузнецкая крепость	-	0,28	-	0,00	-	0,28	0,28
34	Котельная НКХП	-	1,56	-	0,00	-	1,56	1,56
	<b>ИТОГО по котельным ООО "Сиб-энерго"</b>	<b>28,00</b>	<b>431,84</b>	<b>28,00</b>	<b>129,48</b>	-	<b>302,36</b>	<b>302,36</b>
35	Новоильинская газовая котельная	-	13,40	-	-	-	13,40	13,40
36	Котельная АО «Евразруда»	-	46,00	-	-	-	46,00	46,00
37	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	-	0,96	-	-	-	0,96	0,96
38	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный	-	10,90	-	-	-	10,90	10,90
39	Котельная ст. Абагур-Лесной	-	2,40	-	-	-	2,40	2,40
40	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точирино	-	2,45	-	-	-	2,45	2,45
41	Котельная ООО ТК "Садовая"	-	6,93	-	-	-	6,93	6,93
42	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	-	11,32	-	-	-	11,32	11,32
43	0	-	-	-	-	-	0,00	0,00
	<b>ИТОГО по котельным Прочих ТСО</b>	-	<b>94,36</b>	-	-	-	<b>94,36</b>	<b>94,36</b>
	<b>ВСЕГО по источникам МО ГО г. Новокузнецк</b>	<b>758,50</b>	<b>3208,50</b>	<b>28,00</b>	<b>543,48</b>	<b>730,50</b>	<b>2665,02</b>	<b>3395,52</b>

## 2.5. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности «нетто»

Значительную долю тепловой энергии потребляемой на собственные нужды энергоисточников потребляет водоподготовка. Тепловая энергия в виде пара и горячей воды используется на подогрев исходной холодной воды для подпитки паровых котлов и тепловых сетей, а также используется на прочие хозяйственные нужды.

Величина собственных нужд зависит от многих факторов:

- вида сжигаемого на теплоисточнике топлива – природный газ, мазут, уголь;
- срока эксплуатации котельного оборудования;
- вида теплоносителя – пар, горячая вода.

Приборы учета расхода тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды на большинстве котельных отсутствуют, в связи с чем определить фактические нагрузки на собственные нужды не представляется возможным. Величина нагрузок на собственные нужды котельных, по которым отсутствовали сведения о потреблении тепловой энергии на собственные нужды, принята в соответствии с п. 2.12 Методики определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителя в системах коммунального теплоснабжения (МДК 4-05.2004).

В общем случае, нормативная величина собственных нужд котельной варьируется от 2% до 5%. Фактически величина собственных нужд может быть значительно больше.

Параметры тепловой мощности «нетто» каждого источника представлены ранее, в таблице 13.

В таблице 14 представлены объемы потребления тепловой энергии на собственные нужды.

Объемы потребления теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды тепловой сети представлены в разделе 7.

**Таблица 13 – Тепловая нагрузка собственных и хозяйственных нужд энергоисточников, мощность «нетто»**

№ п/п	Источник тепловой энергии	Располагаемая мощность, Гкал/ч		Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч		Мощность "нетто", Гкал/ч		
		В паре	В горячей воде	В паре	В горячей воде	В паре	В горячей воде	Всего
1	КТЭЦ	90,00	800,00	7,20	22,60	82,80	777,40	860,20
2	ЗС ТЭЦ	385,50	922,00	-	36,00	385,50	886,00	1271,50
3	ЦТЭЦ	255,00	546,30	-	10,30	255,00	536,00	791,00
	<b>ИТОГО по источникам комбинированной выработки</b>	<b>730,50</b>	<b>2268,30</b>	<b>7,20</b>	<b>68,90</b>	<b>723,30</b>	<b>2199,40</b>	<b>2922,70</b>
4	Абашевская районная котельная	-	46,51	-	1,17	-	45,34	45,34
5	Байдаевская центральная котельная № 2	-	48,55	-	1,15	-	47,40	47,40
6	Зыряновская районная котельная	-	85,62	-	2,04	-	83,58	83,58
7	Котельная пос. Притомский	-	20,58	-	0,39	-	20,19	20,19
8	Котельная № 19	-	1,00	-	0,02	-	0,98	0,98
9	Котельная № 72	-	0,29	-	0,01	-	0,29	0,29
10	Котельная УПК	-	0,69	-	0,01	-	0,68	0,68
11	Котельная ОРК «Таргай»	-	1,70	-	0,04	-	1,67	1,67
12	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	-	4,86	-	0,11	-	4,75	4,75
13	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	-	5,77	-	0,10	-	5,67	5,67
14	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	-	0,70	-	0,01	-	0,69	0,69
15	Куйбышевская центральная котельная	-	50,56	-	1,41	-	49,15	49,15



№ п/п	Источник тепловой энергии	Располагаемая мощность, Гкал/ч		Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч		Мощность "нетто", Гкал/ч		
		В паре	В горячей воде	В паре	В горячей воде	В паре	В горячей воде	Всего
16	Котельная пос. Листвяги	-	15,67	-	0,20	-	15,47	15,47
17	Котельная № 6	-	1,10	-	0,04	-	1,06	1,06
18	Котельная Садопарковая	-	2,70	-	0,02	-	2,68	2,68
19	Котельная №32	-	2,36	-	0,06	-	2,30	2,30
20	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	-	0,98	-	0,02	-	0,96	0,96
21	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	-	1,43	-	0,00	-	1,43	1,43
22	Котельная проф. «Бунгурский»	-	1,26	-	0,02	-	1,24	1,24
23	Котельная «РТРС»	-	1,34	-	0,02	-	1,33	1,33
24	Оздоровительного лагеря «Голубь»	-	0,91	-	0,01	-	0,90	0,90
25	Котельная школа № 1	-	0,61	-	0,01	-	0,60	0,60
26	Котельная школа № 23	-	0,70	-	0,01	-	0,69	0,69
27	Котельная школа № 37	-	0,51	-	0,02	-	0,50	0,50
28	Котельная школа № 43	-	0,69	-	0,01	-	0,68	0,68
29	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	-	0,59	-	0,02	-	0,57	0,57
30	Котельная школа № 16	-	0,48	-	0,01	-	0,47	0,47
31	Котельная детского сада № 123	-	0,05	-	0,00	-	0,05	0,05
32	Полосухинская	-	2,31	-	0,02	-	2,29	2,29
33	Кузнецкая крепость	-	0,28	-	-	-	0,28	0,28
34	Котельная НКХП	-	1,56	-	-	-	1,56	1,56
	<b>ИТОГО по котельным ООО "Сиб-энерго"</b>	-	<b>302,36</b>	-	<b>6,95</b>	-	<b>295,41</b>	<b>295,41</b>
35	Новоильинская газовая котельная	-	13,40	-	-	-	13,40	13,40
36	Котельная АО «Евразруда»	-	46,00	-	-	-	46,00	46,00
37	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	-	0,96	-	-	-	0,96	0,96
38	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный	-	10,90	-	-	-	10,90	10,90
39	Котельная ст. Абагур-Лесной	-	2,40	-	-	-	2,40	2,40
40	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точирино	-	2,45	-	-	-	2,45	2,45
41	Котельная ООО ТК "Садовая"	-	6,93	-	-	-	6,93	6,93
42	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	-	11,32	-	-	-	11,32	11,32
43	0	-	-	-	-	-	-	-

№ п/п	Источник тепловой энергии	Располагаемая мощность, Гкал/ч		Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч		Мощность "нетто", Гкал/ч		
		В паре	В горячей воде	В паре	В горячей воде	В паре	В горячей воде	Всего
	<b>ИТОГО по котельным Прочих ТСО</b>	-	94,36	-	-	-	94,36	94,36
	<b>ВСЕГО по источникам МО ГО г. Новокузнецк</b>	730,50	2665,02	7,20	75,85	723,30	2589,17	3312,47

**Таблица 14 - Объемы потребления тепловой энергии и холодной воды на собственные нужды энергоисточников за 2016-2018 гг.**

№ п/п	Источник тепловой энергии	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал			Собственные и хозяйственные нужды, %			Расход теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды, тыс. м3		
		2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018
1	КТЭЦ	91882,0	100805,0	107821,0	4,16%	4,68%	4,74%	2238,9	2237,6	2220,4
2	ЗС ТЭЦ	2622,0	2824,4	3094,0	0,10%	0,09%	0,09%	921,5	994,8	1026,9
3	ЦТЭЦ	21036,0	19167,0	18933,0	1,39%	1,34%	1,30%	10167,1	11706,8	10987,2
<b>ИТОГО по источникам комбинированной выработки</b>		<b>115540,0</b>	<b>122796,4</b>	<b>129848,0</b>	<b>1,84%</b>	<b>1,87%</b>	<b>1,76%</b>	<b>13327,5</b>	<b>14939,2</b>	<b>14234,5</b>
4	Абашевская районная котельная	2826,0	2322,0	2744,1	3,24%	3,09%	3,04%	26,5	26,5	22,2
5	Байдаевская центральная котельная № 2	3472,0	3379,0	3993,2	3,60%	3,50%	3,44%	11,3	11,3	9,5
6	Зырянская районная котельная	7098,0	6128,0	7242,0	3,70%	3,54%	3,48%	9,8	9,8	8,2
7	Котельная пос. Притомский	1211,0	1195,0	1412,2	2,73%	2,66%	2,62%	7,4	7,4	6,2
8	Котельная № 19	31,0	26,0	30,7	4,07%	3,72%	3,67%	0,0	0,0	0,0
9	Котельная № 72	17,0	14,0	16,5	5,33%	4,93%	4,85%	0,0	0,0	0,0
10	Котельная УПК	39,0	35,0	41,4	3,59%	3,31%	3,26%	0,0	0,0	0,0
11	Котельная ОРК «Таргай»	148,0	129,0	152,5	4,42%	4,17%	4,11%	5,2	5,2	4,4
12	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	325,0	272,0	321,4	3,62%	3,43%	3,38%	3,3	3,3	2,7
13	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	265,0	229,0	270,6	3,17%	3,01%	2,96%	24,6	24,6	20,6
14	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	38,0	26,0	30,7	6,30%	5,74%	5,65%	0,0	0,0	0,0
15	Куйбышевская центральная котельная	4043,0	3396,0	4013,3	3,09%	2,97%	2,92%	12,7	12,7	10,6
16	Котельная пос. Листвяги	547,0	418,0	494,0	2,61%	2,51%	2,47%	19,3	19,3	16,1
17	Котельная № 6	75,0	54,0	63,8	2,72%	2,51%	2,47%	0,0	0,0	0,0
18	Котельная Садопарковая	77,0	81,0	95,7	3,02%	2,79%	2,75%	1,0	1,0	0,8
19	Котельная №32	310,0	225,0	265,9	7,09%	6,62%	6,52%	19,8	19,8	16,5
20	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	68,0	67,0	79,2	2,73%	2,69%	2,65%	0,2	0,2	0,1
21	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	162,0	154,0	182,0	4,55%	4,30%	4,23%	0,2	0,2	0,1
22	Котельная проф. «Бунгурский»	63,0	59,0	69,7	3,37%	3,26%	3,21%	0,2	0,2	0,1
23	Котельная «РТРС»	36,0	38,0	44,9	3,87%	3,64%	3,58%	0,2	0,2	0,1
24	Оздоровительного лагеря «Голубь»	44,0	25,0	29,5	4,73%	4,02%	3,95%	0,2	0,2	0,1

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО ГОРОД НОВОКУЗНЕЦК НА ПЕРИОД 2019-2032 ГГ.  
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Источник тепловой энергии	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал			Собственные и хозяйственные нужды, %			Расход теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды, тыс. м3		
		2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018
25	Котельная школа № 1	49,0	42,0	49,6	5,40%	5,38%	5,30%	0,0	0,0	0,0
26	Котельная школа № 23	26,0	26,0	30,7	3,95%	3,55%	3,50%	0,0	0,0	0,0
27	Котельная школа № 37	59,0	51,0	60,3	5,65%	5,19%	5,11%	0,1	0,1	0,1
28	Котельная школа № 43	31,0	29,0	34,3	3,97%	3,55%	3,49%	0,0	0,0	0,0
29	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	3,0	2,0	2,4	1,68%	1,32%	1,30%	0,0	0,0	0,0
30	Котельная школа № 16	20,0	17,0	20,1	3,46%	3,21%	3,16%	0,0	0,0	0,0
31	Котельная детского сада № 123	8,0	7,0	8,3	8,33%	7,61%	7,49%	0,0	0,0	0,0
32	Полосухинская	126,0	105,0	124,1	4,67%	4,47%	4,40%	0,0	0,0	0,0
33	Кузнецкая крепость	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%	0,00%	0,0	0,0	0,0
34	Котельная НКХП	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%	0,00%	0,0	0,0	0,0
<b>ИТОГО по котельным ООО "Сиб-энерго"</b>		<b>21217,00</b>	<b>18551,00</b>	<b>21923,27</b>	<b>3,83%</b>	<b>3,57%</b>	<b>3,51%</b>	<b>141,81</b>	<b>141,81</b>	<b>118,61</b>
35	Новоильинская газовая котельная	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%	0,00%	0,0	0,0	0,0
36	Котельная АО «Евразруда»	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%	0,00%	0,0	0,0	0,0
37	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%	0,00%	0,0	0,0	0,0
38	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%	0,00%	0,0	0,0	0,0
39	Котельная ст. Абагур-Лесной	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%	0,00%	0,0	0,0	0,0
40	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точилино	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%	0,00%	0,0	0,0	0,0
41	Котельная ООО ТК "Садовая"	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%	0,00%	0,0	0,0	0,0
42	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%	0,00%	0,0	0,0	0,0
43	0	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00%	0,00%	0,0	0,0	0,0
<b>ИТОГО по котельным Прочих ТСО</b>		<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>ВСЕГО по источникам МО ГО г. Новокузнецк</b>		<b>136757,00</b>	<b>141347,40</b>	<b>151771,27</b>	<b>2,00%</b>	<b>2,00%</b>	<b>1,90%</b>	<b>13469,31</b>	<b>15080,97</b>	<b>14353,09</b>

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

### **2.6.1.Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии – ТЭЦ**

В таблице 15 представлены сроки службы основного оборудования источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии г. Новокузнецка.

#### **Кузнецкая ТЭЦ**

Основное оборудование главного корпуса — турбоагрегаты (ст.№ 11) и котлы (ст.№ 06-08, 15-18). Турбинное оборудование КТЭЦ, кроме турбины Т-20-90 ст.№11, имеет год достижения паркового ресурса от 2036 до 2048 гг., т.е. могут работать продолжительное время, в т.ч. и в течение расчетного периода актуализации Схемы теплоснабжения.

В соответствии с заключениями экспертизы промышленной безопасности, энергетические котлы могут находиться в эксплуатации до 2020-2023 гг., после чего необходимо проведение следующей экспертизы. Удовлетворительное состояние энергетических котлов позволяет предполагать, что в расчетный период актуализации Схемы теплоснабжения их эксплуатация не будет запрещена, а выявляемые по результатам ЭПБ замечания могут быть устранены при проведении капитальных и текущих ремонтов.

В первичной Схеме теплоснабжения, разработанной в 2015 г., развитие основного оборудования Кузнецкой ТЭЦ рассматривалось в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 23.07.2013г. №491 о согласовании вывода из эксплуатации турбогенераторов №№3, 4, 6, 9, 11, 12 и 13 Кузнецкой ТЭЦ. Для организации теплоснабжения Кузнецкого, Центрального и Орджоникидзевского районов от КТЭЦ предполагалось демонтировать турбинное оборудование Кузнецкой ТЭЦ (ст. №№3,4,6,9,11,12 и 13) до 2018 г. Также предполагалось вывести из эксплуатации котельное оборудование - ст. №№ 3,4,5,6,7 и 8 как отработавшее свой ресурс.

Главой города Новокузнецка письмом №1/2544-1 от 30.04.2014 был приостановлен вывод из эксплуатации генерирующего оборудования Кузнецкой ТЭЦ на три года, начиная с 01.01.2015. Решение городской администрацией принято на основании положений Федерального Закона от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении» и Постановления Правительства РФ №484 от 26.07.2007 г. «О выводе объектов энергетики в ремонт и из эксплуатации».

В ходе разработки базовой версии проекта Схемы теплоснабжения, Кузбасский филиал ООО «СГК» письмом от 24.03.15 г. № 3/211-9924/15-0-0 проинформировал Администрацию города об отсутствии в планах ООО «СГК» мероприятий по выводу из эксплуатации генерирующего оборудования Кузнецкой ТЭЦ. Письмом №4/4322 от 21.02.2016 г.

Согласно распоряжениям Правительства Российской Федерации № 2065-р от 15.10.2015, и № 1619-р от 29.07.2016, и № 1646-р от 31.07.2017г. режим вынужденной генерации на всех турбоагрегатах Кузнецкой ТЭЦ продлен до 31 декабря 2021 года.

На ближайшую перспективу вывод из эксплуатации паросиловой части ТЭЦ невозможен по следующим причинам:

- Несогласованность со Схемой и программой развития ЕЭС РФ на 2018-2024 гг.
- Источник функционирует в режиме вынужденной генерации, при выводе оборудования возникнет дефицит тепловой мощности в системе теплоснабжения от КТЭЦ.

### **Западно-Сибирская ТЭЦ**

Средняя на 01.01.2019 г. наработка турбин Западно-Сибирской ТЭЦ составляет 256 тыс. ч. Наибольшую наработку (410,0 тыс.ч) имеет турбина ст. №2 Т-50-130, введенная в эксплуатацию в 1963 году. Выполненная замена ЦВД в 1989 году, позволила назначить данной турбине индивидуальный ресурс в 416,0 тыс. ч, однако при существующей среднегодовой наработке 8400 ч., назначенный индивидуальный ресурс турбины ст. №2, будет достигнут в период 2019-2020 гг.

В 2012 году турбине ст. №4 Т-100/120-130-2 назначен индивидуальный ресурс в 329,7 тыс. ч., а в 2017 г. он продлен до 365,0 тыс. ч (+35,3 тыс. ч). На 01.01.2019 г., наработка данной турбины составляет 323,6 тыс. ч. Учитывая среднегодовую наработку 7300 ч, индивидуальный ресурс турбины будет достигнут в период 2014-2025 гг.

В 2017 году турбине №5 Т-101/120-130-3 назначен новый индивидуальный ресурс в 345,0 тыс. ч, который на 22,4 тыс. ч больше, назначенного в 2014 г. (323,6 тыс. ч). Нарботка турбины на 01.01.2019 г. составляет 304,3 тыс. ч, а среднегодовая наработка составляет 6500 ч, что позволит находиться турбине в эксплуатации до 2024-2025 гг.

Назначенный 08.2018 г. индивидуальный ресурс турбины №6 Т-110/120-130-4 составляет 283,0 тыс. ч, что на 19,2 тыс. ч больше назначенного ранее (2015 г. – 263,8 тыс. ч). Нарботка турбины на 01.01.2019 г. составляет 235,1 тыс. ч при среднегодовой наработке в 5400 ч. Назначенный индивидуальный ресурс турбины будет достигнут в период 2027-2028 гг.

Наименьшую наработку имеет турбина №7 Т-110/120-130-4, которая на 01.01.2019 г. составляет 169,8 тыс. ч. При среднегодовой наработке в 7500 ч, парковый ресурс турбины будет достигнут в 2025-2026 гг.

Турбины ст. №1 ПТ-60/75-130/13 и ст. №3 Т-60-130 введенные в эксплуатацию в 1993 и 1996 году соответственно, имеют наработку в 179,5 тыс. ч и 171,2 тыс. ч. Парковый ресурс данных турбин будет достигнут в период 2023-2024 гг. и 2027-2028 гг. соответственно.

При актуализации Схемы теплоснабжения предусматривается, сохранение существующих турбин Западно-Сибирской ТЭЦ на рассматриваемую перспективу. Предполагается, что

состояние существующих турбин (за исключением ст. №3), определенное по результатам технической диагностики позволит продлить индивидуальный назначенный ресурс на рассматриваемую перспективу.

Средняя на 01.01.2019 г. наработка энергетических котлов Западно-Сибирской ТЭЦ составляет 268,6 тыс. ч, при этом средняя наработка котлов типа БКЗ-210-140 ФД составляет 310,1 тыс. ч, а котлов типа ТП-87-1 только 218,9 тыс. ч.

Энергетические котлы ст.№№ 1-4 имеют среднюю наработку в 345,2 тыс. ч. По результатам экспертизы промышленной безопасности, проведенной в 2018 г., эксплуатация этих котлов возможна до 2019-2022 гг., после чего необходимо проведение повторной экспертизы.

Парковый ресурс котлов №№5-6 будет достигнут в период 2019-2021 гг., и для их дальнейшей эксплуатации будет необходимо положительное заключение ЭПБ.

Ресурс котлов ст. №7-8 типа ТП-87-1, введенных в эксплуатацию в 1972-1974 гг., будет достигнут в 2023-2026 гг., Ресурс котлов ст. №№ 9-11 будет достигнут в 2037-2038 гг., т.е. за границами расчетного срока актуализации Схемы теплоснабжения.

### **Центральная ТЭЦ**

Турбины, установленные на Центральной ТЭЦ по сроку службы и соответствующей наработке могут быть разделены на 2 группы:

- турбоагрегаты ст. № 01, 03, 05, 07, которые введены в эксплуатацию в 1932 - 1958 гг., и имеющие наработку от 440 до 610 тысяч часов;
- турбоагрегаты ст. № 04, 06, которые введены в эксплуатацию в 2011 г. и 2001 г. соответственно, и имеющие наработку 53 тыс. ч и 120 тыс. ч.

Начальная температура пара на данных турбинах менее 450 °С, и согласно РД 10-577-03, «Типовая инструкция по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций» (п. 2.2.1), такие турбины паркового ресурса не имеют. Решение о возможности продления эксплуатации (на срок до 50000 часов), принимается техническим руководителем ТЭЦ на основании заключений контроля металла проточной части и основных элементов турбин, выполняемых экспертными организациями.

В соответствии с заключениями экспертизы промышленной безопасности, энергетические котлы могут находиться в эксплуатации до 2020-2021 гг., после чего необходимо проведение следующей экспертизы. Несмотря на проведение капитальных ремонтов, срок службы основных элементов энергетических котлов составляет от 86 до 69 лет, что не позволяет предполагать их сохранение на расчетный период актуализации Схемы теплоснабжения.

**Таблица 15 - Срок службы оборудования ТЭЦ г. Новокузнецка**

Наименование источника	ст. №	Тип оборудования	Марка	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего кап. Ремонта	Дата последнего освидетельствования	Срок освидетельствования	Наработка на 01.01. .... ч			Парковый ресурс согласно РД 10-577-03 или данным завода-изготовителя	Год достижения паркового ресурса	Индивидуальный ресурс / год достижения		Дата и документ, разрешающий дальнейшую эксплуатацию.
								2017	2018	2019			ч	год	
КТЭЦ	3	Паровые турбины	P-12-3,4/0,1	2008	2015	не проводилось	-	58803	67172	74165	350400	2048			-
	4		P-12-35/5м	1993	2018	не проводилось	-	154212	159126	164977	350400	2033			-
	6		ПТР-30-2,9/0,6	2000	2017	не проводилось	-	104707	110465	116169	350400	2040			-
	9		P-12-90/18м-1	1996	2012			158672	164281	169648	350400	2036			
	11		T-20-90	1954	2012	25.10.2017г.	11.2020г.	410453	417652	423202	439000	1994	-	2020	ЭПБ
	12		P-12-8,8/3,1м-1	2006	2018			69743	75882	82804	350400	2046			
	13		P-12-90/31м-1	2003	2015			100330	108779	116611	350400	2043			
	КП 05	Энергетические котлы	Лопулько	1947	2016	29.09.2015г.	10.2023г.	353241	357120	360381	250000	1989	-	2023	ЭПБ
	КП 06		Лопулько	1947	2017	29.09.2015г.	10.2020г.	350118	352634	356638	250000	1990	-	2020	ЭПБ
	КП 07		Лопулько	1947	2017	29.09.2015г.	10.2022г.	294411	296898	301221	250000	1999	-	2022	ЭПБ
	КП 08		Лопулько	1948	2017	29.09.2015г.	2029г.	317383	320636	323003	250000	1996	-	2029	ЭПБ
	КП 15		ТП-170	1954	2018	07.11.2018г.	08.2022 г.	408530	414514	420710	250000	1992	-	2022	ЭПБ
	КП 16		ТП-170	1954	2014	23.10.2015г.	11.2021г.	410653	417557	423487	250000	1992	-	2021	ЭПБ
	КП 17		БКЗ-220-100Ф	1966	2018	29.09.2015г.	10.2020г.	317965	323587	329436	300000	2014	-	2020	ЭПБ
	КП 18		БКЗ-220-100Ф	1969	2013	29.09.2015г.	10.2023г.	305713	312386	319455	300000	2016	-	2023	ЭПБ
	КВ 01	Водогрейные котлы	КВТК-100-150	1989	2010			70749	70749	70749		2018			
	КВ 02		КВТК-100-150	1990	2008			64090	64090	64090		2019			
	КВ 03	Паровые котлы	E-160-1,4-250	1999	2006			26288	29177	31426		2048			
КВ 04	E-160-1,4-250		2003	2007			27760	29439	32019		2033				
ЗС ТЭЦ	1	Паровые турбины	ПТ-60/75-130/13	1993	2014			162452	171124	179504	220000	2024			
	2		T-50-130	1963	2015			392950	401706	409897	220000	1993	415951	2019	ОАО "ВТИ" от 20.04.1989
	3		T-60-130	1996	2017			160058	162778	171246	220000	2023			
	4		T-100/120-130-2	1972	2016			309061	317037	323612	220000	2003	365000	2024	07.012.2017 г.



Наименование источника	ст. №	Тип оборудования	Марка	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего кап. Ремонта	Дата последнего освидетельствования	Срок освидетельствования	Наработка на 01.01. .... ч			Парковый ресурс согласно РД 10-577-03 или данным завода-изготовителя	Год достижения паркового ресурса	Индивидуальный ресурс / год достижения		Дата и документ, разрешающий дальнейшую эксплуатацию.
								2017	2018	2019			ч	год	
	5		T-110/120-130-3	1974	2017			291332	296042	304328	220000	2006	346000	2024	07.12.2017 г.
	6		T-110/120-130-4	1983	2018			224299	232154	235134	220000	2016	283000	2027	21.08.2018 г.
	7		T-110/120-130-4	1987	2015			154763	162350	169800	220000	2027			
	1	Энергетические котлы	БКЗ-210-140 ФД	1963	2018	06.02.2018г.	12.2022г.	325512	330429	336381	250000	2005		2022	ЭПБ
	2		БКЗ-210-140 ФД	1963	2016	17.09.2018г.	12.2020 г.	330283	337822	345348	250000	2005		2020	ЭПБ
	3		БКЗ-210-140 ФД	1964	2015	02.10.2018г.	12.2019г.	333546	338795	345980	250000	2003		2019	ЭПБ
	4		БКЗ-210-140 ФД	1964	2015	20.11.2018г.	12.2019г.	338575	346068	353455	250000	2004		2019	ЭПБ
	5		БКЗ-210-140 ФД	1966	2016			231034	237810	244657	250000	2019			
	6		БКЗ-210-140 ФД	1967	2017			225218	229562	234932	250000	2021			
	7		ТП-87-1	1972	2017			249821	256353	260311	300000	2026			
	8		ТП-87-1	1974	2017			251246	257476	264629	300000	2023			
9	ТП-87-1		1977	2017			195285	197581	205322	300000	2037				
10	ТП-87-1		1980	2018			176152	182192	187237	300000	2038				
11	ТП-87-1		1982	2018			166555	171730	178474	300000	2038				
ЦТЭЦ	1	Паровые турбины	Р-3-29 (АР-6-11)	1958	2013	не проводилось	-	444531	444531	444531	не назначается (менее 450 °С)	-	-	-	-
	3		Вумаг	1932	2017	не проводилось	-	532456	535560	538664	не назначается (менее 450 °С)	-	-	-	-
	4		ПТ-29/35-2,9/1,0	2011	2013	не проводилось	-	45952	49682	53412	не назначается (менее 450 °С)	-	-	-	-
	5		Вумаг	1934	2011	не проводилось	-	594242	599243	604244	не назначается (менее 450 °С)	-	-	-	-

Наименование источника	ст. №	Тип оборудования	Марка	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего кап. Ремонта	Дата последнего освидетельствования	Срок освидетельствования	Наработка на 01.01. .... ч			Парковый ресурс согласно РД 10-577-03 или данным завода-изготовителя	Год достижения паркового ресурса	Индивидуальный ресурс / год достижения		Дата и документ, разрешающий дальнейшую эксплуатацию.
								2017	2018	2019			ч	год	
											450 °С)				
	6		ПР-30-2,9-2	2001	2017	не проводилось	-	108605	114384	120163	не назначается (менее 450 °С)	-	-	-	-
	7		ПР-7-29	1943	2003	не проводилось	-	525139	525139	525139	не назначается (менее 450 °С)	-	-	-	-
	1	Энергетические котлы	Стерлинг	1932	2015	11.10.2017г.	10.2021г.	649231	654895	660559	300000	1959	-	2021	ЭПБ
	2		Стерлинг	1932	2005	10.10.2016г.	12.2020г.	645422	648464	651506	300000	1959	-	2020	ЭПБ
	3		Стерлинг	1932	2016	20.12.2016г.	12.2020г.	660089	666387	672685	300000	1959	-	2020	ЭПБ
	4		Стерлинг	1933	2004	30.03.2017г.	03.2021г.	614245	614730	615215	300000	1960	-	2021	ЭПБ
	5		Стерлинг	1935	2012	11.10.2017г.	10.2021г.	550177	553178	556179	300000	1962	-	2021	ЭПБ
	6		Стерлинг	1935	2017	01.08.2017г.	08.2021г.	593208	594621	596034	300000	1962	-	2021	ЭПБ
	7		КО-Ш-200	1941	2013	20.12.2016г.	12.2020г.	507183	508675	510167	300000	1968	-	2020	ЭПБ
	8		ТО-3-200	1949	2017	21.08.2017г.	08.2021г.	490897	496131	501365	300000	1976	-	2021	ЭПБ
	КВ 01	Водогрейные котлы	ПТВМ-100	1974	2011	26.10.2015г.	10.2019г.	41141	41187	41233			-	2019	ЭПБ
	КВ 02		ПТВМ-100	1974	2011	14.12.2016г.	12.2020г.	57174	57586	57998			-	2020	ЭПБ
	КВ 03		ПТВМ-100	1980	2011	14.12.2016г.	12.2018г.	67051	67500	67949			-	2018	ЭПБ
	КВ 04		ПТВМ-100	1981	2012	14.12.2016г.	12.2020г.	67446	70163	72880			-	2020	ЭПБ

## 2.6.2. Котельные города

Средневзвешенный срок службы основного оборудования котельных на территории городского округа составляет 16,8 лет. Водогрейные котлы в среднем «старше» паровых на 2,0 года. Так средневзвешенный срок службы (по тепловой мощности) паровых котлов Куйбышевской центральной котельной составляет только 15,0 лет, а водогрейных 17,0 лет.

Средний срок службы установленной тепловой мощности на источниках неравномерен. Пик пришелся на период 2005-2009 гг., когда было введено 34,2% существующих установленных мощностей, после чего ввод новых мощностей существенно замедлился. В целом имеет место следующее распределение установленной мощности по сроку эксплуатации:

- 80,4% введено после 1995 г. (23 года);
- 65,5% введено после 2000 г. (18 лет);
- 46,9% введено после 2005 г. (13 лет);
- 12,7% введено после 2010 г. (8 лет);
- 0,3% введено после 2015 г. (3 года и менее).

Периоды ввода установленных тепловых мощностей представлены на рисунке ниже.

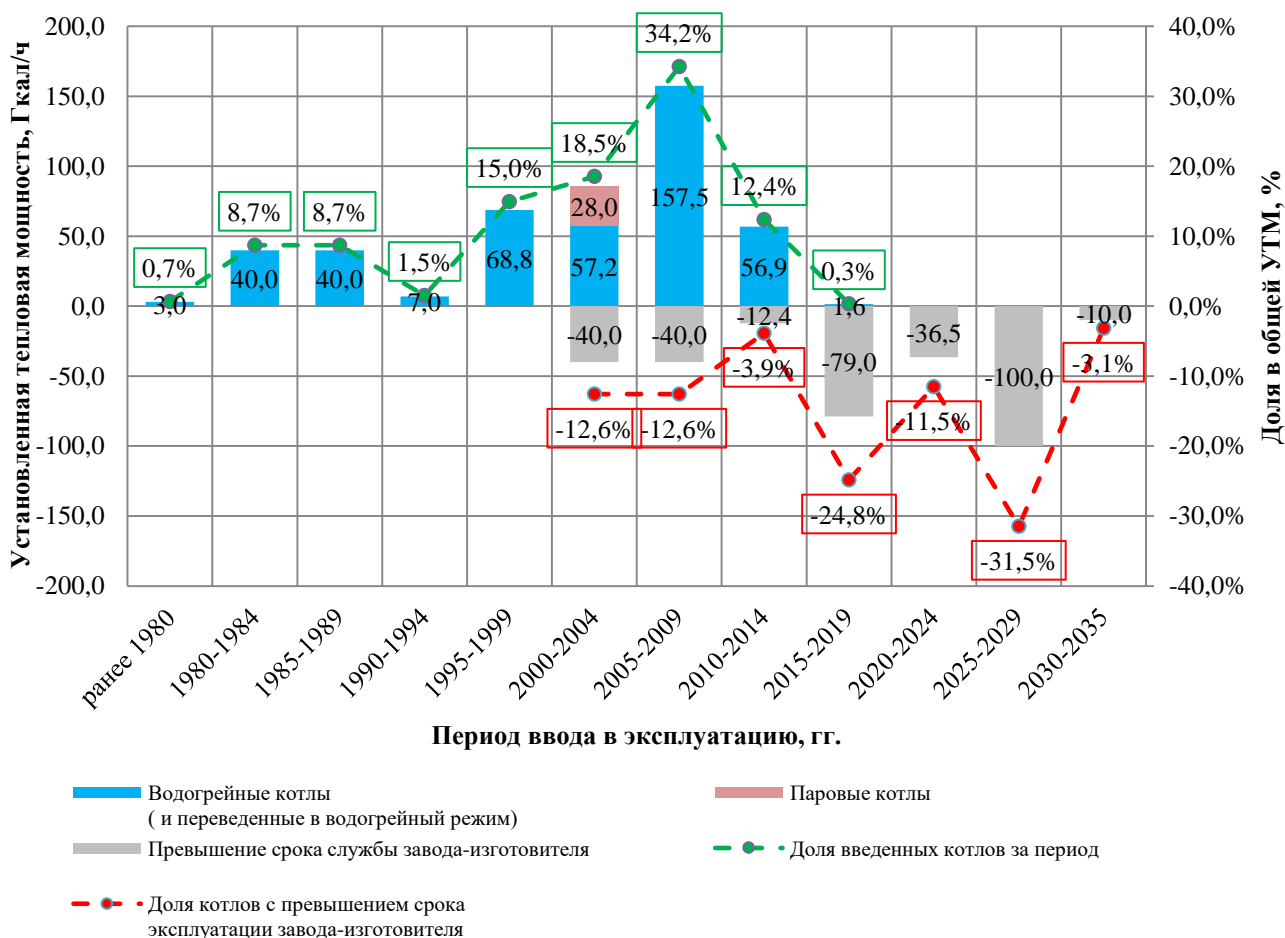


Рисунок 6 – Распределение УТМ котельных по периодам ввода

Следует отметить, что порядка 29,1% тепловых мощностей имеют превышение срока службы относительно установленного заводом-изготовителем. На расчетный период Схемы теплоснабжения, до 100% от установленных на сегодняшний день мощностей будут иметь превышение срока службы, относительно установленного заводом-изготовителем.

Само по себе превышение срока службы, относительно установленного заводом-изготовителем приводит к необходимости вывода оборудования из эксплуатации, т.к. возможность дальнейшей работы определяется по результатам экспертизы промышленной безопасности. Проведение своевременных капитальных и текущих ремонтов, а также обслуживания оборудования, позволяет получать положительное заключение ЭПБ вне зависимости от фактического его срока службы. Однако превышение срока службы оборудования приводит к фактическому исключению амортизационной составляющей из тарифа, что означает невозможность последующего его восстановления без роста тарифа для конечного потребителя.

**Таблица 16 – Срок службы основного оборудования котельных г. Новокузнецка**

№ п/п	Наименование источника	Основное оборудование			Средневзвешенный год ввода УТМ, г.			Дата последнего освидетельствования	Срок освидетельствования	Продление эксплуатации (до какого года, либо нарабатки, организация проводившая экспертизу, дата проведения, номер заключения)
		Марка	Год ввода котла	Год капитального ремонта	Паровой	Водогрейной	Всего			
4	Абашевская районная котельная	КВТС-20-150 КВТС-20-150 КВТС-20-150	1998 2009 1988		-	19,7	19,7	03.08.2016 - 08.06.2016	09.2020 2024 05.2020	ЭПБ ЭПБ ЭПБ
5	Байдаевская центральная котельная № 2	КВр-11,63-150 КВр-11,63-115 ВКС-240 КВр-11,63-150 ВКС-240 КВр-11,63-115 ВКС-300 ВКС-240	2009 2010 1997 2009 1993 2009 1999 1997		-	14,0	14,0		2027г. 2024г.	
6	Зыряновская районная котельная	КВТС-20-150 КВТС-20-150 КВТС-20-150 КВТС-20-150 КВТС-20-150 КВТС-20-150	1997 1980 2008 1981 2009 1987	2018	-	24,3	24,3	16.06.2016 01.04.2016 01.07.2015 28.06.2018 28.06.2018 28.06.2018	06.2020 04.2020 07.2019 06.2020 Выведен из эксплуатации 06.2022	ЭПБ ЭПБ ЭПБ ЭПБ - ЭПБ
7	Котельная пос. Притомский	ВКС-240 ВКС-240 ВКС-240 КВр-11,63-150	1999 2000 2001 2007		-	15,8	15,8		2027	
8	Котельная № 19	Братск-2 ВКС-4	2000 2001		-	17,5	17,5			
9	Котельная № 72	КВр-0,175 КВр-0,175	2010 2010		-	8,0	8,0			
10	Котельная УПК	ВКС-4 ВКС-4	2000 2000		-	18,0	18,0			
11	Котельная ОРК «Таргай»	КВм 1,2-95 КВ-81 ШП	2013 2006		-	7,9	7,9			
12	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	Гефест 1,8-95шп Гефест 1,8-95шп Гефест 1,8-95шп КВ-1,6-95 ШП	2000 2008 2008 2009	2018	-	11,7	11,7			
13	Котельная № 2 п.	КВм-2,5к	2008		-	11,6	11,6			

№ п/п	Наименование источника	Основное оборудование			Средневзвешенный год ввода УТМ, г.			Дата последнего освидетельствования	Срок освидетельствования	Продление эксплуатации (до какого года, либо наработки, организация проводившая экспертизу, дата проведения, номер заключения)
		Марка	Год ввода котла	Год капитального ремонта	Паровой	Водогрейной	Всего			
	Абагур-Лесной	Гефест 1,8-95шп Гефест 1,8-95шп КВ-1,6-95 ШП	2008 2009 2000							
14	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	Гефест 04-95 ТР Гефест 04-95 ТР	2010 2010		-	8,0	8,0			
15	Куйбышевская центральная котельная	КВТС-20-150 КВТС-20-150 КВТС-20-150 КВТС-20-150 КЕ-25-14С КЕ-25-14С	2004 2013 2008 2009 2003 2003		15,0	9,5	10,9	- 29.04.2016 17.06.2016 28.06.2018 28.06.2018 23.07.2015	2024 04.2020 06.2020 Выведен из эксплуатации Выведен из эксплуатации 07.2019	ЭПБ ЭПБ ЭПБ - - ЭПБ
16	Котельная пос. Листвяги	ДКВР(в)-6,5 ДКВР(в)-6,5 КВр-7,56-150 ДКВР-6,5(в) КВр-7,56-115	2002 2002 2011 2008 2013		-	9,3	9,3		2027	ЭПБ
17	Котельная № 6	Ланкаширский Ланкаширский Ланкаширский	1957 1948 1900		-	83,0	83,0			
18	Котельная Садопарковая	Гефест 1,2-95 ШП КВм-1,2КБ КВ-81	2010 2008 2000	2018 2016	-	11,5	11,5			
19	Котельная №32	Гефест 1,8-95 ШП Гефест 1,8-95 ШП	2010 2010		-	8,0	8,0			
20	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	НР-18 ВКС-3-1/10 Гефест 0,6-95 ТР Гефест 0,6-95 ТР	2002 2000 2010 2010		-	12,4	12,4			
21	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	Гефест 0,6-95 ТР Гефест 0,6-95 ТР ВКС-3-1/10 КВ-0,4	2010 2010 1999 2000		-	12,8	12,8			
22	Котельная проф. «Бунгурский»	Гефест 0,8-95 ТР Гефест 0,8-95 ТР	2010 2010		-	8,0	8,0			
23	Котельная «РТРС»	Гефест 0,8-95 ТР Гефест 0,8-95 ТР	2010 2010		-	8,0	8,0			

№ п/п	Наименование источника	Основное оборудование			Средневзвешенный год ввода УТМ, г.			Дата последнего освидетельствования	Срок освидетельствования	Продление эксплуатации (до какого года, либо наработки, организация проводившая экспертизу, дата проведения, номер заключения)
		Марка	Год ввода котла	Год капитального ремонта	Паровой	Водогрейной	Всего			
24	Оздоровительного лагеря «Голубь»	Гефест 0,8-95 ТР Гефест 0,8-95 ТР	2008 2008		-	10,0	10,0			
25	Котельная школа № 1	ВКС 4-10 ВКС 4-10	2000 2000		-	18,0	18,0			
26	Котельная школа № 23	ВКС 4-10 ВКС 4-10	2000 2000		-	18,0	18,0			
27	Котельная школа № 37	КВр-0,8к КВр-0,8к	2008 2008		-	10,0	10,0			
28	Котельная школа № 43	ВКС 4-10 ВКС 4-10	2000 2000		-	18,0	18,0			
29	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	ВКС 4-10 ВКС 4-10	2000 2000		-	18,0	18,0			
30	Котельная школа № 16	ВКС 4-6 ВКС 4-6	2000 2000		-	18,0	18,0			
31	Котельная детского сада № 123	КЧМ 5 К-0,3-30 КЧМ 5 К-0,3-30	2000 2000		-	18,0	18,0			
32	Полосухинская	КВр-1,16ОУР КВр-1,16ОУР КВм-0,6	2012 2012 2012	2016 2018	-	6,0	6,0			
33	Кузнецкая крепость	ЭПО-108 ЭПО-108 ЭПО-108	2012 2012 2012		-	6,0	6,0			
34	Котельная НКХП	КВР-0,6КБ КВР-0,6КБ КВР-0,6КБ	2017 2017 2017		-	1,0	1,0			
35	Новоильинская газовая котельная									
36	Котельная АО «Евразруда»									
37	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный									
38	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Ново-									

№ п/п	Наименование источника	Основное оборудование			Средневзвешенный год ввода УТМ, г.			Дата последнего освидетельствования	Срок освидетельствования	Продление эксплуатации (до какого года, либо наработки, организация проводившая экспертизу, дата проведения, номер заключения)
		Марка	Год ввода котла	Год капитального ремонта	Паровой	Водогрейной	Всего			
	кузнецк-Сортировочный									
39	Котельная ст. Абагур-Лесной									
40	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точилино									
41	Котельная ООО ТК "Садовая"	KE-6,5-14 CO KE-6,5-14 CO	1986 1986			32,0	32,0			
42	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»									



## 2.7. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)

### Схема выдачи тепловой мощности Кузнецкой ТЭЦ

Выдача тепловой мощности от КТЭЦ запроектирована в горячей воде и в паре. Транспорт тепловой энергии осуществляется по тепломагистралям от бойлерных установок №1 диаметром 2Ду 700 мм, №№2,3 диаметром по 2Ду 600 мм и пиковой водогрейной котельной диаметром 2Ду 1000 мм на общий коллектор и далее по тепломагистралям в Центральный, Кузнецкий и Орджоникидзевский районы.

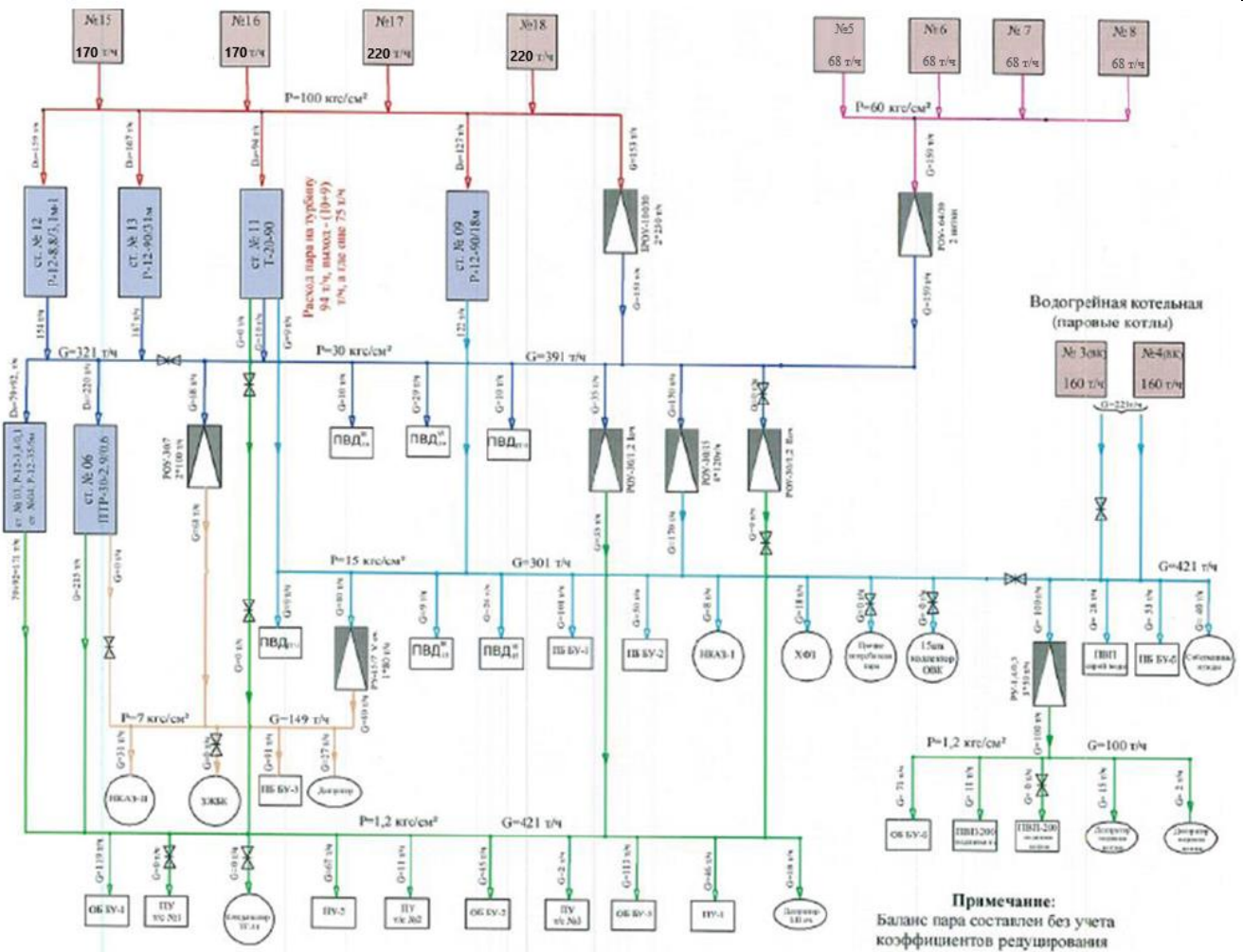
Пар промышленным потребителям отпускается следующих параметров: от 2,5 до 7 кгс/см<sup>2</sup> (линия НКАЗ-П) свыше 13 кгс/см<sup>2</sup> по двум паропроводам: линия Химфарм завода и непосредственно от КТЭЦ на АО «РУСАЛ Новокузнецк».

Принципиальная схема выдачи тепловой мощности Кузнецкой ТЭЦ приведена на рисунке ниже.

В таблице 17 приведены промышленные предприятия, использующие пар на технологические нужды.

**Таблица 17 – Перечень потребителей тепловой энергии в паре от КТЭЦ**

№ п/п	Наименование абонента	G, т/ч	Q, Гкал/ч	P, атм	t, °C
Пар свыше 13 ата.(линия X/ф з-да)					
1	ОАО "Кузнецкие ферросплавы"	8	5,6	14±5%	240+10
3	ОАО "НЗРМК им.Крюкова"	1,5	1,05	13,2	240+10
4	ОАО "Органика"	15	10,38	свыше 13	240+10
	Итого:	24,5	17,03		
Пар свыше 13 ата. (непосредственно от Куз.ТЭЦ)					
1	ОАО "РУСАЛ Новокузнецк"	17	11,22	15±5%	240+10
	Итого:	17	11,22		
Пар от 2,5 до 7 ата.(линия НКАЗ-П)					
1	ОАО "Кузнецкие ферросплавы"	13	9,1	5±5%	240+10
2	ОАО "РУСАЛ Новокузнецк"	25	17,475	7±5%	240+10
	Итого:	38	26,575		
	ВСЕГО	79,5	54,725		



**Рисунок 7 – Принципиальная схема выдачи тепловой мощности КТЭЦ**

Подогрев сетевой воды в котельной от единого обратного коллектора осуществляется в водогрейных котлах и в основных и пиковых бойлерах паровых котлов на общий подающий коллектор. В помещении котельной установлено РУ 1,4/0,3 после пар с давлением 1,2 поступает на основные бойлеры БУ - б (котельной) на подогреватель подпитки теплосети и на деаэраторы подпитки теплосети и котлов. Пар давлением 15 кг/см<sup>2</sup> используется на ПВП сырой воды, РУ 1,4/0,3 ПБ БУ-б и собственные нужды.

Принципиальная схема главного корпуса КТЭЦ приведена на рисунке 8, от водогрейной котельной - на рисунке 9.

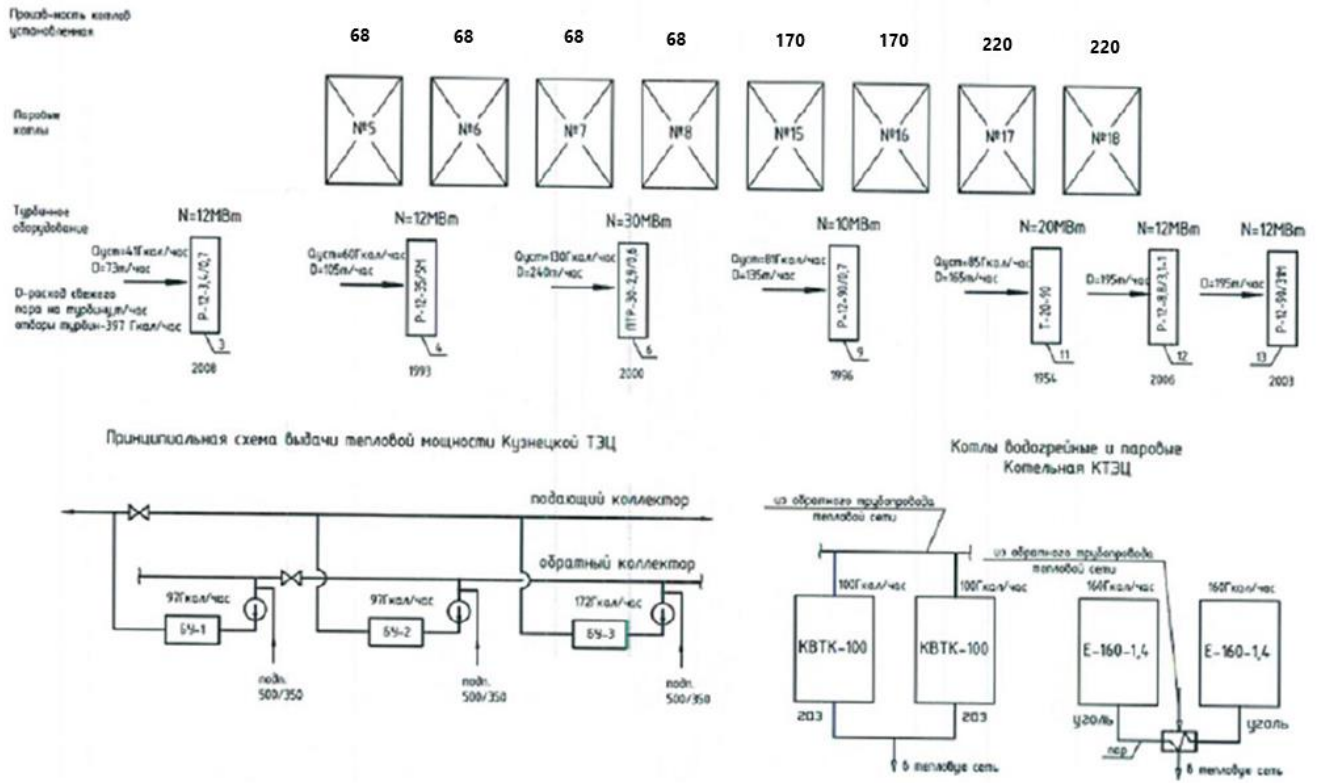


Рисунок 8 – Принципиальная схема выдачи мощности от КТЭЦ

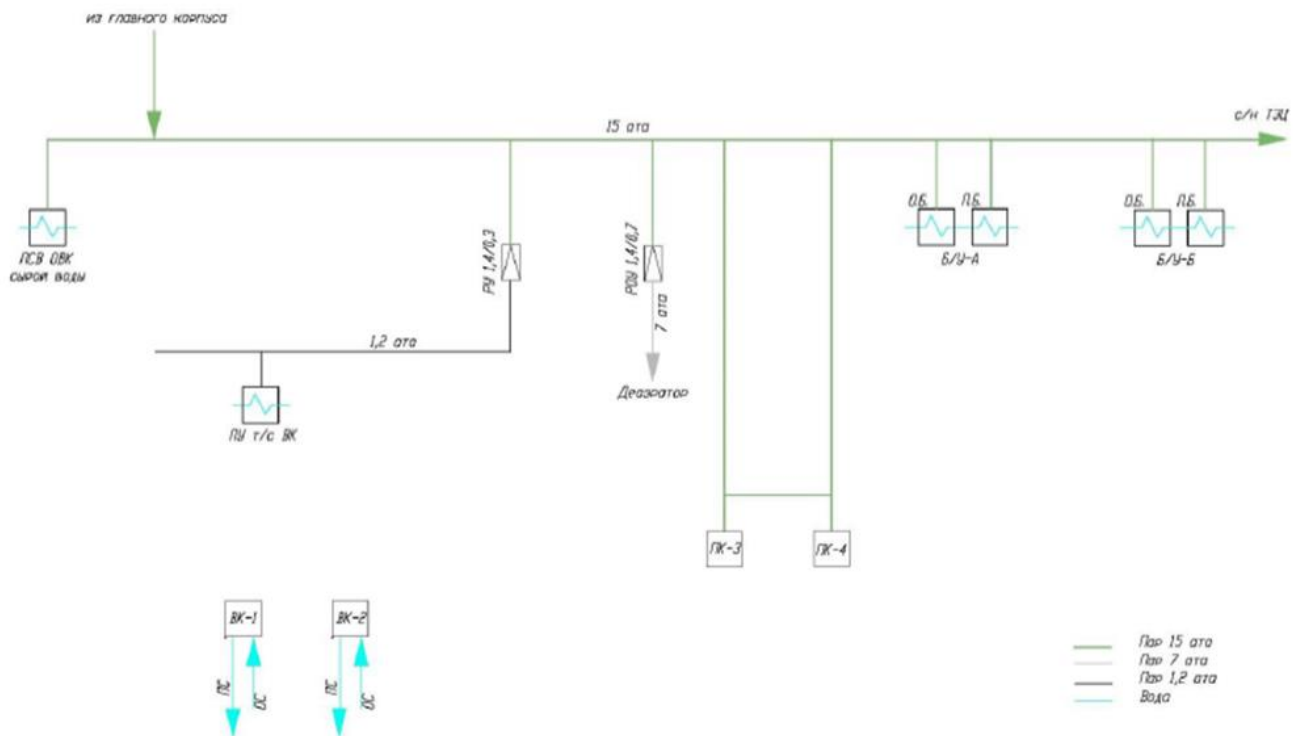


Рисунок 9 – Принципиальная тепловая схема водогрейной котельной КТЭЦ

### Схема выдачи тепловой мощности Западно-Сибирской ТЭЦ

Тепловая энергия в горячей воде на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения отпускается по следующим выводам - Новоильинский и Заводской, на собственные, хозяйственные нужды, а также промышленным предприятиям, расположенным в зоне действия ЗС ТЭЦ. К числу промышленных потребителей относятся:

- собственные потребители ЗСМК, осуществляющие потребление тепловой энергии в паре и в горячей воде;
- сторонние потребители, расположенные на промышленных площадках и использующие тепловую энергию в горячей воде.

Схема присоединения абонентов по ГВС открытая. Температурный график качественного регулирования отпуска тепловой энергии в сетевой воде 150-70°С со срезкой до 125°С.

На территории ОЗС Metallургического комбината расположены теплоисточники по производству пара на собственные нужды - паровоздуходувные станции и установки ВЭР.

Теплофикационная установка ЗС ТЭЦ разделена на три очереди. От 1 и 2-й очередей осуществляется снабжение тепловой энергией Заводского и Новоильинского районов, от 3-й - промышленные предприятия.

Схема выдачи тепловой мощности от Западно-Сибирской ТЭЦ приведена на рисунке 10.

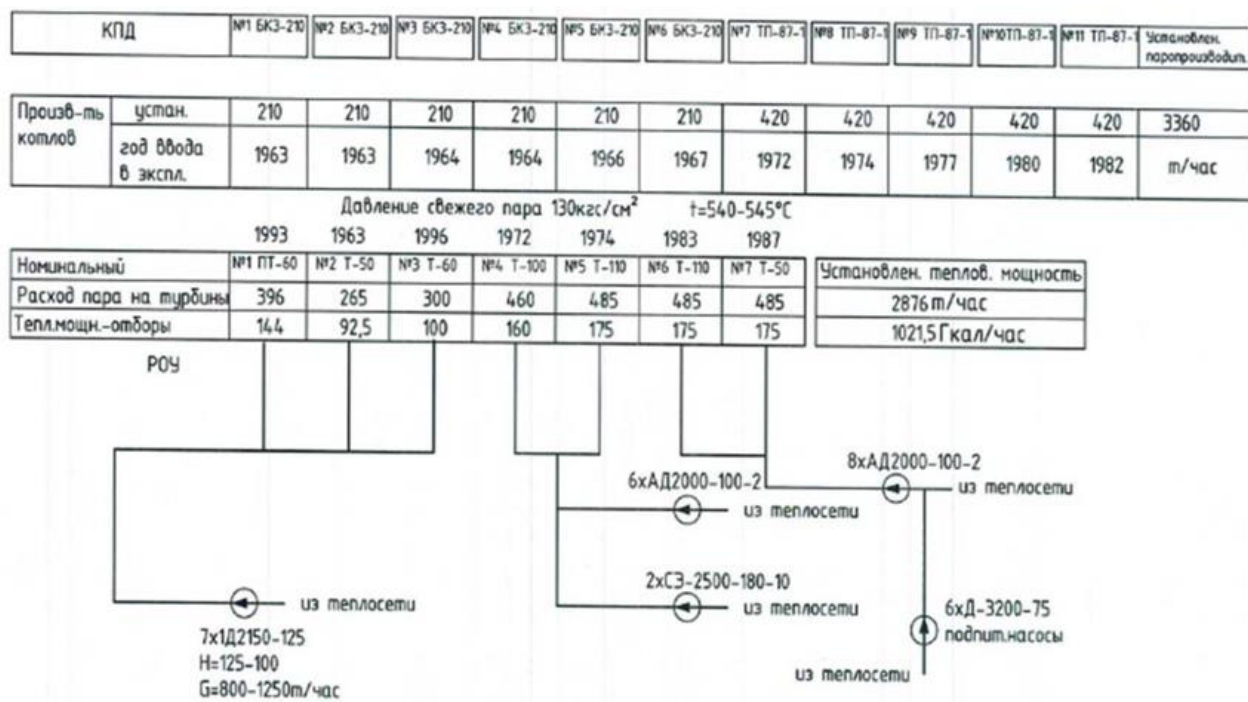


Рисунок 10 – Принципиальная схема выдачи мощности ЗС ТЭЦ

### Схема выдачи тепловой мощности Центральной ТЭЦ

Тепловая энергия в горячей воде на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения отпускается по двум основным выводам (левый, правый), а также на собственные хозяйственные нужды и предприятиям, расположенным на территории промышленной площадки Центрального р-на (бывшая промплощадка КМК). Схема присоединения абонентов по ГВС открытая. Температурный график качественного регулирования отпуска тепловой энергии в сетевой воде 150 - 70°C со срезкой до 125°C. Пар промышленным потребителям отпускается параметрами 1,28-2,5 кгс/см<sup>2</sup> и 2,5-7,0 кгс/см<sup>2</sup>. Подогрев сетевой воды для отопления и горячего водоснабжения потребителей осуществляется в основных и пиковых бойлерах электростанции, а также в водогрейной котельной. Основные бойлеры питаются от теплофикационных отборов турбин. Полная схема внешних сетевых трубопроводов ЦТЭЦ приведена на рисунке 11. В таблице ниже приведены технические характеристики основных и пиковых бойлеров.

**Таблица 18 – Технические характеристики основных и пиковых бойлеров ЦТЭЦ**

Параметр	Ед. изм.	Бойлеры			
		№1	№2	№3	№4
Станционный номер		№1	№2	№3	№4
Тип		Основной	Основной	Основной	Пиковый
Маркировка		БО-550-3М	БО-550-3М	БО-550-3М	БП-500М
Место подключения по пару		Пар от ТГ №6,7 P= 1,2-3 ата, пар 2-го отбора ТГ №3,4,5 P=3 ата, от РОУ №6,7 P=3 ата			
Площадь поверхности нагрева	м <sup>2</sup>	550	550	550	500
Номинальная тепловая производительность	Гкал/ч	94,6	94,6	94,6	ПО
Номинальный расход греющего пара	т/ч	80	80	80	80
Максимальный нагрев сетевой воды	°С	103	103	103	ПО
Номинальное давление пара	кгс/см <sup>2</sup>	2	2	2	2
Номинальное давление сетевой воды	кгс/см <sup>2</sup>	7,0-7,5	7,0-7,5	7,0-7,5	7,0-7,5
Номинальный расход сетевой воды	т/ч	2200	2200	2200	2200

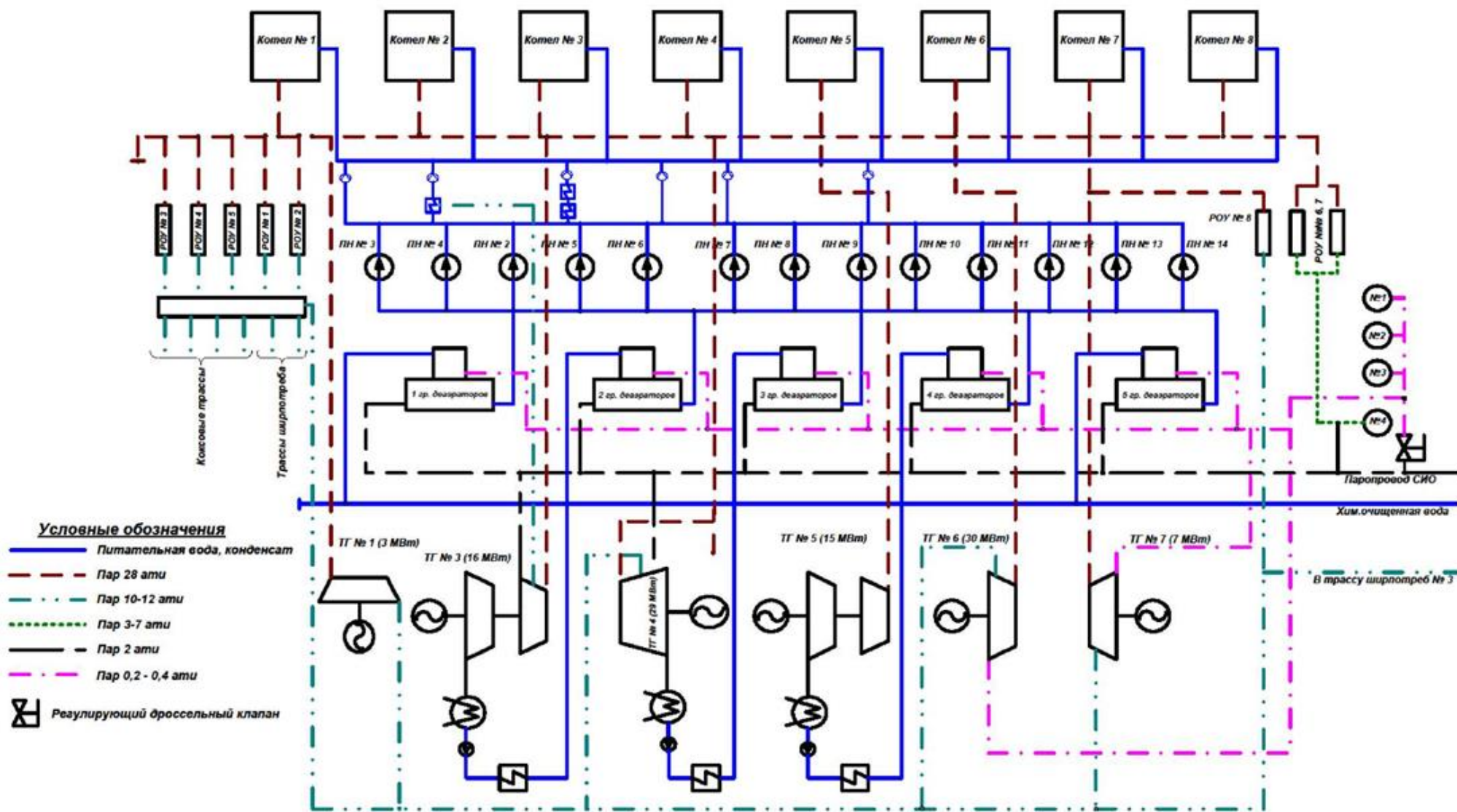


Рисунок 11 – Принципиальная схема выдачи тепловой мощности ЦТЭЦ

## **2.8. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха**

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

Для тепловых сетей города Новокузнецка с закрытой системой теплоснабжения принято качественное регулирование отпуска тепловой энергии по температурному графику 150-70°C. Расчетная температура наружного воздуха -39 °С.

Режим работы теплофикационного оборудования ТЭЦ организуется в соответствии с заданием диспетчера. Температура сетевой воды в подающих трубопроводах соответствует утвержденному для системы теплоснабжения температурному графику и задается по усредненной температуре наружного воздуха за промежуток времени в пределах 12 - 24 ч, определяемый диспетчером тепловой сети в зависимости от климатических условий и других факторов согласно п.4.11.1. ПТЭ.

Отклонения от заданного режима за головной задвижкой электростанции должны быть не более:

- по температуре воды, поступающей в тепловую сеть, не более  $\pm 3\%$ ;
- по давлению теплоносителя в подающем трубопроводе не более  $\pm 5\%$ ;
- по давлению в обратном трубопроводе не более  $\pm 0,2$  кгс/см<sup>2</sup>;
- среднесуточная температура теплоносителя из обратной тепломагистрали может превышать заданную, не более чем на 3%. Понижение фактической температуры по сравнению с графиком не лимитируется;

Регулирование отпуска тепловой энергии в виде горячей воды осуществляется качественно. Качественное регулирование предполагает изменение температуры теплоносителя без изменения расхода.

### **2.8.1. Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии – ТЭЦ**

Расчетные графики температур сетевой воды на отопительный период 2018-2019 гг. для ТЭЦ города Новокузнецка представлены в таблице 19 и на рисунках 12-14.

При фактических условиях подача требуемого количества тепловой энергии потребителям возможна лишь за счет увеличения объемов циркуляции теплоносителя, увеличения поверхности нагрева теплообменных аппаратов и нагревательных приборов у потребителя. В

настоящее время большинство потребителей оборудованы элеваторами для присоединения систем отопления, что существенно ограничивает регулирование подачи тепловой энергии в период верхних «срезок» с помощью увеличения расхода теплоносителя, т.к. использование элеваторов предъявляет повышенные требования к гидравлическим режимам.

Помимо верхней «срезки» температурный график имеет нижнюю «срезку» (температурную полку) для обеспечения требуемой температуры горячей воды (60°C). Таким образом, в период работы систем теплоснабжения на нижней «срезке» происходит перегрев («перетоп») потребителей, подключенных через элеваторы. В период работы систем теплоснабжения на верхней «срезке» происходит недогрев («недотоп») потребителей, подключенных через элеваторы.

Потребители, подключенные по схемам с насосами смешения, оборудованные средствами автоматизации и с достаточной поверхностью нагрева, недостатка в тепле испытывать не будут: недостаток качества (температуры) теплоносителя будет компенсироваться его количеством. Однако увеличение доли последних потребителей приведет к значительному увеличению расхода сетевой воды и неудовлетворительным изменениям в гидравлических режимах работы тепловой сети.

При этом сетевые насосы на источниках тепла и подкачивающие насосы на насосных станциях должны быть оборудованы приводами с частотным регулированием для сглаживания колебаний расходов теплоносителя и поддержания необходимого гидравлического режима.

Фактическая температура сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах в зависимости от среднесуточной температуры наружного воздуха приведена в в разделе 3.8.



**Таблица 19 – Температурные графики источников комбинированной выработки**

Температура наружного воздуха, °С	Кузнецкая ТЭЦ		Западно-Сибирская ТЭЦ				Центральная ТЭЦ	
	Температура сетевой воды							
	В прямом трубо- проводе Т1, °С	В обратном тру- бопроводе Т2, °С	В прямом трубо- проводе Т1, °С	В обратном тру- бопроводе Т2, °С	После узла сме- шения	В прямом трубо- проводе Т1 (с учетом ветра), °С	В прямом трубо- проводе Т1, °С	В обратном тру- бопроводе Т2, °С
10,0	70,0	47,7						
9,0	70,0	47,2						
8,0	70,0	46,7	70,0	56,0	56,8	70,0	70,0	56,0
7,0	70,0	46,1	70,0	54,8	55,1	70,0	70,0	55,0
6,0	70,0	45,6	70,0	53,6	54,0	70,0	70,0	54,0
5,0	70,0	45,1	70,0	52,5	52,9	70,0	70,0	53,0
4,0	70,0	44,6	70,0	51,3	52,3	70,0	70,0	51,0
3,0	70,0	44,1	70,0	50,1	52,0	70,0	70,0	50,0
2,0	70,0	43,6	70,0	49,0	51,7	70,0	70,0	49,0
1,0	70,0	43,1	70,0	47,8	51,4	70,0	70,0	48,0
0,0	70,0	42,6	70,0	46,6	51,1	70,0	70,0	47,0
-1,0	71,4	42,9	71,4	46,8	51,8	76,5	71,0	47,0
-2,0	73,6	43,7	73,6	47,8	53,0	78,9	74,0	48,0
-3,0	75,7	44,5	75,7	48,8	54,3	81,3	76,0	49,0
-4,0	77,9	45,3	77,9	49,8	55,5	83,7	78,0	50,0
-5,0	80,0	46,1	80,0	50,8	56,7	86,7	80,0	51,0
-6,0	82,2	46,9	82,2	51,8	58,0	88,4	82,0	52,0
-7,0	84,3	47,7	84,3	52,8	59,2	90,8	84,0	53,0
-8,0	86,5	48,5	86,5	53,7	60,4	93,1	86,0	54,0
-9,0	88,6	49,3	88,6	54,7	61,6	95,4	89,0	55,0
-10,0	90,7	50,0	90,7	55,6	62,7	97,8	91,0	56,0
-11,0	92,8	50,8	92,8	56,6	63,9	100,1	93,0	57,0
-12,0	94,9	51,5	94,9	57,5	65,1	102,4	95,0	58,0
-13,0	97,0	52,3	97,0	58,4	66,3	104,7	97,0	59,0
-14,0	99,1	53,0	99,1	59,4	67,4	107,0	99,0	60,0
-15,0	101,2	53,7	101,2	60,3	68,5	109,3	101,0	61,0
-16,0	103,3	54,5	103,3	61,2	69,6	111,6	103,0	61,0
-17,0	105,4	55,2	105,4	62,1	70,7	113,9	105,0	62,0
-18,0	107,4	55,9	107,4	63,0	71,8	116,2	107,0	63,0
-19,0	109,5	56,6	109,5	63,9	72,9	118,4	109,0	64,0
-20,0	111,6	57,3	111,6	64,8	74,0	120,7	112,0	65,0
-21,0	113,6	58,0	113,6	65,7	75,1	123,0	114,0	66,0
-22,0	115,7	58,7	115,7	66,6	76,2	125,0	116,0	67,0
-23,0	117,7	59,4	117,7	67,5	77,3	125,0	118,0	68,0
-24,0	119,8	60,1	119,8	68,3	78,4	125,0	120,0	69,0

Температура наружного воздуха, °С	Кузнецкая ТЭЦ		Западно-Сибирская ТЭЦ				Центральная ТЭЦ		
	Температура сетевой воды								
	В прямом трубопроводе Т1, °С	В обратном трубопроводе Т2, °С	В прямом трубопроводе Т1, °С	В обратном трубопроводе Т2, °С	После узла смешения	В прямом трубопроводе Т1 (с учетом ветра), °С	В прямом трубопроводе Т1, °С	В обратном трубопроводе Т2, °С	
-25,0	121,8	60,8	121,8	69,2	79,5	125,0	122,0	70,0	
-26,0	123,8	61,5	123,8	70,0	80,6	125,0	124,0	70,0	
-27,0	125,0	61,6	125,0	70,0	81,3	125,0	125,0	70,0	
-28,0	125,0	61,1	125,0	68,9	81,0	125,0	125,0	69,0	
-29,0	125,0	60,6	125,0	67,7	80,7	125,0	125,0	68,0	
-30,0	125,0	60,1	125,0	66,6	80,3	125,0	125,0	67,0	
-31,0	125,0	59,6	125,0	65,4	80,0	125,0	125,0	66,0	
-32,0	125,0	59,1	125,0	64,2	79,9	125,0	125,0	65,0	
-33,0	125,0	58,6	125,0	63,0	79,7	125,0	125,0	63,0	
-34,0	125,0	58,1	125,0	61,9	79,5	125,0	125,0	62,0	
-35,0	125,0	57,6	125,0	60,7	79,3	125,0	125,0	61,0	
-36,0	125,0	57,1	125,0	59,5	79,3	125,0	125,0	60,0	
-37,0	125,0	56,6	125,0	58,4	78,9	125,0	125,0	59,0	
-38,0	125,0	56,1	125,0	57,2	78,8	125,0	125,0	58,0	
-39,0	125,0	55,6	125,0	56,0	78,6	125,0	125,0	56,0	
Причечание	1. При достижении на источнике теплоснабжения температуры обратной сетевой воды 70 °С подъем температуры прямой сетевой воды прекращается независимо от температуры наружного воздуха. 2. Фактически задание температуры теплоносителя в тепловой сети осуществляется диспетчером тепловой сети АО «Межрегиональная теплосетевая компания» с учетом целого ряда влияющих факторов: температуры наружного воздуха, скорости ветра, протяженности тепловых сетей от источника до потребителя и связанного с этим фактором транспортного запаздывания, скорости изменения температуры наружного воздуха и т. п.						1. Температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети ограничивается срезкой от температуры наружного воздуха $T_{нв} = - 26^{\circ}\text{C}$ и ниже; 2. При температуре наружного воздуха ниже $- 26^{\circ}\text{C}$ температуру сетевой воды держать по особому указанию диспетчерской службы; 3. Температура обратной сетевой воды определена с учетом увеличения расхода сетевой воды на отопление вызванного срезкой.		

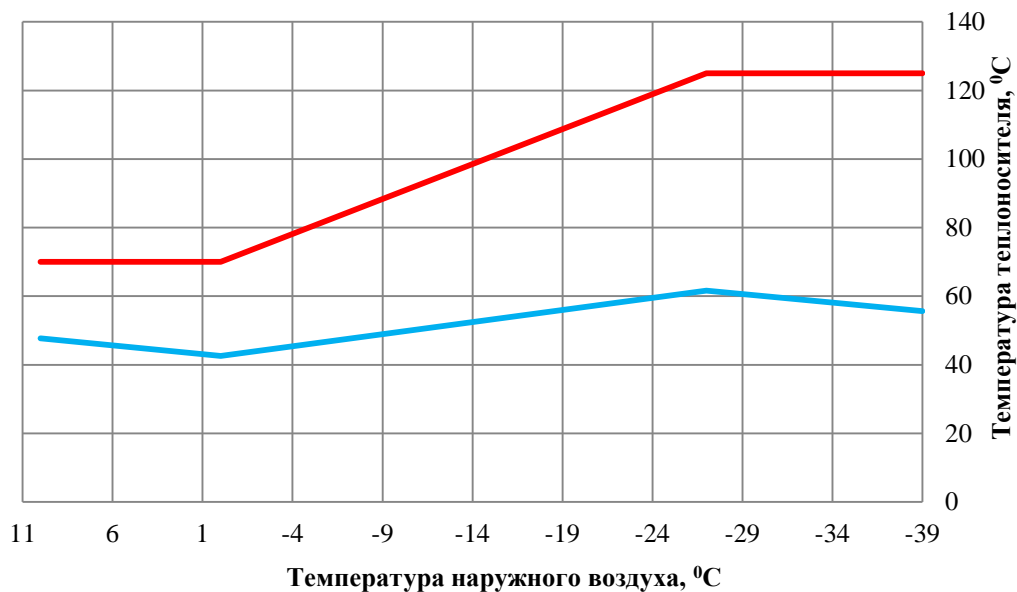


Рисунок 12 – Температурный график КТЭЦ

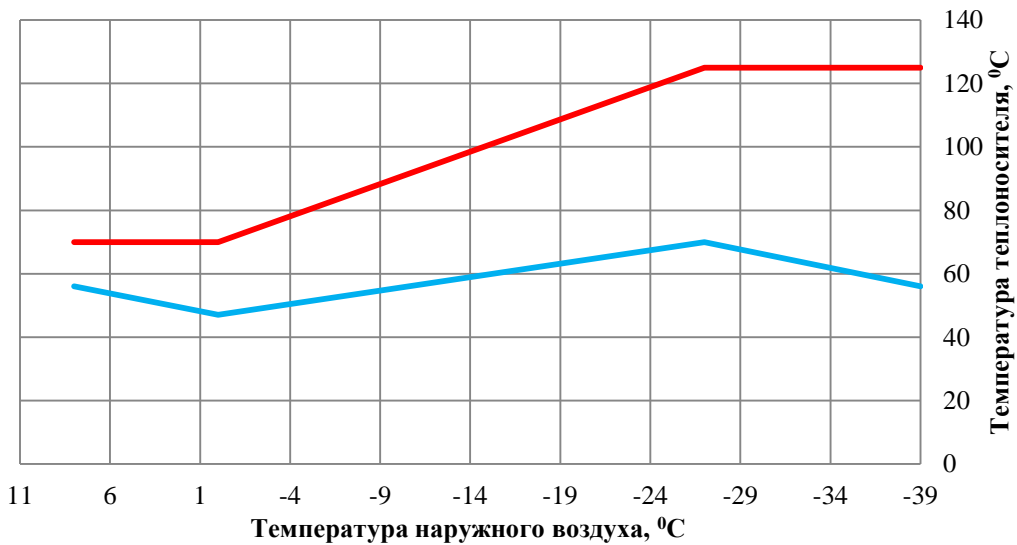


Рисунок 14 – Температурный график ЦТЭЦ

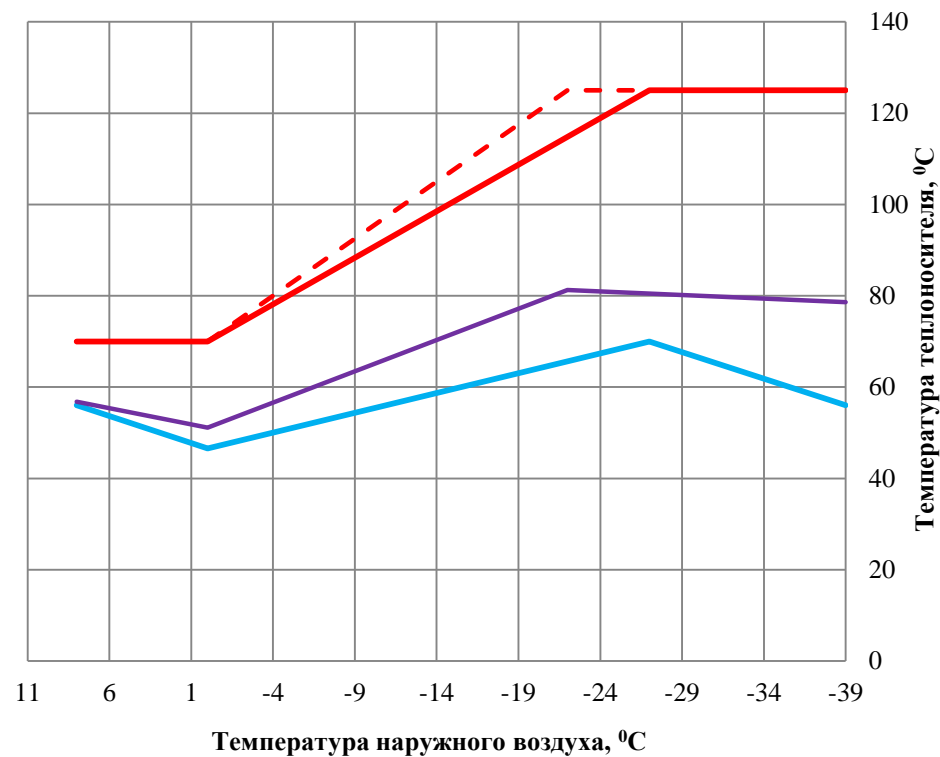


Рисунок 13 – Температурный график ЗС ТЭЦ

- В прямом трубопроводе T1, 0C
- В обратном трубопроводе T2, 0C
- После узла смешения
- - - В прямом трубопроводе T1 (с учетом ветра), 0C

## 2.8.2. Котельные города

От котельных г. Новокузнецка осуществляется центральное качественное регулирование отпуска тепла в тепловые сети. Графики изменения температур теплоносителя определены при проектировании и строительстве систем теплоснабжения.

Изменение температуры теплоносителя производится посредством изменения количества подаваемого на горение топлива.

Подключение потребителей к тепловой сети следующее:

- при температуре в прямом трубопроводе свыше  $95^{\circ}\text{C}$  – зависимая схема отопления, как правило, с применением элеваторов;
- при температуре в прямом трубопроводе  $95^{\circ}\text{C}$  – непосредственное присоединение систем отопления к тепловой сети.

В г. Новокузнецке, в основном применяются температурные графики  $95-70^{\circ}\text{C}$ , кроме котельных «Абашевская»: на участке от котельной до ЦТП график  $130-70^{\circ}\text{C}$ , после ЦТП -  $95-70^{\circ}\text{C}$  и «Куйбышевская» - температурный график  $110-70^{\circ}\text{C}$ .

В настоящее время система теплоснабжения от котельных открытая, исключение составляет система теплоснабжения от Абашевской котельной. Существующее регулирование отпуска тепловой энергии на котельных - центральное по отопительной нагрузке, при разнородной тепловой нагрузке наряду с центральным регулированием проводится местное - в ЦТП или ИТП.

Температурные графики регулирования теплоотпуска представлены в таблице 20 и на рисунках 15-18.

**Таблица 20 – Температурные графики котельных**

Температура наружного воздуха, °С	Температурный график 95-70 °С						Температурный график 110-70 °С			130-70 °С с ГВС (Закрытая схема)	
	95-70 °С без ГВС		ГВС (4-х трубная схема)		95-70 °С с ГВС (открытая схема)		110-70 °С Без ГВС		ГВС (3-х трубная тупиковая схема)		
	В прямом трубопроводе Т1, °С	В обратном трубопроводе Т2, °С	Подача ГВС Т3, °С	Циркуляция ГВС Т4, °С	В прямом трубопроводе Т1, °С	В обратном трубопроводе Т2, °С	В прямом трубопроводе Т1, °С	В обратном трубопроводе Т2, °С		Подача ГВС Т3, °С	В прямом трубопроводе Т1, °С
8,0	40,00	34,90	65,00	50,00	65,00	54,60	43,07	34,94	70,00	70,00	57,80
7,0	41,40	35,90	65,00	50,00	65,00	54,70	44,70	35,88	70,00	70,00	56,80
6,0	42,70	36,80	65,00	50,00	65,00	54,70	46,30	36,81	70,00	70,00	55,80
5,0	44,10	37,70	65,00	50,00	65,00	54,60	47,89	37,72	70,00	70,00	54,70
4,0	45,40	38,60	65,00	50,00	65,00	54,60	49,46	38,61	70,00	70,00	53,70
3,0	46,70	39,50	65,00	50,00	65,00	54,50	51,02	39,50	70,00	70,00	52,70
2,0	48,00	40,40	65,00	50,00	65,00	54,40	52,57	40,36	70,00	70,00	51,70
1,0	49,30	41,20	65,00	50,00	65,00	54,20	54,10	41,22	70,00	70,00	50,70
0,0	50,50	42,10	65,00	50,00	65,00	54,10	55,63	42,07	70,00	70,00	49,70
-1,0	51,80	42,90	65,00	50,00	65,00	53,90	57,14	42,90	70,00	70,00	48,60
-2,0	53,00	43,70	65,00	50,00	65,00	53,80	58,64	43,73	70,00	70,00	47,60
-3,0	54,30	44,50	65,00	50,00	65,00	53,60	60,14	44,54	70,00	70,00	46,60
-4,0	55,50	45,30	65,00	50,00	65,00	53,40	61,62	45,35	70,00	71,20	46,80
-5,0	56,70	46,10	65,00	50,00	65,00	53,20	63,10	46,15	70,00	73,00	47,50
-6,0	58,00	46,90	65,00	50,00	65,00	53,00	64,57	46,94	70,00	74,80	48,30
-7,0	59,20	47,70	65,00	50,00	65,00	52,70	66,03	47,72	70,00	76,50	49,10
-8,0	60,40	48,50	65,00	50,00	65,00	52,50	67,48	48,50	70,00	78,30	49,80
-9,0	61,60	49,30	65,00	50,00	65,00	52,20	68,93	49,27	70,00	80,10	50,60
-10,0	62,70	50,00	65,00	50,00	65,00	52,00	70,37	50,03	70,00	81,80	51,30
-11,0	63,90	50,80	65,00	50,00	65,00	51,70	71,80	50,78	70,00	83,60	52,00
-12,0	65,10	51,50	65,00	50,00	65,10	51,50	73,23	51,53	70,00	85,30	52,80
-13,0	66,30	52,30	65,00	50,00	66,30	52,30	74,65	52,27	70,00	87,00	53,50
-14,0	67,40	53,00	65,00	50,00	67,40	53,00	76,06	53,01	70,00	88,80	54,20
-15,0	68,60	53,70	65,00	50,00	68,60	53,70	77,47	53,74	70,00	90,50	54,90
-16,0	69,70	54,50	65,00	50,00	69,70	54,50	78,88	54,47	70,00	92,20	55,60
-17,0	70,90	55,20	65,00	50,00	70,90	55,20	80,27	55,19	70,00	93,90	56,30
-18,0	72,00	55,90	65,00	50,00	72,00	55,90	81,67	55,91	70,00	95,60	56,90
-19,0	73,10	56,60	65,00	50,00	73,10	56,60	83,06	56,62	70,00	97,30	57,60
-20,0	74,30	57,30	65,00	50,00	74,30	57,30	84,44	57,32	70,00	99,00	58,30

Температура наружного воздуха, °С	Температурный график 95-70 °С						Температурный график 110-70 °С			130-70 °С с ГВС (Закрытая схема)	
	95-70 °С без ГВС		ГВС (4-х тубная схема)		95-70 °С с ГВС (открытая схема)		110-70 °С Без ГВС		ГВС (3-х тубная тупиковая схема)		
	В прямом трубопроводе Т1, °С	В обратном трубопроводе Т2, °С	Подача ГВС Т3, °С	Циркуляция ГВС Т4, °С	В прямом трубопроводе Т1, °С	В обратном трубопроводе Т2, °С	В прямом трубопроводе Т1, °С	В обратном трубопроводе Т2, °С	Подача ГВС Т3, °С	В прямом трубопроводе Т1, °С	В обратном трубопроводе Т2, °С
-21,0	75,40	58,00	65,00	50,00	75,40	58,00	85,82	58,03	70,00	100,60	58,90
-22,0	76,50	58,70	65,00	50,00	76,50	58,70	87,20	58,72	70,00	102,30	59,60
-23,0	77,60	59,40	65,00	50,00	77,60	59,40	88,57	59,42	70,00	104,00	60,20
-24,0	78,70	60,10	65,00	50,00	78,70	60,10	89,94	60,10	70,00	105,60	60,90
-25,0	79,90	60,80	65,00	50,00	79,90	60,80	91,30	60,79	70,00	107,30	61,50
-26,0	81,00	61,50	65,00	50,00	81,00	61,50	92,66	61,47	70,00	108,90	62,20
-27,0	82,10	62,10	65,00	50,00	82,10	62,10	94,01	62,15	70,00	110,60	62,80
-28,0	83,20	62,80	65,00	50,00	83,20	62,80	95,36	62,82	70,00	112,20	63,40
-29,0	84,30	63,50	65,00	50,00	84,30	63,50	96,71	63,49	70,00	113,90	64,00
-30,0	85,30	64,20	65,00	50,00	85,30	64,20	98,05	64,16	70,00	115,50	64,70
-31,0	86,40	64,80	65,00	50,00	86,40	64,80	99,39	64,82	70,00	117,10	65,30
-32,0	87,50	65,50	65,00	50,00	87,50	65,50	100,73	65,48	70,00	118,80	65,90
-33,0	88,60	66,10	65,00	50,00	88,60	66,10	102,06	66,13	70,00	120,40	66,50
-34,0	89,70	66,80	65,00	50,00	89,70	66,80	103,40	66,78	70,00	122,00	67,10
-35,0	90,70	67,40	65,00	50,00	90,70	67,40	104,72	67,43	70,00	123,60	67,70
-36,0	91,80	68,10	65,00	50,00	91,80	68,10	106,05	68,08	70,00	125,20	68,30
-37,0	92,90	68,70	65,00	50,00	92,90	68,70	107,37	68,72	70,00	126,80	68,80
-38,0	93,90	69,40	65,00	50,00	93,90	69,40	108,68	69,36	70,00	128,40	69,40
-39,0	95,00	70,00	65,00	50,00	95,00	70,00	110,00	70,00	70,00	130,00	70,00

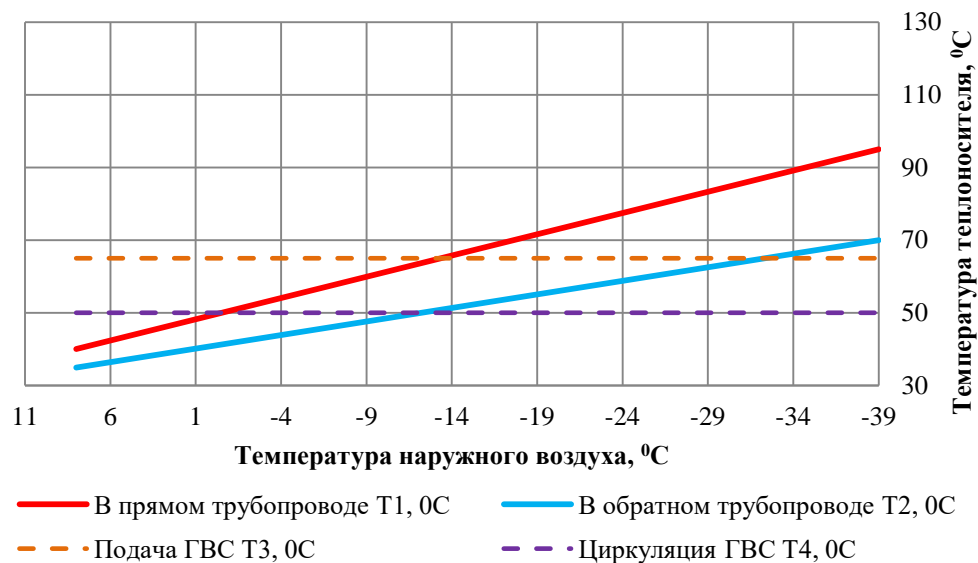


Рисунок 15 – Температурный график 95-70 °С (4-х рубная схема)

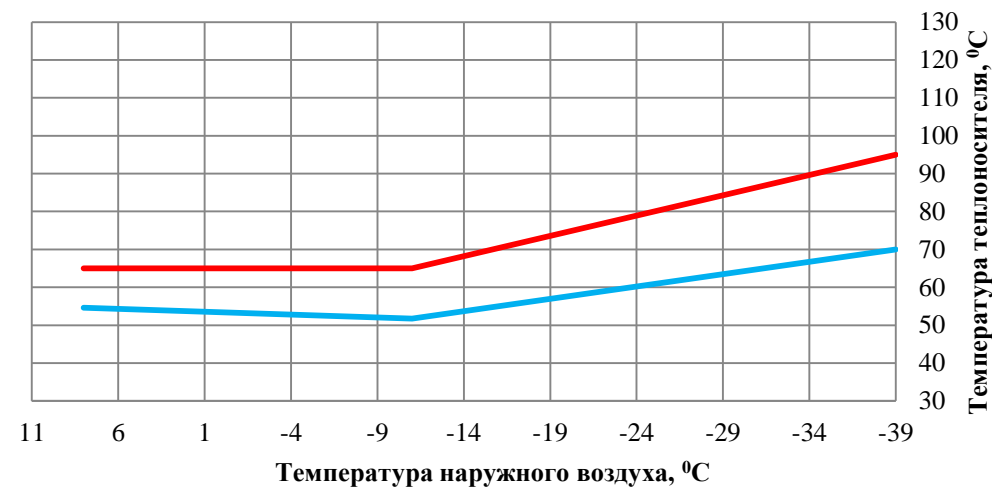


Рисунок 16 – Температурный график 95-70 °С (открытая схема ГВС)

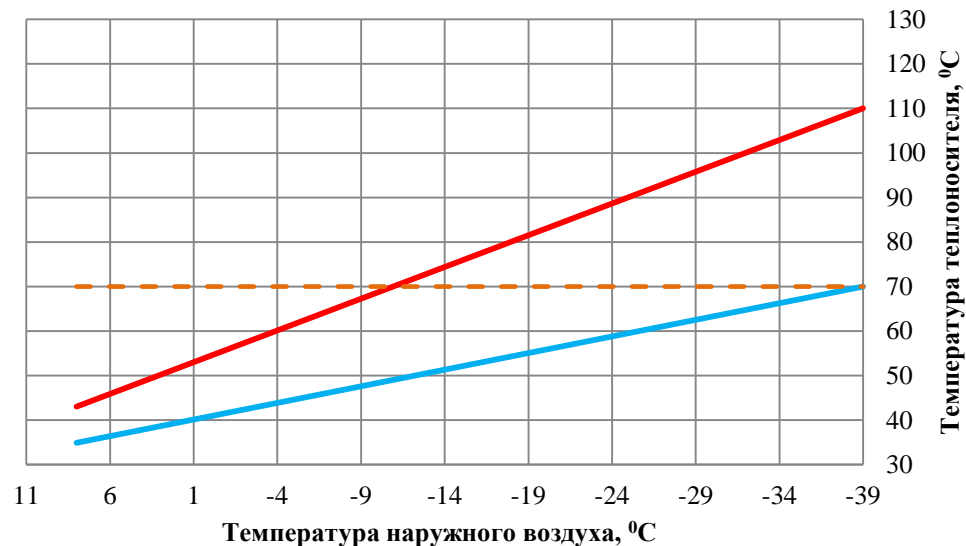


Рисунок 17 – Температурный график 110-70 °С (3-х рубная схема)

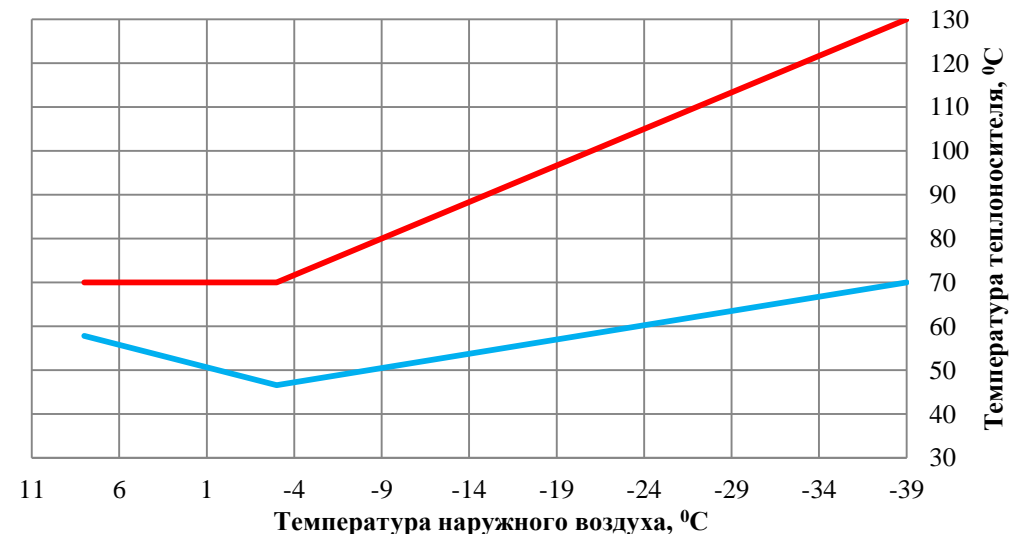


Рисунок 18 – Температурный график 130-70 °С (закрытая схема ГВС)

В таблице 21 ниже представлены способы регулирования, проектные и утвержденные температурные режимы отпуска тепловой энергии от котельных.

**Таблица 21 - Способы регулирования и проектные температурные режимы отпуска тепловой энергии от котельных г. Новокузнецка**

№ п/п	Наименование источника	Способ регулирования	Температурный график проектный	Температурный график фактический	Схема ГВС
1	Абашевская районная котельная	качественное	130-70	130-70	закрытая ГВС (ч/з ЦТП)
2	Байдаевская центральная котельная № 2	качественное	95-70	95-70	открытая схема ГВС
3	Зыряновская районная котельная	качественное	95-70	95-70	открытая схема ГВС
4	Котельная пос. Притомский	качественное	95-70	95-70	открытая схема ГВС
5	Котельная № 19	качественное	95-70	95-70	нет
6	Котельная № 72	качественное	95-70	95-70	открытая схема ГВС
7	Котельная УПК	качественное	95-70	95-70	открытая схема ГВС
8	Котельная ОРК «Таргай»	качественное	95-70	95-70	открытая схема ГВС
9	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	качественное	95-70	95-70	нет
10	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	качественное	95-70	95-70	нет
11	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	качественное	95-70	95-70	нет
12	Куйбышевская центральная котельная	качественное	110-70	110-70	3-х трубная схема ГВС
13	Котельная пос. Листвяги	качественное	95-70	95-70	открытая схема ГВС
14	Котельная № 6	качественное	95-70	95-70	открытая схема ГВС
15	Котельная Садопарковая	качественное	95-70	95-70	открытая схема ГВС
16	Котельная №32	качественное	95-70	95-70	открытая схема ГВС
17	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	качественное	95-70	95-70	4-х трубная схема ГВС
18	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	качественное	95-70	95-70	4-х трубная схема ГВС
19	Котельная проф. «Бунгурский»	качественное	95-70	95-70	открытая схема ГВС
20	Котельная «РТРС»	качественное	95-70	95-70	открытая схема ГВС
21	Оздоровительного лагеря «Голубь»	качественное	95-70	95-70	открытая схема ГВС
22	Котельная школа № 1	качественное	95-70	95-70	нет
23	Котельная школа № 23	качественное	95-70	95-70	нет
24	Котельная школа № 37	качественное	95-70	95-70	4-х трубная схема ГВС
25	Котельная школа № 43	качественное	95-70	95-70	нет
26	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	качественное	95-70	95-70	открытая схема ГВС
27	Котельная школа № 16	качественное	95-70	95-70	нет
28	Котельная детского сада № 123	качественное	95-70	95-70	нет
29	Полосухинская	качественное	95-70	95-70	открытая схема ГВС
30	Кузнецкая крепость	качественное	95-70	95-70	нет
31	Котельная НКХП	качественное	95-70	95-70	4-х трубная схема ГВС
32	Новоильинская газовая котельная	качественное	95-70	95-70	нет
33	Котельная АО «Евразруда»	качественное	95-70	95-70	нет
34	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	качественное	95-70	95-70	нет
35	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-	качественное	95-70	95-70	нет



№ п/п	Наименование источника	Способ регулирования	Температурный график проектный	Температурный график фактический	Схема ГВС
	Сортировочный				
36	Котельная ст. Абагур-Лесной	качественное	95-70	95-70	нет
37	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точилино	качественное	95-70	95-70	нет
38	Котельная ООО ТК "Садовая"	качественное	95-70	95-70	нет
39	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	качественное	95-70	95-70	нет

## 2.9. Среднегодовая загрузка оборудования

### 2.9.1. Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии – ТЭЦ

В таблице 22 и на рисунках 19-24 приведены данные о структуре фактической выработке электрической и тепловой энергии от ТЭЦ г. Новокузнецка формам статистической отчетности о работе тепловой электростанции (форма № 6-ТП - годовая) за период 2015-2018 гг.

Кузнецкая ТЭЦ относится к источникам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме, в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей. Доля выработки электрической энергии на тепловом потреблении находится на уровне 86,8% - 97,4%. Коэффициент использования установленной электрической мощности находится на уровне 0,68 – 0,61 о.е., и имеет тенденцию к снижению. За период 2015-2018 гг. средняя электрическая мощность КТЭЦ снизилась с 67,2 МВт до 65,5 МВт.

Доля отпуска тепловой энергии от ТФУ Кузнецкой ТЭЦ за рассматриваемый период снизилась с 71,3% до 65,3%. Снижение отпуска тепловой энергии от ТФУ компенсируется выработкой тепловой энергии на паровых котлах котельной.

Коэффициент использования тепловой мощности КТЭЦ находится на уровне 0,52-0,53 о.е., среднегодовая тепловая мощность на уровне 307,0 – 288,4 Гкал/ч.

Доля выработки электрической энергии в теплофикационном режиме Западно-Сибирской ТЭЦ находится на уровне 38,0 – 63,6%, с тенденцией к увеличению. Увеличение доли выработки в теплофикационном режиме связано с увеличением спроса на тепловую энергию со стороны промышленных потребителей. Коэффициент использования установленной электрической мощности ЗСТЭЦ находится на уровне 0,42 – 0,53 о.е., при среднегодовой электрической мощности 251,7 – 328,3 МВт. Число часов использования установленной электрической мощности не превышает 4800 ч.

Западно-Сибирская ТЭЦ относится объектам регулирования ГТП (группа точек поставки) потребления с регулируемой нагрузкой: продажа электрической энергии и мощности гене-

рирующим оборудованием станций на оптовом рынке (ОРЭМ) не осуществляется, а объем производства электрической энергии задается спросом со стороны промышленных потребителей.

Доля отпуска тепловой энергии от ТФУ ЗС ТЭЦ за рассматриваемый период находится на уровне 89,9% - 95%. Коэффициент использования тепловой мощности ЗС ТЭЦ находится на уровне 0,25-0,36 о.е., среднегодовая тепловая мощность на уровне 262,4 – 369,2 Гкал/ч.

На Центральной ТЭЦ в теплофикационном режиме вырабатывается от 76,9% до 92,3% от общего объема электрической энергии. Центральна ТЭЦ также относится к объектам регулирования ГТП, и объем вырабатываемой электрической энергии определяется балансом потребности промышленного потребителя и предложением генератора. За период 2015-2018 гг. наблюдается снижение отпуска электрической энергии с шин ЦТЭЦ, в результате которого коэффициент использования установленной электрической мощности станции снизился с 0,36 о.е. до 0,28 о.е. Среднегодовая электрическая мощность ЦТЭЦ за рассматриваемый период снизилась с 36,4 МВт до 28,6 МВ. Снижение выработки электроэнергии вызвано снижением потребления тепловой энергии (преимущественно со стороны промышленных потребителей) вырабатываемой в комбинированном режиме и снижением выработки в конденсационном режиме для снижения себестоимости.

Доля отпуска тепловой энергии от ТФУ за рассматриваемый период сократилась с 94,1% до 85,6%. Среднегодовая тепловая мощность Центральной ТЭЦ снизилась с 163,0 Гкал/ч до 142,7 Гкал/ч.

**Таблица 22 – Выработка электрической и тепловой энергии на городских ТЭЦ за 2015-2018 гг.**

Наименование источника	Период	Выработка электрической энергии, млн. кВт*ч			Доля выработки в режиме "Т", %	Отпущено тепловой энергии группами оборудования, тыс. Гкал						Доля отпущения с ТФУ, %
		Режим "Т"	Режим "К"	Всего		ТФУ	ПВК	ПК	РОУ	Прочее	Всего	
Кузнецкая ТЭЦ	2015	571,81	15,33	587,14	97,4%	1540,50		193,49	407,77	19,31	2161,07	71,3%
	2016	514,28	58,53	572,81	89,8%	1386,61	5,03	318,63	482,50	18,14	2210,92	62,7%
	2017	512,10	78,89	591,00	86,7%	1401,71		262,08	470,92	19,29	2153,99	65,1%
	2018	535,78	37,60	573,38	93,4%	1485,89		294,87	474,93	19,21	2274,90	65,3%
	<i>Изменение относительно 2015 г., %</i>	-6,3%	145,3%	-2,3%		-3,5%	-	-	-	-	5,3%	
Западно-Сибирская ТЭЦ	2015	1066,04	1710,00	2776,04	38,4%	2298,86			95,16	27,04	2421,06	95,0%
	2016	1093,78	1782,16	2875,94	38,0%	2300,08			230,39	29,10	2559,57	89,9%
	2017	1233,50	1630,42	2863,92	43,1%	2749,92			193,66	29,71	2973,29	92,5%
	2018	1402,59	802,29	2204,88	63,6%	3234,34			374,73	28,71	3637,78	88,9%
	<i>Изменение относительно 2015 г., %</i>	31,6%	-53,1%	-20,6%		40,7%	-	-	-	-	50,3%	
Центральная ТЭЦ	2015	244,85	73,65	318,50	76,9%	1428,20	89,08				1517,28	94,1%
	2016	268,27	65,00	333,27	80,5%	1362,80	153,37				1516,17	89,9%
	2017	233,73	56,35	290,08	80,6%	1305,85	120,84				1426,69	91,5%
	2018	230,91	19,21	250,12	92,3%	1249,72	210,25				1459,97	85,6%
	<i>Изменение относительно 2015 г., %</i>	-5,7%	-73,9%	-21,5%		-12,5%	-	-	-	-	-3,8%	

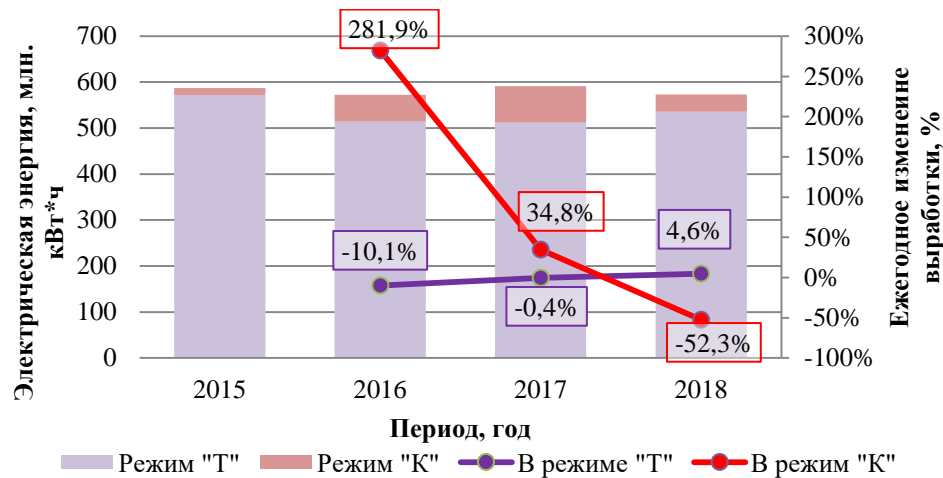


Рисунок 19 – Структура выработки электрической энергии Кузнецкой ТЭЦ

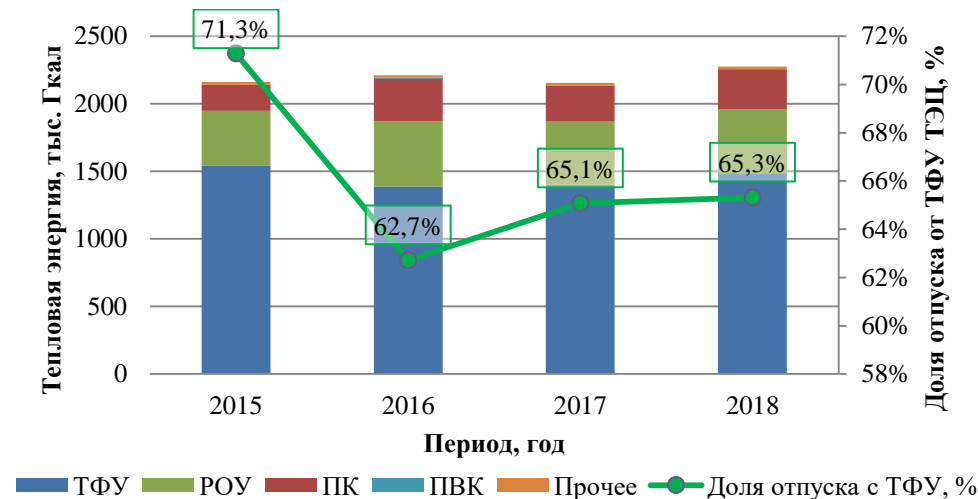


Рисунок 20 – Структура отпуска тепловой энергии группами оборудования Кузнецкой ТЭЦ

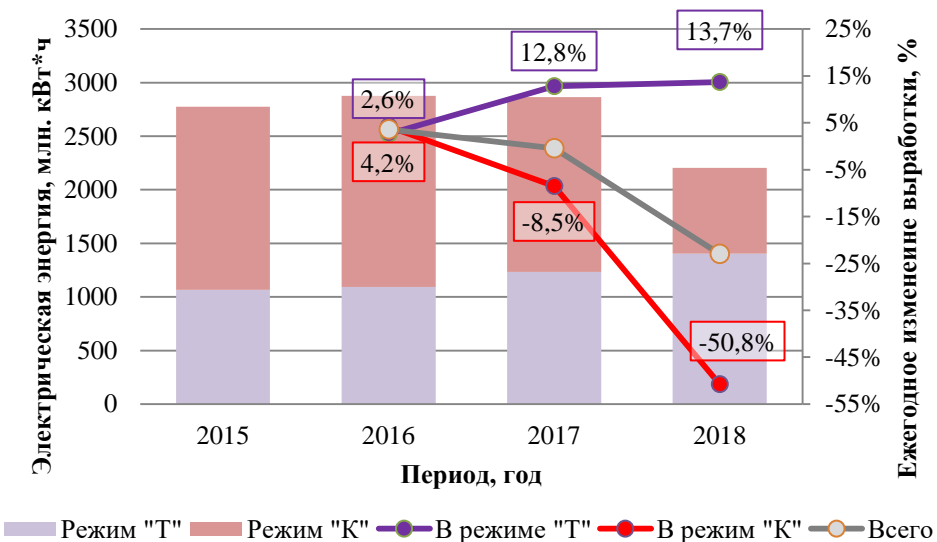


Рисунок 21 – Структура выработки электрической энергии Западно-Сибирской ТЭЦ

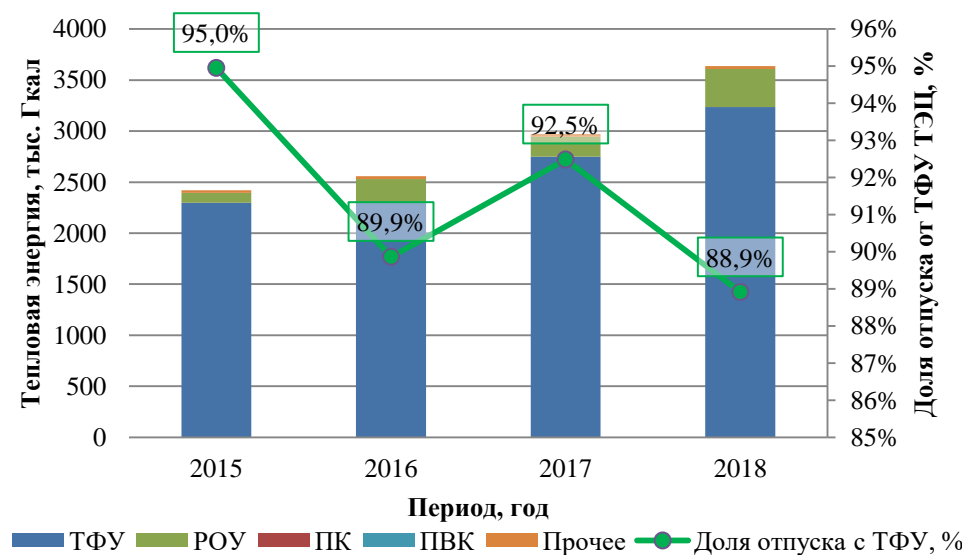


Рисунок 22 – Структура отпуска тепловой энергии группами оборудования Западно-Сибирской ТЭЦ

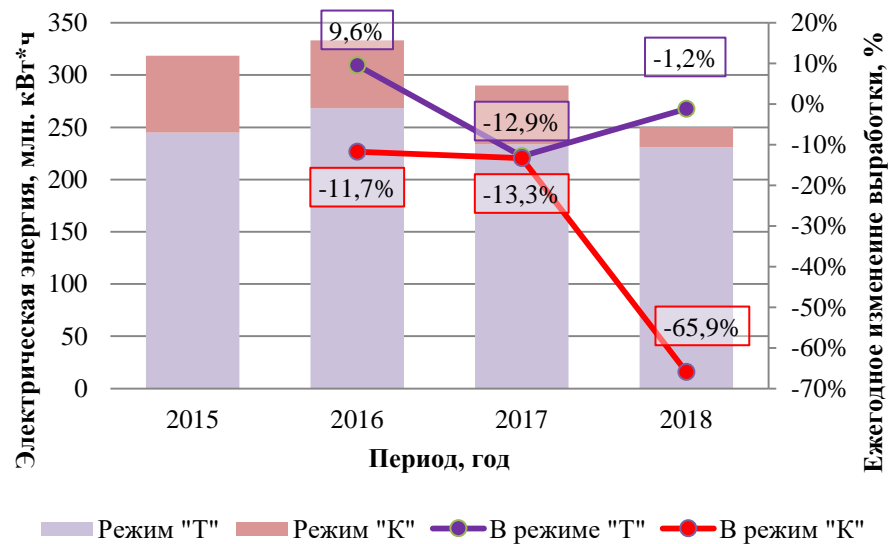


Рисунок 23 – Структура выработки электрической энергии Центральной ТЭЦ

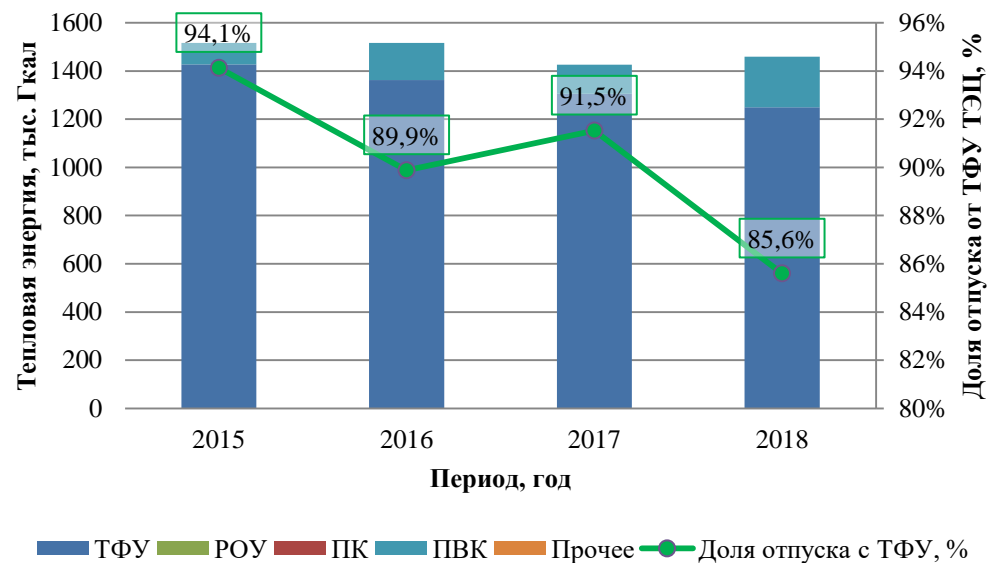


Рисунок 24 – Структура отпуска тепловой энергии группами оборудования Центральной ТЭЦ

**Таблица 23 – Среднегодовая загрузка оборудования городских ТЭЦ за 2015-2018 гг.**

Наименование источника	Период	Число часов в работе, ч	Электрическая часть			Тепловая часть				
			УМ, МВт	Средняя мощность, МВт	КИУМ, %	УТМ, Гкал/ч	Средняя мощность, Гкал/ч	КИУТМ, %	Выработка, тыс. Гкал	
Кузнецкая ТЭЦ	<b>2015</b>		<b>108,00</b>	<b>67,02</b>	<b>62,1%</b>	<b>397,00</b>	<b>307,05</b>	<b>51,8%</b>	<b>1801,57</b>	
	<b>29 кгс/см2</b>		<b>54,0</b>	<b>31,84</b>	<b>59,0%</b>	<b>231,00</b>	<b>195,65</b>	<b>58,0%</b>	<b>1172,67</b>	
	<i>P-12-3,4/0,1</i>	6882	12,0	7,96	66,33%	41,00	41,12	78,79%	282,99	
	<i>P-12-35/5м</i>	5078	12,0	4,90	40,84%	60,00	40,17	38,81%	203,98	
	<i>ПТП-30-29/0,6</i>	5996	30,0	18,98	63,26%	130,00	114,36	60,21%	685,70	
	<b>90 кгс/см2</b>		<b>54,00</b>	<b>35,19</b>	<b>65,2%</b>	<b>166,00</b>	<b>111,40</b>	<b>43,2%</b>	<b>628,90</b>	
	<i>P-12-90/18м-1</i>	5686	10,0	7,32	73,18%	81,00	70,29	56,33%	399,67	
	<i>T-20-90</i>	5576	20,0	11,09	55,47%	85,00	41,11	30,79%	229,23	
	<i>P-12-8,8/3,1м-1</i>	7142	12,0	8,46	70,53%					
	<i>P-12-90/3,1м-1</i>	7372	12,0	8,31	69,23%					
	<b>2016</b>			<b>108,00</b>	<b>65,39</b>	<b>60,5%</b>	<b>397,00</b>	<b>310,96</b>	<b>52,8%</b>	<b>1836,68</b>
	<b>29 кгс/см2</b>			<b>54,0</b>	<b>31,70</b>	<b>58,7%</b>	<b>231,00</b>	<b>191,39</b>	<b>58,2%</b>	<b>1177,93</b>
	<i>P-12-3,4/0,1</i>	7263	12,0	7,72	64,36%	41,00	38,44	77,73%	279,19	
	<i>P-12-35/5м</i>	5685	12,0	5,61	46,75%	60,00	41,01	44,36%	233,14	
	<i>ПТП-30-29/0,6</i>	5946	30,0	18,36	61,21%	130,00	111,94	58,45%	665,60	
	<b>90 кгс/см2</b>			<b>54,00</b>	<b>33,69</b>	<b>62,4%</b>	<b>166,00</b>	<b>119,57</b>	<b>45,3%</b>	<b>658,75</b>
	<i>P-12-90/18м-1</i>	5009	10,0	6,05	60,52%	81,00	70,29	49,62%	352,08	
	<i>T-20-90</i>	6223	20,0	11,63	58,16%	85,00	49,28	41,19%	306,67	
	<i>P-12-8,8/3,1м-1</i>	6937	12,0	7,75	64,61%				0,0%	
	<i>P-12-90/3,1м-1</i>	7670	12,0	8,25	68,79%				0,0%	
	<b>2017</b>			<b>108,00</b>	<b>67,47</b>	<b>62,5%</b>	<b>397,00</b>	<b>296,50</b>	<b>52,6%</b>	<b>1829,75</b>
	<b>29 кгс/см2</b>			<b>54,0</b>	<b>30,83</b>	<b>57,1%</b>	<b>231,00</b>	<b>180,82</b>	<b>54,6%</b>	<b>1104,93</b>
	<i>P-12-3,4/0,1</i>	8369	12,0	8,76	73,03%	41,00	36,30	84,58%	303,79	
	<i>P-12-35/5м</i>	4914	12,0	4,53	37,77%	60,00	36,74	34,35%	180,54	
	<i>ПТП-30-29/0,6</i>	5758	30,0	17,53	58,45%	130,00	107,78	54,50%	620,60	
	<b>90 кгс/см2</b>			<b>54,00</b>	<b>36,63</b>	<b>67,8%</b>	<b>166,00</b>	<b>115,68</b>	<b>49,8%</b>	<b>724,82</b>
	<i>P-12-90/18м-1</i>	5609	10,0	6,58	65,84%	81,00	67,90	53,67%	380,85	
	<i>T-20-90</i>	7199	20,0	14,06	70,29%	85,00	47,78	46,20%	343,97	
	<i>P-12-8,8/3,1м-1</i>	6139	12,0	7,00	58,36%				0,0%	
	<i>P-12-90/3,1м-1</i>	8449	12,0	8,99	74,91%				0,0%	
<b>2018</b>			<b>108,00</b>	<b>65,45</b>	<b>60,6%</b>	<b>397,00</b>	<b>288,37</b>	<b>48,0%</b>	<b>1670,40</b>	
<b>29 кгс/см2</b>			<b>54,0</b>	<b>31,72</b>	<b>58,7%</b>	<b>231,00</b>	<b>188,75</b>	<b>55,9%</b>	<b>1130,42</b>	
<i>P-12-3,4/0,1</i>	6993	12,0	7,57	63,05%	41,00	37,27	72,57%	260,63		

Наименование источника	Период	Число часов в работе, ч	Электрическая часть			Тепловая часть			
			УМ, МВт	Средняя мощность, МВт	КИУМ, %	УТМ, Гкал/ч	Средняя мощность, Гкал/ч	КИУТМ, %	Выработка, тыс. Гкал
	<i>P-12-35/5м</i>	5851	12,0	5,81	48,44%	60,00	39,14	43,57%	229,01
	<i>ПТП-30-29/0,6</i>	5704	30,0	18,35	61,15%	130,00	112,34	56,27%	640,79
	<b>90 кгс/см2</b>		<b>54,00</b>	<b>33,73</b>	<b>62,5%</b>	<b>166,00</b>	<b>99,62</b>	<b>37,1%</b>	<b>539,97</b>
	<i>P-12-90/18м-1</i>	5367	10,0	6,66	66,56%	81,00	70,58	53,39%	378,80
	<i>T-20-90</i>	5550	20,0	10,57	52,87%	85,00	29,04	21,65%	161,17
	<i>P-12-8,8/3,1м-1</i>	6922	12,0	7,94	66,20%				0,0%
	<i>P-12-90/3,1м-1</i>	7832	12,0	8,56	71,31%				0,0%
Западно-Сибирская ТЭЦ	2015	8760	600,0	316,90	52,8%	1021,50	262,43	25,7%	2298,86
	2016	8760	600,0	328,30	54,7%	1021,50	262,57	25,7%	2300,08
	2017	8760	600,0	326,93	54,5%	1021,50	313,92	30,7%	2749,92
	2018	8760	600,0	251,70	41,9%	1021,50	369,22	36,1%	3234,34
Центральная ТЭЦ	2015	8760	100,0	36,36	36,4%	539,20	163,04	30,2%	1428,20
	2016	8760	100,0	38,04	38,0%	539,20	155,57	28,9%	1362,80
	2017	8760	100,0	33,11	33,1%	539,20	149,07	27,6%	1305,85
	2018	8760	100,0	28,55	28,6%	539,20	142,66	26,5%	1249,72

## 2.9.2. Котельные города

Среднегодовая загрузка оборудования котельных определяется отношением объема выработанной тепловой энергии к числу часов работы оборудования и величине установленной тепловой мощности котельной.

Среднегодовая загрузка оборудования котельных представлена в таблице 24.

В большинстве систем теплоснабжения тепловые мощности «нетто» котельных значительно превышают величину подключенной нагрузки потребителей тепловой энергии с учетом потерь в тепловых сетях, что приводит к неполноте загрузки оборудования.

Обращает на себя внимание значительный разброс по величине использования установленной мощности, что связано с сокращением производственной нагрузки у многих котельных.

**Таблица 24 - Среднегодовая загрузка котельных за 2016-2018 гг.**

№ п/п	Источник тепловой энергии	Среднегодовая загрузка, Гкал/ч			Среднегодовая загрузка, %		
		2016	2017	2018	2016	2017	2018
4	Абашевская районная котельная	10,63	8,86	10,63	17,1%	14,8%	17,7%
5	Байдаевская центральная котельная № 2	13,69	11,40	13,69	16,8%	16,8%	20,1%
6	Зыряновская районная котельная	24,58	20,48	24,58	18,9%	17,1%	20,5%
4	Котельная пос. Притомский	6,31	5,26	6,31	16,4%	16,6%	19,9%
5	Котельная № 19	0,10	0,08	0,10	7,5%	6,9%	8,3%
6	Котельная № 72	0,04	0,03	0,04	12,8%	11,3%	13,6%
7	Котельная УПК	0,15	0,12	0,15	12,9%	12,5%	14,9%
8	Котельная ОРК «Таргай»	0,44	0,37	0,44	22,4%	20,6%	24,8%
9	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	1,12	0,94	1,12	17,0%	15,0%	18,0%
10	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	1,07	0,89	1,07	14,4%	13,1%	15,7%
11	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	0,07	0,05	0,07	10,5%	7,8%	9,4%
12	Куйбышевская центральная котельная	16,15	13,45	16,15	14,3%	12,5%	15,0%
13	Котельная пос. Листвяги	2,34	1,95	2,34	11,1%	8,9%	10,7%
14	Котельная № 6	0,30	0,25	0,30	10,8%	8,4%	10,1%
15	Котельная Садопарковая	0,41	0,34	0,41	10,9%	12,4%	14,9%
16	Котельная №32	0,50	0,41	0,50	16,7%	12,9%	15,5%
17	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	0,35	0,29	0,35	14,3%	14,3%	17,2%
18	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	0,51	0,43	0,51	22,5%	22,6%	27,1%
19	Котельная проф. «Бунгурский»	0,26	0,21	0,26	16,0%	15,5%	18,6%
20	Котельная «РТРС»	0,15	0,12	0,15	8,0%	9,0%	10,8%
21	Оздоровительного лагеря «Голубь»	0,09	0,07	0,09	8,1%	5,4%	6,4%
22	Котельная школа № 1	0,11	0,09	0,11	5,5%	4,7%	5,6%
23	Котельная школа № 23	0,10	0,09	0,10	3,9%	4,3%	5,2%
24	Котельная школа № 37	0,14	0,12	0,14	9,1%	8,6%	10,3%
25	Котельная школа № 43	0,12	0,10	0,12	4,6%	4,8%	5,8%
26	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	0,02	0,02	0,02	1,0%	0,9%	1,0%
27	Котельная школа № 16	0,07	0,06	0,07	5,7%	5,2%	6,2%



№ п/п	Источник тепловой энергии	Среднегодовая загрузка, Гкал/ч			Среднегодовая загрузка, %		
		2016	2017	2018	2016	2017	2018
28	Котельная детского сада № 123	0,01	0,01	0,01	23,7%	22,6%	27,1%
29	Полосухинская	0,34	0,28	0,34	12,8%	11,1%	13,3%
30	Кузнецкая крепость	0,04	0,03	0,04	13,8%	12,1%	14,5%
31	Котельная НКХП	0,00	0,00	0,00	0,0%	0,0%	0,0%
32	Новоильинская газовая котельная	0,00	0,00	0,00	0,0%	0,0%	0,0%
33	Котельная АО «Евразруда»	0,00	0,00	0,00	0,0%	0,0%	0,0%
34	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	0,00	0,00	0,00	0,0%	0,0%	0,0%
35	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный	0,00	0,00	0,00	0,0%	0,0%	0,0%
36	Котельная ст. Абагур-Лесной	0,00	0,00	0,00	0,0%	0,0%	0,0%
37	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точирино	0,00	0,00	0,00	0,0%	0,0%	0,0%
38	Котельная ООО ТК "Садовая"	3,24	0,00	3,24	0,0%	0,0%	46,7%
39	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	0,00	0,00	0,00	0,0%	0,0%	0,0%

## 2.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Объем отпуска тепловой энергии потребителям, оснащенным приборами учета тепловой энергии, определяется на основании показаний приборов учета. Объем отпуска тепловой энергии потребителям, не оснащенным приборами учета, определяется в соответствии с нормативами потребления коммунальных услуг на отопление и ГВС, утвержденными на территории г. Новокузнецка.

В соответствии с п. 4, 5 ст. 19 Федерального закона от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении»:

*«4. Ввод в эксплуатацию источников тепловой энергии и подключение (технологическое присоединение) теплопотребляющих установок новых потребителей без оборудования точек учета приборами учета согласно правилам коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя не допускаются. Приборы учета устанавливаются собственниками вводимых в эксплуатацию источников тепловой энергии или теплопотребляющих установок и эксплуатируются ими самостоятельно либо по договору оказания услуг коммерческого учета, заключенному со специализированной организацией. Приборы учета во вводимых в эксплуатацию многоквартирных домах устанавливаются застройщиками за свой счет до получения разрешения на ввод многоквартирного дома в эксплуатацию.»*

*5. Владельцы источников тепловой энергии, тепловых сетей и не имеющие приборов учета потребители обязаны организовать коммерческий учет тепловой энергии, теплоносителя с использованием приборов учета в порядке и в сроки, которые определены законодательством об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности.»*

Отсутствие приборов технического и коммерческого учета тепловой энергии, как на источниках, так и у ряда потребителей, не позволяет оценить фактическую выработку тепловой энергии источником и фактическое потребление тепловой энергии каждым жилым домом. Установка приборов учета на источниках тепловой энергии и у потребителей позволит производить оплату за фактически потребленную тепловую энергию и правильно оценивать тепловые потери в тепловых сетях и тепловые характеристики ограждающих конструкций.

## **2.10.1. Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии – ТЭЦ**

### **2.10.1.1. Кузнецкая ТЭЦ**

Информационно-измерительный комплекс (АВК-1) предназначен для организации коммерческого учета массы и тепловой энергии воды и пара на Кузнецкой ТЭЦ, а также для оперативного контроля гидравлических и теплотехнических параметров теплоносителя с центральной станции комплекса.

В состав АВК-1 входят 67 приборов контроля теплотехнических параметров, RTU и центральная станция (ЦС). Типы приборов: RTU «Moscad», Promag-30FT, Promag-50P, Prowirl-77FS, PMC-131, TST-10.

### **2.10.1.2. Западно-Сибирская ТЭЦ**

Учет тепла на Западно-Сибирской ТЭЦ осуществляется системой коммерческого учета тепловой энергии и горячей воды АВК-6 ЗСТЭЦ.

Узел учета тепловой энергии АВК-6 ЗСТЭЦ допущен в эксплуатацию согласно «Акта допуска в эксплуатацию узла учета тепловой энергии АВК-6», имеется в наличии «Сертификат о внесении в Государственный реестр средств измерений» (рег. № 27389-04 от 24.06.2004г).

Система коммерческого учета тепловой энергии и горячей воды АВК-6 ЗСТЭЦ изготовлена и принята в эксплуатацию в соответствии с обязательными требованиями государственных стандартов и действующей технической документацией.

Структурная схема информационно - измерительного комплекса (ИИК) коммерческого учета тепловой энергии (АВК-6) в горячей воде приведена на рисунке ниже.

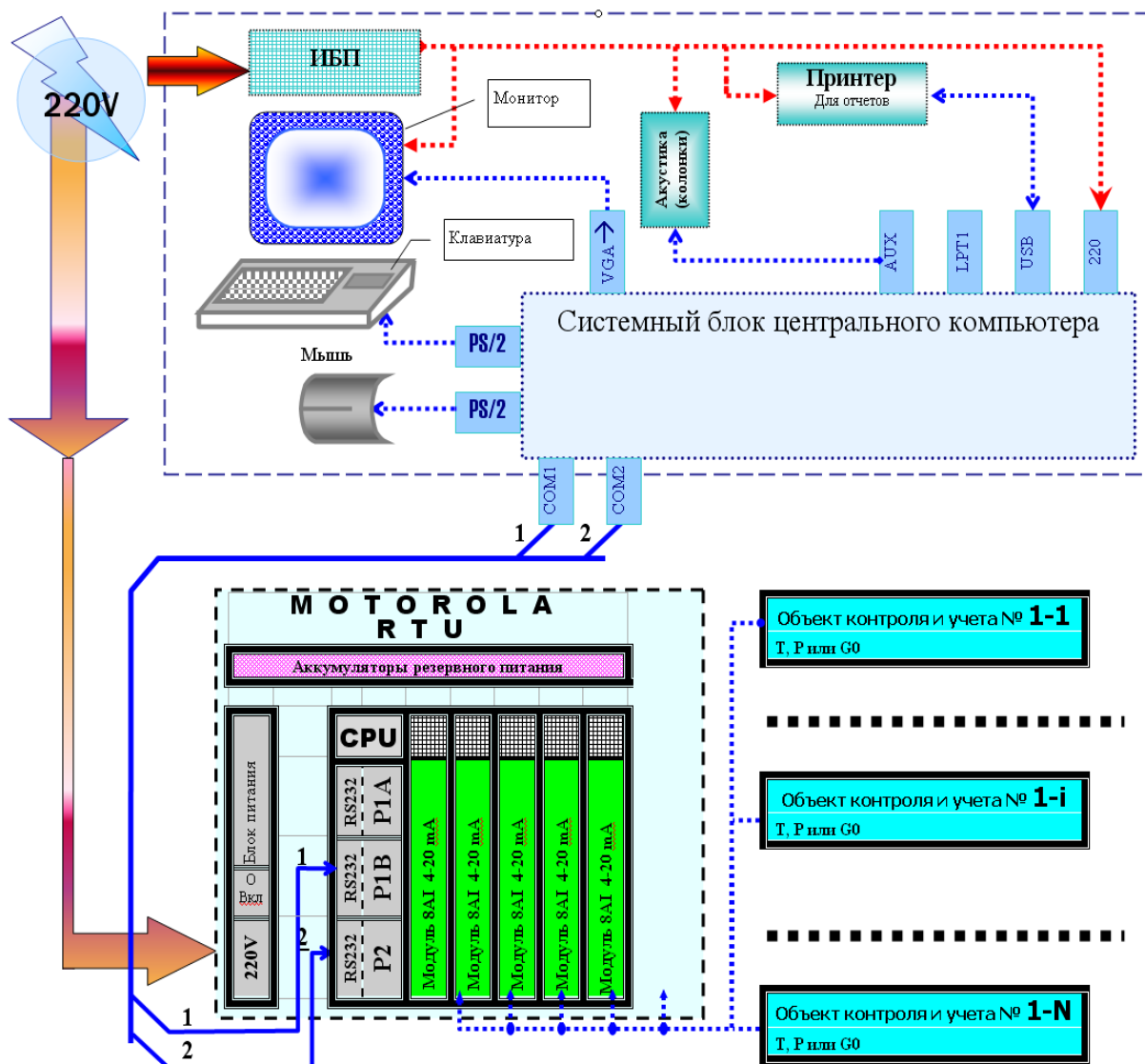


Рисунок 25 – Структурная схема информационно-измерительного комплекса

Аппаратное обеспечение ИИК включает в себя следующие основные части:

- приборы контроля теплотехнических параметров (температуры, давления, расхода воды) в местах установки коммерческого учета массы и тепловой энергии;
- индикаторы показаний приборов учета на локальных приборных щитах;
- модуль удаленного терминала RTU (Remote Terminal Unit) фирмы MOSCAD, располагающийся в непосредственной близости либо от центрального компьютера, либо от приборов контроля и представляющий из себя программируемый микроконтроллер с набором аналого-цифровых преобразователей, блоком питания, аккумуляторами резервного источника электроэнергии и оборудованием для связи с другими RTU и компьютерами;
- центральная станция, или центральный компьютер, включающий:
  - системный блок
  - монитор;

- печатающее устройство;
- устройства интерактивного управления системой: клавиатуру и мышь;
- громкоговорители (могут быть совмещены с монитором)
- блок питания резервным источником;
- Кабельное хозяйство.

Примечание: полная таблица подключения датчиков к входам модулей 8AI RTU приведена в таблице 25.

**Таблица 25 – Распределение сигнальных входов RTU**

№ модуля	№ входа	Наименование параметра	Прибор	Предел измерения	Примечание
1	1	t1 Завод-1	TST10-BJ1FGS23A33	150°C	
	2	P1 Завод-1	PMC131-A11F1A1W	25 бар	Избыточное давление
	3	G01 Завод-1	Promag 50P-6HEB0A1AC4A4CW	10179 м3/ч	Ø прибора 600
	4	t2 Завод-1	TST10-BJ1FGS23A33	150°C	
	5	P2 Завод-1	PMC131-A11F1A1W	25 бар	Избыточное давление
	6	G02 Завод-1	Promag 50P-6HEB0A1AC4A4CD	10179 м3/ч	Ø прибора 600
	7	t1 Завод-2	TST10-BJ1FGS23A33	150°C	
	8	P1 Завод-2	PMC131-A11F1A1W	25 бар	Избыточное давление
2	1	G01 Завод-2	Promag 50P-6HEB0A1AC4A4CW	10179 м3/ч	Ø прибора 600
	2	t2 Завод-2	TST10-BJ1FGS23A33	150°C	
	3	P2 Завод-2	PMC131-A11F1A1W	25 бар	Избыточное давление
	4	G02 Завод-2	Promag 50P-6HEB0A1AC4A4CD	10179 м3/ч	Ø прибора 600
	5	t1 Завод-3	TST10-BJ1FGS23A33	150°C	Подпитка
	6	P1 Завод-3	PMC131-A11F1A1W	25 бар	Избыточное давление
	7	G01 Завод-3	Promag 50P-6HEB0A1AC4A4CW	10179 м3/ч	Ø прибора 600
	8	t2 Завод-3	TST10-BJ1FGS23A33	150°C	
3	1	P2 Завод-3	PMC131-A11F1A1W	25 бар	Избыточное давление
	2	G02 Завод-3	Promag 50P-6HEB0A1AC4A4CD	10179 м3/ч	Ø прибора 600
	3	t1 Западный ТВ	TST10-BJ1FGS23A33	150°C	
	4	P1 Западный ТВ	PMC131-A11F1A1W	25 бар	Избыточное давление
	5	G01 Западный ТВ	Promag 50P-6HEB0A1AC4A4CW	10179 м3/ч	Ø прибора 600
	6	t2 Западный ТВ	TST10-BJ1FGS23A33	150°C	
	7	P2 Западный ТВ	PMC131-A11F1A1W	25 бар	Избыточное давление
	8	G02 Западный ТВ	Promag 50P-6HEB0A1AC4A4CD	10179 м3/ч	Ø прибора 600
4	1	t1 ПТП-1 Ильин. ТВ	TST10-BJ1FGS23A33	150°C	
	2	P1 ПТП-1 Ильин. ТВ	PMC131-A11F1A1W	25 бар	Избыточное давление
	3	G01 ПТП-1 Ильин. ТВ	Promag 50P-5HEB0A1AC4A4CW	7069 м3/ч	Ø прибора 500
	4	t1 ПТП-2 Ильин. ТВ	TST10-BJ1FGS23A33	150°C	
	5	P1 ПТП-2 Ильин. ТВ	PMC131-A11F1A1W	25 бар	Избыточное давление
	6	G01 ПТП-2 Ильин. ТВ	Promag 50P-5HEB0A1AC0A4CW	7069 м3/ч	Ø прибора 500
	7	t2 Ильинский ТВ	TST10-BJ1FGS23A33	150°C	
	8	P2 Ильинский ТВ	PMC131-A11F1A1W	25 бар	Избыточное давление
5	1	G02 Ильинский ТВ	Promag 50P-6HEB0A1AC0A4CD	10179 м3/ч	Ø прибора 600
	2	Т ПУ-I очереди	TST10-BJ1FGS23A33	150°C	
	3	Р ПУ-I очереди	PMC131-A11F1A1W	25 бар	Избыточное давление
	4	G0 ПУ-I очереди	Promag 50P-4HEB0A1AC0A4CW	4524 м3/ч	Ø прибора 400
	5	Т ПУ-II очереди	TST10-BJ1FGS23A33	150°C	
	6	Р ПУ-II очереди	PMC131-A11F1A1W	25 бар	Избыточное давление
	7	G0 ПУ-II очереди	Promag 50P-4HEB0A1AC0A4CW	4524 м3/ч	Ø прибора 400
	8	Т АКБ-1	TST10-BJ1FGS23A33	150°C	Подпитка
6	1	Р АКБ-1	PMC131-A11F1A1W	25 бар	Избыточное давление

№ модуля	№ входа	Наименование параметра	Прибор	Предел измерения	Примечание
	2	G0 АКБ-1	Promag 50P-3HEA0A1AC0A4CD	2545 м3/ч	Ø прибора 300
	3	T АКБ-2	TST10-BJ1FGS23A33	150°C	
	4	P АКБ-2	PMC131-A11F1A1W	25 бар	Избыточное давление
	5	G0 АКБ-2	Promag 50P-3HEA0A1AC0A4CD	2545 м3/ч	Ø прибора 300
	6	тхв ХВ-1	TST10-BJ1KGS23A33	50°C	
	7	Рхв1 ХВ-1	PMC131-A11F1A1W	25 бар	Избыточное давление
	8	тхв ХВ-2	TST10-BJ1KGS23A33	50°C	
	7	1	Рхв1 ХВ-2	PMC131-A11F1A1W	25 бар
2		Знак АКБ-1	RNS221-A1		
3		Знак АКБ-2	RNS221-A1		

Помимо аппаратного обеспечения, ИИК включает в себя также программное обеспечение, установленное на отдельных приборах контроля, в RTU и на центральном компьютере. Часть из этого обеспечения является стандартным (например, программное обеспечение расходомеров Promag, операционных систем RTU и компьютера), а часть - специально разработанным для конкретного набора оборудования с учетом схемы теплосетей станции.

### 2.10.1.3. Центральная ТЭЦ

Перечень приборов учета тепловой энергии Центральной ТЭЦ представлены в таблице ниже.

Учет тепла по выводам - Ширпотреб № 1,2,3 и Коксовая №1,2,3,4 в паровые сети ведется по методу переменного перепада давления и комплектом приборов ДМ и КСД 3.

Учет тепла в горячей воде на ХВО №2,3, ПВК и тепловой вывод на город осуществляется комплектом приборов учета с тепловычислителем СПТ 961 «ВЗЛЕТ».

**Таблица 26 – Перечень и характеристики приборов учета тепловой энергии ЦТЭЦ**

№ п/п	Наименование узла учета	Наименование средств измерений (СИ) и технических устройств	Тип СИ и технических устройств
1	Узел учета тепловой энергии на входе в ПВК (линия подкачки после задвижки № 671)	Расходомер-счетчик ультразвуковой многоканальный	Взлет МР
		Термопреобразователь сопротивления	TSM-1088
		Преобразователь давления измерительный	S-10
		Тепловычислитель	СПТ961.2
2	Узел учета тепловой энергии "ХВО-2" (старая нитка)	Расходомер-счетчик электромагнитный	Взлет ЭМ
		Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом	ТСП У-205
		Преобразователь давления измерительный	АИР-10Н
		Тепловычислитель	СПТ961.2
3	Узел учета тепловой энергии "ХВО-2, на ПВК с Подкачки"	Расходомер-счетчик ультразвуковой многоканальный	Взлет МР
		Термопреобразователь сопротивления	Взлет ТПС
		Преобразователь давления	КРТ-5
		Тепловычислитель	СПТ961
4	Узел учета тепловой энергии "из ПВК" (правый, левый водоводы)	Расходомер-счетчик ультразвуковой многоканальный	Взлет МР, левый водовод
		Расходомер-счетчик ультразвуковой многоканальный	Взлет МР, правый водовод
		Комплект термометров сопротивления из платины технических разностных	КТПТР-05

№ п/п	Наименование узла учета	Наименование средств измерений (СИ) и технических устройств	Тип СИ и технических устройств
		Преобразователь давления	КРТ 5, левый водовод
		Преобразователь давления	КРТ 5, правый водовод
		Тепловычислитель	СПТ961
5	Узел учета тепловой энергии "ХВО-3, с бойлерной на ПВК"	Расходомер-счетчик ультразвуковой многоканальный	Взлет МР
		Термометр сопротивления из платины	КТПТР-05
		Преобразователь давления	КРТ5-1
		Тепловычислитель	СПТ961
6	Расход пара по коксовой нитке №3	Преобразователь разности давлений	Siemens Sitrans
		Прибор регистрирующий для измерения и записи расхода	ДИСК-250М
		Преобразователь давления	МЭД
		Прибор регистрирующий для измерения и записи давления	КСД-3
		Преобразователь температуры	ТХК(L)
		Устройство для контроля и регистрации температуры многоканальный	ФЩЛ
		Диафрагма камерная	ДКС10-350-А/Б-1
7	Расход пара по коксовой нитке №4	Датчик расхода	ДМ
		Прибор регистрирующий для измерения и записи расхода	КСД-3
		Преобразователь давления	Siemens Sitrans P
		Прибор регистрирующий для измерения и записи давления	ДИСК-250М
		Преобразователь температуры	ТХК(L)
		Диафрагма камерная	ДКС10-350-А/Б-1
8	Расход пара по ширпотребовской нитке №1	Датчик расхода	ДМ
		Прибор регистрирующий для измерения и записи расхода	КСД-3
		Преобразователь давления	МЭД
		Прибор регистрирующий для измерения и записи давления	КСД-3
		Преобразователь температуры	ТХК(L)
		Диафрагма камерная	ДКС10-350-А/Б-1
9	Расход пара по мартовской нитке ТГ №7 (ш/п №3)	Преобразователь разности давлений	Метран-100ДД
		Прибор регистрирующий для измерения и записи расхода	ДИСК-250М
		Преобразователь давления	МЭД
		Прибор регистрирующий для измерения и записи давления	КСД-3
		Преобразователь температуры	ТХК(L)
		Прибор регистрирующий для измерения и записи температуры	ДИСК-250
		Диафрагма камерная	ДКС10-350-А/Б-1

## 2.10.2. Котельные города

Все котельные оснащены приборами учета, фиксирующими значения расхода, давления и температуры теплоносителя в прямом и обратном трубопроводе, а также в линии подпитки типа: «Взлет», «Сапфир», ртутных термометров и др. Все средства измерения проходят регулярную поверку.

## 2.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Энергетические объекты характеризуются различными состояниями: рабочим, работоспособным, резервным, отказа, аварийного ремонта, простоя, предупредительного ремонта.

Отказ (повреждение) – это нарушение работоспособности объекта, т.е. система или элемент перестает выполнять целиком или частично свои функции. Приведенное определение отказа является качественным.

Отказом называется событие, заключающееся в переходе объекта с одного уровня работоспособности или функционирования на другой, более низкий, или в полностью неработоспособное состояние.

Нарушением работоспособного состояния называется выход хотя бы одного заданного параметра за установленный допуск.

По условию работы потребителей допускается определенное отклонение параметров от их номинальных значений

Авария – это опасное техногенное происшествие, создающее на объекте, определённой территории угрозу жизни и здоровью людей и приводящее к разрушению зданий, сооружений, оборудования и транспортных средств, нарушению производственного и транспортного процесса, а также нанесению ущерба окружающей природной среде.

### 2.11.1. Источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии

Технологические сбои в работе станций случались, в основном, из-за повреждений и зашлакованности экранных труб, пароперегревателей, воздухоподогревателей, повреждений трубопроводов котлов, поломки вспомогательного котельного оборудования и прочее.

В таблице 27 представлена статистика технологических сбоев в работе основного оборудования ТЭЦ города Новокузнецка за период 2011-2015 гг., согласно материалам базовой версии

**Таблица 27 – Сведения о ежегодном количестве инцидентов и аварий на источниках тепловой энергии, согласно материалам предыдущей актуализации, шт./год**

Наименование ТЭЦ	2011		2012		2013		2014		2015		Всего	
	Количество аварий	Количество инцидентов	Количество аварий	Количество инцидентов	Количество аварий	Количество инцидентов	Количество аварий	Количество инцидентов	Количество аварий	Количество инцидентов	Количество аварий	Количество инцидентов
КТЭЦ	0	9	0	6	0	7	0	5	0	4	0	31
ЗС ТЭЦ	3	83	1	93	1	67	1	70	0	64	6	377
ЦТЭЦ	0	8	0	8	0	15	0	8	0	5	0	44
Итого:	3	100	1	107	1	89	1	83	0	73	6	452

В таблице представлена статистика технологических сбоев в работе основного оборудования ТЭЦ города Новокузнецка за период 2016-2018 гг.

**Таблица 28 – Сведения о ежегодном количестве инцидентов и аварий на источниках тепловой энергии за 2016-2018 гг., шт./год**

Наименование ТЭЦ	2016		2017		2018		Всего	
	Количество аварий	Количество инцидентов	Количество аварий	Количество инцидентов	Количество аварий	Количество инцидентов	Количество аварий	Количество инцидентов
КТЭЦ	0	0	0	0	0	0	0	0
ЗС ТЭЦ	0	5	0	4	0	10	0	18
ЦТЭЦ	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого:	0	5	0	4	0	10	0	18

За период 2016-2018 гг. на КТЭЦ и ЦТЭЦ аварий в работе основного оборудования ТЭЦ не наблюдалось.

На ЗС ТЭЦ, начиная с 2011 г. по 2015 г., произошло 6 аварий и 377 инцидентов, А за период 2016-2018 гг. только 18 инцидентов, которые не привели к нарушениям в режимах теплоснабжения потребителей и невыполнению договорных обязательств по отпуску тепловой энергии.

### 2.11.2. Котельные

В таблице 29 представлена статистика технологических сбоев и отказов в работе основного оборудования муниципальных котельных за период 2011-2015 гг., согласно материалам базовой версии.

**Таблица 29 – Статистика технологических нарушений на муниципальных котельных, согласно материалам предыдущей актуализации, шт./год**

Теплоисточник	Число аварий и инцидентов на котельных, шт.				
	2011	2012	2013	2014	2015
Муниципальные котельные	9	9	4	8	12

В таблице 30 статистика технологических сбоев и отказов в работе основного оборудования котельных ООО «Сибэнерго» за период 2016-2018 гг.

**Таблица 30 – Статистика технологических нарушений на котельных ООО «СибЭнерго», за период 2016-2018 гг., шт./год**

Теплоисточник	Число аварий и инцидентов на котельных, шт.		
	2016	2017	2018
Котельные ООО «Сибэнерго»	н.д.	319	318

Как видно из сопоставления данных о технологических нарушениях котельных за период 2011-2015 гг. и 2016-2018 гг., количество зафиксированных нарушений увеличилось более чем



в 26 раз. Увеличение количества технологических нарушений в первую очередь объясняется более ответственным подходом и документальной фиксацией даже мелких нарушений, которые выпадали из статистики за 2011-2015 гг. В настоящее время информация о количестве нарушений представлена в полном объеме и отражает фактическое состояние котельных.

Технологические нарушения не приводили к ограничению отпуска тепловой энергии от котельных и снижению качества теплоносителя. После выяснения причин в кратчайшие сроки принимались меры для устранения нарушений и восстановления заданного режима работы оборудования.

## **2.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии**

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии г. Новокузнецка ни одной из теплоснабжающих организаций по состоянию на начало 2019 г. не выдавались.

## **2.13. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей**

Из трех городских станций только Кузнецкая ТЭЦ является участником ОРЭМ, электрическая мощность которой поставляется в вынужденном режиме, в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.

Состав оборудования Кузнецкой ТЭЦ не позволяет станции успешно участвовать в конкурентном отборе мощности, в связи с чем, ранее предусматривался вывод из эксплуатации генерирующего оборудования. Приказом Минэнерго РФ от 23.07.2013г. №491 был согласован вывод из эксплуатации турбогенераторов №№3, 4, 6, 9, 11, 12 и 13 Кузнецкой ТЭЦ. В связи с тем, что станция является единственным источником теплоснабжения Кузнецкого, Центрального и Орджоникидзевского районов, Главой города Новокузнецка письмом №1/2544-1 от 30.04.2014 был приостановлен вывод из эксплуатации генерирующего оборудования Кузнецкой ТЭЦ на три года, начиная с 01.01.2015. Решение городской администрацией принято на основании положений Федерального Закона от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении» и Постановления Правительства РФ №484 от 26.07.2007 г. «О выводе объектов энергетики в ремонт и из эксплуатации».

Согласно базовой версии Схемы теплоснабжения, Кузбасский филиал ООО «СГК» письмом от 24.03.15 г. № 3/211-9924/15-0-0 проинформировал Администрацию г. Новокузнецка

об отсутствии в планах ООО «СГК» мероприятий по выводу из эксплуатации генерирующего оборудования Кузнецкой ТЭЦ. Письмом №4/4322 от 21.02.2016 г.

Согласно распоряжениям Правительства Российской Федерации № 2065-р от 15.10.2015, и № 1619-р от 29.07.2016, и № 1646-р от 31.07.2017г. режим вынужденной генерации на всех турбоагрегатах Кузнецкой ТЭЦ продлен до 31 декабря 2021 года.

Западно-Сибирская ТЭЦ и Центральная ТЭЦ являются объектами регулирования ГТП (группа точек поставки) потребления с регулируемой нагрузкой: продажа электрической энергии и мощности генерирующим оборудованием данных станций на оптовом рынке (ОРЭМ) не осуществляется, оборудование не проходило конкурентный отбор мощности (КОМ).

**Таблица 31 – Результаты конкурентных отборов мощности на 2017-2019, 2020, 2021 годы**

№ п/п	Наименование источника	ст. №	Тип оборудования	Марка	Номинальная, МВт	Результаты конкурентных отборов мощности					
						2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	КТЭЦ	3	Паровые турбины	P-12-3,4/0,1	12,0	BP(т)	BP(т)	BP(т)	BP(т)	BP(т)	BP(т)
		4		P-12-35/5м	12,0	BP(т)	BP(т)	BP(т)	BP(т)	BP(т)	BP(т)
		6		ПТР-30-2,9/0,6	30,0	BP(т)	BP(т)	BP(т)	BP(т)	BP(т)	BP(т)
		9		P-12-90/18м-1	10,0	BP(т)	BP(т)	BP(т)	BP(т)	BP(т)	BP(т)
		11		T-20-90	20,0	BP(т)	BP(т)	BP(т)	BP(т)	BP(т)	BP(т)
		12		P-12-8,8/3,1м-1	12,0	BP(т)	BP(т)	BP(т)	BP(т)	BP(т)	BP(т)
		13		P-12-90/31м-1	12,0	BP(т)	BP(т)	BP(т)	BP(т)	BP(т)	BP(т)
2	ЗС ТЭЦ	1	Паровые турбины	ПТ-60/75-130/13	60,0	Отказ от подачи заявки					
		2		T-50-130	50,0	Отказ от подачи заявки					
		3		T-60-130	60,0	Отказ от подачи заявки					
		4		T-100/120-130-2	100,0	Отказ от подачи заявки					
		5		T-110/120-130-3	110,0	Отказ от подачи заявки					
		6		T-110/120-130-4	110,0	Отказ от подачи заявки					
		7		T-110/120-130-4	110,0	Отказ от подачи заявки					
3	ЦТЭЦ	1	Паровые турбины	P-3-29 (AP-6-11)	3,0	Отказ от подачи заявки					
		3		Вумаг	16,0	Отказ от подачи заявки					
		4		ПТ-29/35-2,9/1,0	29,0	Отказ от подачи заявки					
		5		Вумаг	15,0	Отказ от подачи заявки					
		6		ПР-30-2,9-2	30,0	Отказ от подачи заявки					
		7		ПР-7-29	7,0	Отказ от подачи заявки					

Примечание:

BP (т) – генерирующее оборудование, отнесенное к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме, в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

Отказ от подачи заявки - объекты регулирования ГТП (группа точек поставки) потребления с регулируемой нагрузкой: продажа электрической энергии и мощности на оптовом рынке (ОРЭМ) не осуществляется, в отношении оборудования не подавались заявки на участие в конкурентном отборе мощности (КОМ).

### **3. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ НА НИХ**

#### **3.1. Описание изменений технических характеристик тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

За период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в 2017-2018 гг. АО «МТСК», ООО «ТСН» и ООО «Сибэнерго» было построено и отремонтировано около 6255,1 м тепловых сетей для подключения новых и повышения эффективности теплоснабжения существующих потребителей. Перечень указанных тепловых сетей представлен в таблице ниже.

**Таблица 32 – Строительство и реконструкция тепловых сетей за 2017-2018 гг.**

№ п/п	Номер источника	Источник	Обслуживающая организация	Наименование участка	Вид прокладки	Условный диаметр, мм	Протяженность (1-трубное исполнение), м	Год строительства или последнего капремонта
1	1	КТЭЦ	ТСН	ТК-11 (Окт) - ТК-1 (58-59)	канальная	200	27,7	2017
2	1	КТЭЦ	ТСН	ТК-11 (Окт) - ТК-1 (58-59)	канальная	200	27,7	2017
3	1	КТЭЦ	ТСН	ТК-1 (58-59) - ТК-2 (58-59)	канальная	200	52,5	2017
4	1	КТЭЦ	ТСН	ТК-1 (58-59) - ТК-2 (58-59)	канальная	200	52,5	2017
5	1	КТЭЦ	ТСН	ТК-4 (Др) - ТК-3 (Др)	канальная	700	84,2	2018
6	1	КТЭЦ	ТСН	ТК-4 (Др) - ТК-3 (Др)	канальная	700	84,2	2018
7	1	КТЭЦ	ТСН	ТК-13 (Окт) - ТК-12 (Окт)	канальная	500	152,9	2018
8	1	КТЭЦ	ТСН	ТК-13 (Окт) - ТК-12 (Окт)	канальная	500	152,9	2018
9	2	ЗСТЭЦ	МТСК	ТК-II-12-ТК-II-13	канальная	300	156,0	2017
10	2	ЗСТЭЦ	МТСК	ТК-II-12-ТК-II-13	канальная	300	156,0	2017
11	2	ЗСТЭЦ	МТСК	ТК-II-13-ТК-II-14	канальная	300	128,4	2017
12	2	ЗСТЭЦ	МТСК	ТК-II-13-ТК-II-14	канальная	300	128,4	2017
13	2	ЗСТЭЦ	МТСК	ТК-11/8-ТК-11/9	канальная	100	149,5	2017
14	2	ЗСТЭЦ	МТСК	ТК-11/8-ТК-11/9	канальная	100	149,5	2017
15	2	ЗСТЭЦ	МТСК	НО-V-104 - НО-V-105 (105-106)	канальная	500	62,5	2017
16	2	ЗСТЭЦ	МТСК	НО-V-104 - НО-V-105 (105-106)	канальная	500	62,5	2017
17	2	ЗСТЭЦ	МТСК	НО-V-105 - НО-V-106 (106-107)	канальная	500	50,0	2017
18	2	ЗСТЭЦ	МТСК	НО-V-105 - НО-V-106 (106-107)	канальная	500	50,0	2017
19	2	ЗСТЭЦ	МТСК	НО-V-130 - Прох. канал	канальная	800	28,0	2017
20	2	ЗСТЭЦ	МТСК	НО-V-130 - Прох. канал	канальная	800	28,0	2017
21	2	ЗСТЭЦ	МТСК	Прох. канал - НО-V-131	канальная	800	88,9	2017
22	2	ЗСТЭЦ	МТСК	Прох. канал - НО-V-131	канальная	800	88,9	2017
23	2	ЗСТЭЦ	МТСК	НО-V-131 - НО-V-132	канальная	800	103,0	2017
24	2	ЗСТЭЦ	МТСК	НО-V-131 - НО-V-132	канальная	800	103,0	2017
25	2	ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-1/24 до наружной стены ж.д. ул. Косыгина, 25	канальная	100	16,0	2017
26	2	ЗСТЭЦ	СибЭнерго	от наружной стены до от- ветвления на ИТП ж.д. №25 ул. Косыгина	канальная	100	50,0	2017
27	2	ЗСТЭЦ	СибЭнерго	от ответвления на ИТП-1 до наружной тени ж.д. ул. Косыгина, 11	канальная	200	3,0	2017
28	2	ЗСТЭЦ	СибЭнерго	от наружной стены до врезки т.А в старую трассу	канальная	200	48,0	2017

№ п/п	Номер источника	Источник	Обслуживающая организация	Наименование участка	Вид прокладки	Условный диаметр, мм	Протяженность (1-трубное исполнение), м	Год строительства или последнего капремонта
				(от ТК-V-30 до ТК-1/6)				
29	2	ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-20/15 до наружной стены ж.д. пр. Авиаторов, 31	канальная	80	64,0	2017
30	2	ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-20/15 до наружной стены ж.д. пр. Авиаторов, 31	канальная	80	32,0	2017
31	2	ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-20/15 до наружной стены ж.д. пр. Авиаторов, 31	канальная	80	32,0	2017
32	2	ЗСТЭЦ	Теплоснаб	От ТК-1/28 до ТК-1/26	канальная	400	88,5	2017
33	2	ЗСТЭЦ	МТСК	ТК-III-9-ТК-III-10	канальная	500	100,0	2018
34	2	ЗСТЭЦ	МТСК	ТК-10/1-ТК-10/2	канальная	500	42,8	2018
35	2	ЗСТЭЦ	МТСК	ТК-10/2-ТК-10/3	канальная	500	48,2	2018
36	2	ЗСТЭЦ	МТСК	КСЗ-6 - ТК-V-51	канальная	800	115,0	2018
37	2	ЗСТЭЦ	МТСК	КСЗ-6 - ТК-V-51	канальная	800	115,0	2018
38	2	ЗСТЭЦ	МТСК	НО-V-137 - НО-V-139	канальная	500	76,8	2018
39	2	ЗСТЭЦ	МТСК	НО-V-137 - НО-V-139	канальная	500	76,8	2018
40	2	ЗСТЭЦ	СибЭнерго	от наружной стены ТК-II-7 - ТК-2/11	канальная	150	80,0	2018
41	2	ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-2/11 - ТК-2/12 (УТ-1)	канальная	125	146,0	2018
42	2	ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-2/12 (УТ-1) - ТК-2/13 (УТ-2)	канальная	70	304,0	2018
43	2	ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-2/13 - наружная стена здания ул. Первостроителей, 9а	канальная	50	138,0	2018
44	2	ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-2/13 - наружная стена здания пр-д Ижевский, 18	канальная	50	64,0	2018
45	2	ЗСТЭЦ	СибЭнерго	НЦО-6 - т.А усл.	надземная	1200	478,8	2018
46	3	ЦТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14 - ТК-15 Кирова	канальная	400	248,0	2018
47	3	ЦТЭЦ	СибЭнерго	ТК-15 - ТК-16 Кирова	канальная	500	132,0	2018
48	3	ЦТЭЦ	СибЭнерго	ТК-17 - ТК-18 Кирова	канальная	500	160,0	2018
49	4	Абашевская районная котельная	СибЭнерго	ТК-1 - ТК-5	канальная	400	170,0	2017
50	4	Абашевская районная котельная	СибЭнерго	ТК-1 - ТК-5	канальная	250	85,0	2017
51	4	Абашевская районная котельная	СибЭнерго	ТК-1 - ТК-5	канальная	150	85,0	2017
52	4	Абашевская районная ко-	СибЭнерго	ТК-28 - ТК-19а	канальная	150	58,0	2018

№ п/п	Номер источника	Источник	Обслуживающая организация	Наименование участка	Вид прокладки	Условный диаметр, мм	Протяженность (1-трубное исполнение), м	Год строительства или последнего капремонта
		тельная						
53	4	Абашевская районная котельная	СибЭнерго	ТК-28 - ТК-19а	канальная	70	58,0	2018
54	4	Абашевская районная котельная	СибЭнерго	ТК-19а - ТК-32	канальная	100	176,0	2018
55	4	Абашевская районная котельная	СибЭнерго	ТК-19а - ТК-32	канальная	50	176,0	2018
56	4	Абашевская районная котельная	СибЭнерго	ТК-19а до стены ж.д. №4 ул. Ватутина	канальная	70	38,0	2018
57	4	Абашевская районная котельная	СибЭнерго	ТК-19а до стены ж.д. №4 ул. Ватутина	канальная	50	19,0	2018
58	4	Абашевская районная котельная	СибЭнерго	ТК-19а до стены ж.д. №4 ул. Ватутина	канальная	32	19,0	2018
59	15	Куйбышевская центральная котельная	СибЭнерго	СК - ТК-8с	канальная	600	74,0	2017
60	15	Куйбышевская центральная котельная	СибЭнерго	СК - ТК-8с	канальная	250	37,0	2017
61	15	Куйбышевская центральная котельная	СибЭнерго	ТК-23 - ТК-24	канальная	250	152,0	2018
62	15	Куйбышевская центральная котельная	СибЭнерго	ТК-23 - ТК-24	канальная	200	76,0	2018
63	34	Котельная НКХП	НТК	Наружная стена забора котельной - наружная стена ж.д. №113 ул. Вокзальная	канальная	100	42,0	2017
64	34	Котельная НКХП	НТК	Наружная стена забора котельной - наружная стена ж.д. №113 ул. Вокзальная	канальная	50	42,0	2017
65	34	Котельная НКХП	НТК	Наружная стена ж.д. №113 ул. Вокзальная - отвлечение на ИТП ж.д. №113 ул.	канальная	100	16,0	2017

№ п/п	Номер источника	Источник	Обслуживающая организация	Наименование участка	Вид прокладки	Условный диаметр, мм	Протяженность (1-трубное исполнение), м	Год строительства или последнего капремонта
				Вокзальная				
66	34	Котельная НКХП	НТК	Наружная стена ж.д. №113 ул. Вокзальная - ответвление на ИТП ж.д. №113 ул. Вокзальная	канальная	50	8,0	2017
67	34	Котельная НКХП	НТК	Наружная стена ж.д. №113 ул. Вокзальная - ответвление на ИТП ж.д. №113 ул. Вокзальная	канальная	50	1,0	2017
68	34	Котельная НКХП	НТК	Наружная стена ж.д. №113 ул. Вокзальная - ответвление на ИТП ж.д. №113 ул. Вокзальная	канальная	25	7,0	2017
69	34	Котельная НКХП	НТК	Ответвление на ж.д. №113 ул. Вокзальная - наружная стена ж.д. №113 ул. Вокзальная	канальная	100	10,0	2017
70	34	Котельная НКХП	НТК	Ответвление на ж.д. №113 ул. Вокзальная - наружная стена ж.д. №113 ул. Вокзальная	канальная	25	10,0	2017
71	34	Котельная НКХП	НТК	Ответвление на ИТП ж.д. №113 ул. Вокзальная	канальная	100	12,0	2017
72	34	Котельная НКХП	НТК	Наружная стена ж.д. №113 ул. Вокзальная - ТК-1	канальная	25	46,0	2017
73	34	Котельная НКХП	НТК	ТК-1 - наружная стена ж.д. №111 ул. Вокзальная	канальная	25	10,0	2017
74	34	Котельная НКХП	НТК	Наружная стена ж.д. №111 ул. Вокзальная - ИТП ж.д. №111 ул. Вокзальная	канальная	100	2,0	2017
<b>Итого</b>	-	-	-	-	-	-	<b>6255,1</b>	-



### **3.2. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения**

К основным теплосетевым организациям на территории города Новокузнецка относятся:

- АО «МТСК» - организация осуществляет транспортировку тепловой энергии от Западно-Сибирской ТЭЦ. На балансе организации находятся магистральные и, частично, распределительные сети от Западно-Сибирской ТЭЦ;

- ООО «ТСН» - организация осуществляет транспортировку тепловой энергии от Кузнецкой ТЭЦ. На балансе организации находятся магистральные и распределительные сети от Кузнецкой ТЭЦ;

- ООО «Сибэнерго» - в границах эксплуатационной ответственности организации находятся все распределительные сети от Центральной ТЭЦ, и распределительные сети Западно-Сибирской ТЭЦ, а также тепловые сети от котельных, эксплуатируемых ООО «Сибэнерго» и ряда ведомственных котельных. Кроме того, организация эксплуатирует часть магистральных сетей от Центральной ТЭЦ и Западно-Сибирской ТЭЦ.

Город Новокузнецк не имеет единой системы теплоснабжения. Каждая ТЭЦ работает локально на свой тепловой район.

Протяженность тепловых сетей и сетей ГВС г. Новокузнецка от ТЭЦ и муниципальных котельных в одноструйном исчислении составит порядка 1 116,1 км, при этом большая часть тепловых сетей проложена диаметром менее 200 мм, что говорит о разветвленной системе распределительных сетей.

#### **3.2.1. Кузнецкая ТЭЦ**

Снабжает теплом в горячей воде Кузнецкий район, юго-восточную часть Центрального района, часть Орджоникидзевского, а также часть Куйбышевского районов и в паре – предприятия Кузнецкого района.

Транспорт тепловой энергии от Кузнецкой ТЭЦ осуществляется в горячей воде по четырем тепловыводам:

- от бойлерной установки №1 по магистральной тепловой сети диаметром 2Ду 700 мм до коллекторной №1, расположенной за пределами ТЭЦ и далее в Кузнецкий и Центральный районы;

- от бойлерной установки №2 по магистральной тепловой сети диаметром 2Ду 600 мм до коллекторной №1, расположенной за пределами ТЭЦ, и далее в Кузнецкий и Центральный районы;

- от бойлерной установки №3 по магистральной тепловой сети диаметром 2Ду 600 мм в Орджоникидзевский район;

- от водогрейной котельной по магистральной тепловой сети диаметром 2Ду 1000 мм на коллекторную №1 и далее по тепломагистрали 1Ду 1000 мм (под.) и 2Ду 700 мм в Центральный район.

Перераспределение потоков теплоносителя на коллекторной № 1 происходит произвольно.

Пар промышленным потребителям отпускается следующих параметров: от 2,5 до 7 кгс/см<sup>2</sup> (линия НКАЗ-П) и свыше 13 кгс/см<sup>2</sup> по двум паропроводам: линия Химфарм завода и непосредственно от КТЭЦ на ОАО «РУСАЛ Новокузнецк».

Прокладка тепловых сетей от КТЭЦ в Центральный и Кузнецкий районы по незастроенной территории – надземная, на низких отдельно стоящих опорах, в городской застройке – в основном подземная в непроходных железобетонных каналах.

Переход теплопроводами ТМ №1 на левый берег р. Томь выполнен по существующему мосту трубопроводами 2Ду 1000 мм, протяженностью 1174 м.

В правобережной части города на тепловых сетях от КТЭЦ построены две тепловые камеры с секционирующими задвижками - одна в Кузнецкий и Центральный районы (КСЗ-1) и вторая в Центральный район (КСЗ-2), обеспечивающие циркуляцию сетевой воды в аварийных ситуациях с перемычками диаметром по Ду 250 мм.

Кроме того, секционирующие задвижки 2Ду 1000 мм с перемычками 2Ду 300 мм установлены на тепломагистралях от котельной КТЭЦ до коллекторной №1.

Тепловые сети Центрального района за счет строительства распределительных тепловых сетей по улицам Циолковского, Сеченова и Кузнецова – кольцевые, позволяющие обеспечить подачу теплоносителя при аварийных ситуациях.

На существующих тепловых сетях для обеспечения нормальных гидравлических параметров теплоносителя для присоединения потребителей по наиболее простым зависимым схемам установлены две подкачивающие насосные станции – ПНС-11 (на Центральный район) и ПНС-15 (на Кузнецкий район) и насосная станция зарядки и разрядки баков-аккумуляторов (ПНС-12).

Сведения по тепловым сетям КТЭЦ приведены в таблице ниже.

**Таблица 33 – Сведения по тепловым сетям КТЭЦ**

Наименование	КТЭЦ:
Район теплоснабжения	Центральный
	Кузнецкий
	Орджоникидзевский
	Куйбышевский
Договорная нагрузка конечных потребителей городской застройки, Гкал/ч	903,1

Протяженность тепловых сетей, м (в 1-тр. исчислении), в том числе:	399 535,4
- магистральных	98 118,2
- распределительных (Ду менее 300 мм)	301 417,2
Протяженность по типу прокладки в 1-трубном исчислении, м:	
- надземная	64 534,1
- подземная	335 001,3
Материальная характеристика сети, м <sup>2</sup>	97 929,8
Удельная материальная характеристика сети, м <sup>2</sup> /(Гкал/ч)	108,4
Вид грунта	Глина, суглинок. Водонасыщенный.
Количество тепловых узлов, шт.	1861
Тип изоляции	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75; Маты минераловатные прошивные марки 100; ППУ.
Тип компенсации	П-образные компенсаторы; Углы поворота трасс; Сальниковые компенсаторы.
Теплосетевые организации:	
- магистральные тепловые сети	ООО «ТСН»
- распределительные тепловые сети	ООО «ТСН»
- ЦТП	ООО «ТСН», ООО «НТК»

### 3.2.2. Западно-Сибирская ТЭЦ

Снабжает теплом Заводской и Новоильинский районы.

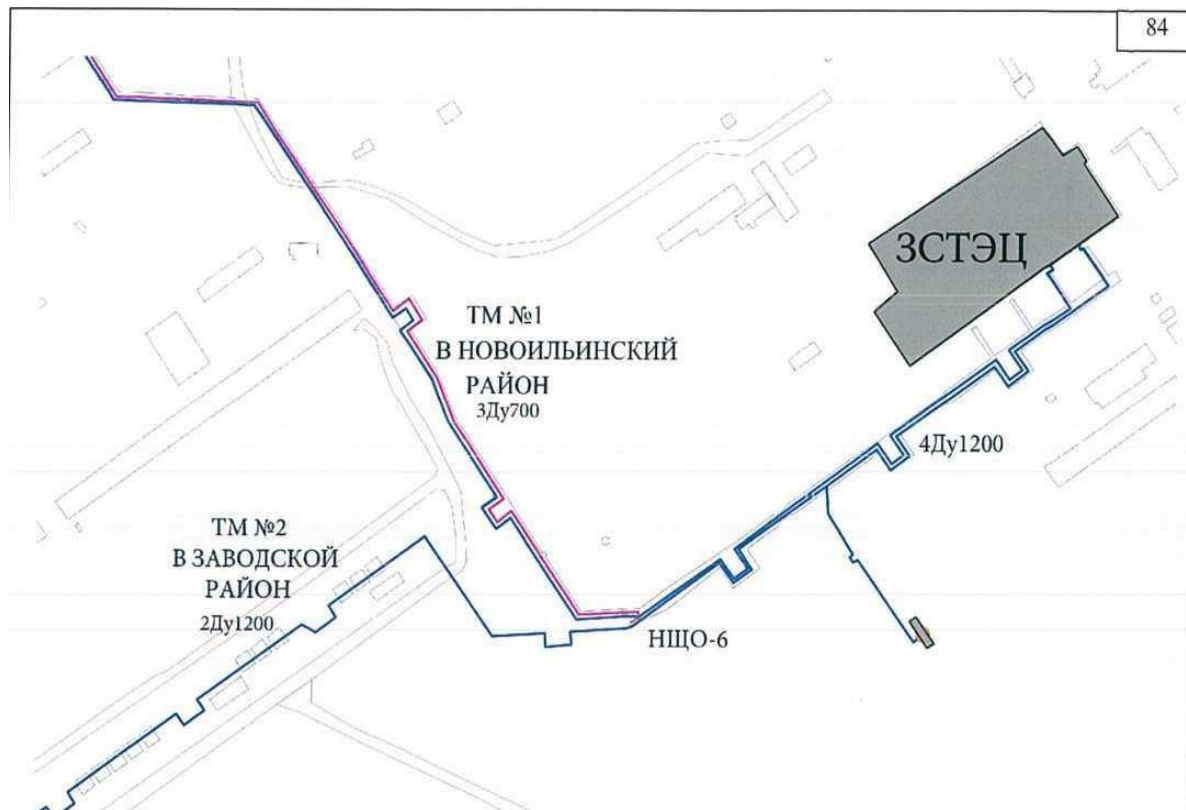
Первые участки тепловых сетей от ЗС ТЭЦ в Заводской район были построены в 1954 году и заменены на новые трубопроводы диаметром 2Ду 1200 мм. Тепловые выводы с ТЭЦ проложены надземно.

Транспорт тепловой энергии от ЗС ТЭЦ в Новоильинский и Заводской районы осуществляется по тепломагистралям диаметром головных участков 4Ду 1200 мм (два подающих и два обратных) протяженностью около 500 м от коллекторов главного корпуса и далее до НЩО-6 (неподвижная щитовая опора).

В районе НЩО-6 один из подающих трубопроводов Ду 1200 мм за счет устройства перехода на 700 мм и врезки второго трубопровода диаметром 700 мм превращается в два подающих трубопровода диаметром по 700 мм. В обратный трубопровод Ду 1200 мм врезается также трубопровод Ду 700 мм. Таким образом, тепломагистраль состоящая из трех трубопроводов диаметром 700 мм (два подающих, один обратный) после НЩО-6 используется для теплоснабжения Новоильинского района. На тепломагистрали Новоильинского района построена насосная подкачивающая станция – ПНС №16. В насосной станции установлены подкачивающие насосы на подающем и обратном трубопроводах, насосы зарядки и разрядки баков-аккумуляторов (3 бака) и насосы для поддержания статического режима при остановке сетевых насосов.

Вторая тепломагистраль диаметром 2Ду 1200 мм от ЗС ТЭЦ проходит до т. «А» усл. (в районе автодорожной развязки на въезде в Заводской район), далее по тепломагистралям диаметрами головного участка 2Ду 700 мм и 2Ду 800 мм проходит в Заводской район.

Выводы тепломагистралей от ЗСТЭЦ приведены на рисунке ниже.



**Рисунок 26 – Выводы тепломагистралей от ЗС ТЭЦ**

Сведения по тепловым сетям ЗС ТЭЦ приведены в таблице 34.

**Таблица 34 – Сведения по тепловым сетям ЗС ТЭЦ**

Наименование	ЗС ТЭЦ	ТМ №1	ТМ №2
	Заводской. Новоильинский	Новоильинский	Заводской
Договорная нагрузка конечных потребителей городской застройки, Гкал/ч	496,9	272,9	224,0
Протяженность тепловых сетей, м (в 1-тр. исчислении), в том числе	328 595,4	156 642,6	171 952,7
- магистральных	86 788,2	42 985,4	43 802,8
- распределительных (Ду менее 300 мм)	241 807,2	113 657,2	128 149,9
Протяженность по типу прокладки в 1-трубном исчислении, м:			
- надземная	93 153,6	30 586,2	62 567,4
- подземная	235 441,8	126 056,4	109 385,3
Материальная характеристика, м <sup>2</sup>	89 110,2	42 821,6	46 288,6
Удельная материальная	179,3	156,9	206,6

Наименование	ЗС ТЭЦ	ТМ №1	ТМ №2
характеристика сети, м <sup>2</sup> /(Гкал/ч)			
Вид грунта	Глина, суглинок. Сухой и влажный. Песок, супесь, сухой водонасыщенный.	Преимущественно глина суглинок, сухой. Отдельные участки песок, супесь, сухой. Глина, суглинок, влажный.	Преимущественно песок. супесь, сухой. Отдельные участки Глина суглинок сухой и влажный. Песок, супесь, водонасыщенный.
Количество тепловых узлов, шт.	1497	651	846
Тип изоляции	Маты и плиты минераловатные марки 75; ППУ; Маты и плиты стекловатные марки 50; Известково-кремнеземистые изделия марки 200.	Преимущественно маты и плиты минераловатные марки 75; Отдельные участки ППУ; Маты и плиты стекловатные марки 50, 75.	Преимущественно маты и плиты минераловатные марки 75; Отдельные участки ППУ; Маты и плиты стекловатные марки 50; Известково-кремнеземистые изделия марки 200.
Тип компенсации	П-образные компенсаторы, углы поворота трасс. Сальниковые компенсаторы.	П-образные компенсаторы, углы поворота трасс. Сальниковые компенсаторы.	П-образные компенсаторы, углы поворота трасс. Сальниковые компенсаторы.
Теплосетевые организации:			
- магистральные тепловые сети	АО «ЕВРАЗ ЗСМК», АО «МТСК», ООО «Шахта Юбилейная»		
- распределительные - ЦТП	ООО «Сибэнерго», ООО «КузнецкТеплоСбыт», ООО «Теплоснаб», ООО «ЭнергоСеть» ООО «Сибэнерго», ООО «НТК»		

### 3.2.3. Центральная ТЭЦ

ЦТЭЦ снабжает теплом часть Центрального района (вторая половина района подключена к КТЭЦ) и часть Куйбышевского района, примыкающего к Центральному району с юго-западной стороны.

Выдача тепловой мощности из главного корпуса ТЭЦ (бойлерная) и водогрейной котельной осуществляется по двум тепломагистралям 2х2Ду700 мм, соединенным между собой перемычками, до тепловой камеры ТК-6, расположенной вне территории ЦТЭЦ. На участках обратных трубопроводов между главным корпусом ТЭЦ и ТК-6 построена насосная подкачивающая станция «Подкачка».

В ТК-6, состоящей из 2-х камер ТК-6Л и ТК-6П происходит разделение тепломагистралей:

- тепломагистраль П диаметром 700 мм (подающий трубопровод) и 600 мм (обратный трубопровод) доходит до ТК-8;

- тепломагистраль Л диаметром 2Ду700 доходит до ТК-8.

В ТК-8 тепломагистралей П и Л делятся на три тепломагистралей:

- 2Ду700 мм по пр. Курако до ТК-20; 2Ду500 мм от ТК-20 (Курако) до ТК-30 (Курако); 2Ду400 мм от ТК-30 (Курако) через пр. Бардина, вдоль ул. Транспортная до ул. Сеченова;

2Ду 700 мм проходит по ул. Орджоникидзе до пр. Metallургов;

2Ду400 мм проходит по пр. Строителей до пр. Metallургов и далее по ул. Фестивальная до ТК-5 (Фестивальная); Ду300 мм от ТК-5 (Фестивальная) до ТК-8 (Фестивальная); Ду250 мм и Ду300 мм до ул. ДОЗ.

Магистраль соединяется тепловой сетью Ду150-600 мм по пр. Metallургов и далее работают в совместные зоны.

Сведения по тепловым сетям ЦТЭЦ приведены в таблице ниже. Принципиальная схема выдачи тепловой мощности от ЦТЭЦ приведена на рисунке ниже.

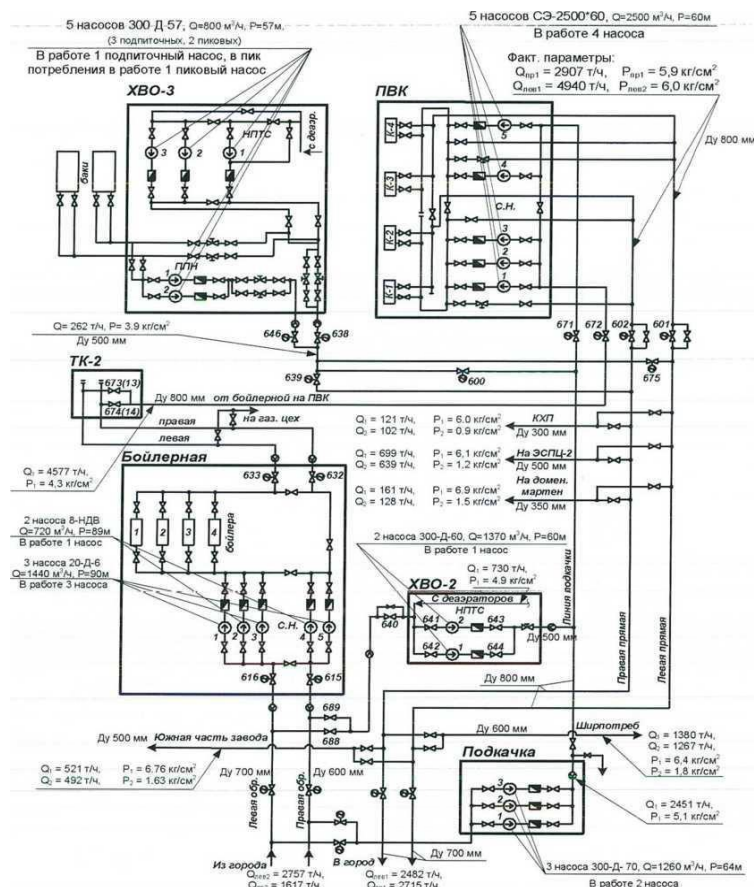


Рисунок 27 – Принципиальная схема выдачи тепловой мощности от ЦТЭЦ

Таблица 35 – Сведения по тепловым сетям ЦТЭЦ

Наименование	ЦТЭЦ
Район теплоснабжения	Центральный (Юго-Западная часть) Куйбышевский (Северо-Восточная часть)
Договорная нагрузка конечных потребителей городской застройки, Гкал/ч	441,5
Протяженность тепловых сетей, м (в 1-тр. исчислении), в том числе	202 570,3
- магистральных	44 838,0
- распределительных (Ду менее 300 мм)	157 732,3
Протяженность по типу прокладки в 1-трубном исчислении, м:	
- надземная	19 884,0
- подземная	182 686,3
Материальная характеристика, м <sup>2</sup>	41 484,7

Наименование	ЦТЭЦ
Удельная материальная характеристика сети, м <sup>2</sup> /(Гкал/ч)	94,0
Вид грунта	Глина, суглинок. Водонасыщенный
Количество тепловых узлов, шт.	1530
Тип изоляции	Преимущественно маты минераловатные
Тип компенсации	П-образные компенсаторы, углы поворота трасс
Теплосетевые организации	ООО «Сибэнерго», ООО «ЭнергоТранзит»

### 3.2.4.Муниципальные котельные

Снабжают теплом локальные районы. Выдача тепловой мощности от муниципальных котельных осуществляется горячей водой по двухтрубным тепловым сетям по температурным графикам 95-70°С, кроме Куйбышевской центральной котельной – 110-70°С и Абашевской районной котельной – 130-70°С до ЦТП, после ЦТП – 95-70°С.

Абонентские установки подключены к котельным, в основном без смесительных устройств, для систем отопления. Расчетные напоры в узлах ввода потребителей обеспечиваются, в основном, дроссельными шайбами.

Подключение систем горячего водоснабжения – через смесительные устройства, кроме Куйбышевской центральной котельной, осуществляющей ГВС по отдельному трубопроводу по «тупиковой» схеме.

Прокладка тепловых сетей от муниципальных котельных преимущественно подземная в непроходных железобетонных каналах. В местах подключения потребителей или ответвлений построены подземные камеры, в которых установлены: запорная арматура, спускники, воздушники, сальниковые компенсаторы, неподвижные опоры и др.

Все тепловые сети разделены секционирующими задвижками на отдельные участки, протяженность которых принимается по СНиПу в зависимости от диаметра участка. В местах установки секционирующих задвижек построены неподвижные опоры, а также перемычки между трубопроводами с двумя задвижками, спускником и воздушником.

Информация по тепловым сетям и потребителям тепловой энергии г. Новокузнецка от ТЭЦ и котельных приведена в соответствующих приложениях к Главе 3 «Электронная модель системы теплоснабжения г. Новокузнецка». Она включает в себя: протяженность, диаметр, способ прокладки, тип изоляции, тип компенсаторов, наличие спускников и воздушников, тип арматуры, места установки неподвижных опор, характеристика тепло- и гидроизоляции трубопроводов, характеристика грунтов, отметки земли, привязка к существующим строениям и наличие ЦТП и их оборудование, схемы подключения (узлы ввода) потребителей, параметры сетевых и подпиточных насосов в котельных, а также насосов и оборудования в подкачивающих насосных станциях и ЦТП.

Сведения по муниципальным тепловым сетям от котельных ООО «Сибэнерго» представлены в таблице ниже.



**Таблица 36 – Сведения по тепловым сетям от муниципальных котельных ООО «Сибэнерго» и основных ведомственных котельных**

Наименование теплоисточника	Район	Тип присоединения ГВС	Температурный график	Протяженность тепловых сетей в 1-трубном исчислении, м			Протяженность по типу прокладки в 1-трубном исчислении, м		Материальная характеристика тепловых сетей, м <sup>2</sup>
				Всего	Магистральных	Распределительных (Ди менее 300 мм)	Надземная	Подземная	
Абашевская районная котельная	Орджоникидзевский	закрытая	130-70°С	47235,0	9389,0	37846,0	3805,0	43430,0	8456,0
Байдаевская центральная котельная №2	Орджоникидзевский	открытая	95-70°С	22388,7	5803,0	16585,7	1304,2	21084,5	4475,4
Зыряновская районная котельная	Орджоникидзевский	открытая	95-70°С	40879,5	7782,0	33097,5	10396,0	30483,5	7793,9
Котельная пос. Притомский	Орджоникидзевский	открытая	95-70°С	17294,0	4561,0	12733,0	4643,0	12651,0	3075,8
Котельная №19	Орджоникидзевский	открытая	95-70°С	248,0	0,0	248,0	0,0	248,0	39,4
Котельная №72	Орджоникидзевский	открытая	95-70°С	28,0	0,0	28,0	0,0	28,0	2,1
Котельная УПК	Заводской	открытая	95-70°С	220,0	0,0	220,0	0,0	220,0	22,6
Котельная ОРК «Таргай»	Новокузнецкий р-н, Кемеровская область	открытая	95-70°С	3343,0	0,0	3343,0	1811,0	1532,0	430,6
Котельная №1 п. Абагур-Лесной	Центральный	открытая	95-70°С	7173,0	0,0	7173,0	2280,0	4893,0	846,0
Котельная №2 п. Абагур-Лесной	Центральный	открытая	95-70°С	6382,0	0,0	6382,0	3220,0	3162,0	606,1
Котельная №3 п. Абагур-Лесной	Центральный	открытая	95-70°С	621,4	0,0	621,4	621,4	0,0	47,1
Куйбышевская центральная котельная	Куйбышевский	закрытая	110-70°С	52139,9	8753,0	43386,9	12729,5	39410,4	9797,1
Котельная пос. Листвяги	Куйбышевский	открытая	95-70°С	10327,0	1542,0	8785,0	3303,5	7023,5	1835,2
Котельная №6	Куйбышевский	открытая	95-70°С	759,0	0,0	759,0	0,0	759,0	85,0
Котельная Садопарковая	Куйбышевский	открытая	95-70°С	1085,0	0,0	1085,0	172,0	913,0	146,0
Котельная №32 (БПОУ)	Куйбышевский	открытая	95-70°С	2627,0	0,0	2627,0	1184,0	1443,0	282,6
Котельная №1 п. Разъезд-Абагуровский	Куйбышевский	закрытая	95-70°С	2768,0	0,0	2768,0	0,0	2768,0	212,8
Котельная №2 п. Разъезд-Абагуровский	Куйбышевский	закрытая	95-70°С	1893,0	0,0	1893,0	405,0	1488,0	194,5
Котельная проф. «Бунгур»	Новокузнецкий р-н,	открытая	95-70°С	1964,0	0,0	1964,0	632,0	1332,0	194,3

Наименование теплоисточника	Район	Тип присоединения ГВС	Температурный график	Протяженность тепловых сетей в 1-трубном исчислении, м			Протяженность по типу прокладки в 1-трубном исчислении, м		Материальная характеристика тепловых сетей, м <sup>2</sup>
				Всего	Магистральных	Распределительных (Ди менее 300 мм)	Надземная	Подземная	
ский»	Кемеровская область								
Котельная «РТРС»	Куйбышевский	открытая	95-70°С	228,0	0,0	228,0	0,0	228,0	22,0
Оздоровительного лагеря «Голубь»	Новокузнецкий р-н, Кемеровская область	открытая	95-70°С	575,0	0,0	575,0	30,0	545,0	48,4
Котельная школа №1	Куйбышевский	открытая	95-70°С	120,0	0,0	120,0	0,0	120,0	10,7
Котельная школа №23	Куйбышевский	открытая	95-70°С	229,4	0,0	229,4	0,0	229,4	21,2
Котельная школа №37	Куйбышевский	закрытая	95-70°С	240,0	0,0	240,0	152,0	88,0	20,9
Котельная школа №43	Куйбышевский	открытая	95-70°С	182,0	0,0	182,0	182,0	0,0	19,7
Котельная интернат №66 (Монтажник)	Новокузнецкий р-н, Кемеровская область	открытая	95-70°С	1024,0	0,0	1024,0	0,0	1024,0	72,7
Котельная школа №16	Центральный	открытая	95-70°С	144,0	0,0	144,0	0,0	144,0	15,6
Полосухинская	Заводской	открытая	95-70°С	1424,0	0,0	1424,0	0,0	1424,0	137,7
Кузнецкая крепость	Кузнецкий	закрытая	95-70°С	232,0	0,0	232,0	0,0	232,0	17,6
Котельная НКХП	Куйбышевский	закрытая	95-70°С	280,0	0,0	280,0	0,0	280,0	21,7
Новоильинская газовая котельная	Новоильинский	открытая	95-70°С	3368,0	124,0	3244,0	0,0	3368,0	587,7
Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный	Куйбышевский	закрытая	95-70°С	1166,0	0,0	1166,0	0,0	1166,0	141,5
Котельная ст. Абагур-Лесной	Центральный	закрытая	95-70°С	72,0	0,0	72,0	0,0	72,0	7,8
Котельная ООО ТК «Садовая»	Заводской	закрытая	95-70°С	1182,0	0,0	1182,0	598,0	584,0	127,7
Котельная ООО «Разрез Бунгурский Северный»	Куйбышевский	закрытая	95-70°С	126,0	0,0	126,0	0,0	126,0	8,8
<b>Итого</b>	-	-	-	<b>229967,9</b>	<b>37954,0</b>	<b>192013,9</b>	<b>47468,6</b>	<b>182499,3</b>	<b>39823,9</b>

### **3.3. Электронные и бумажные схемы тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии**

Схема тепловых сетей г. Новокузнецка представлены на рисунке ниже.

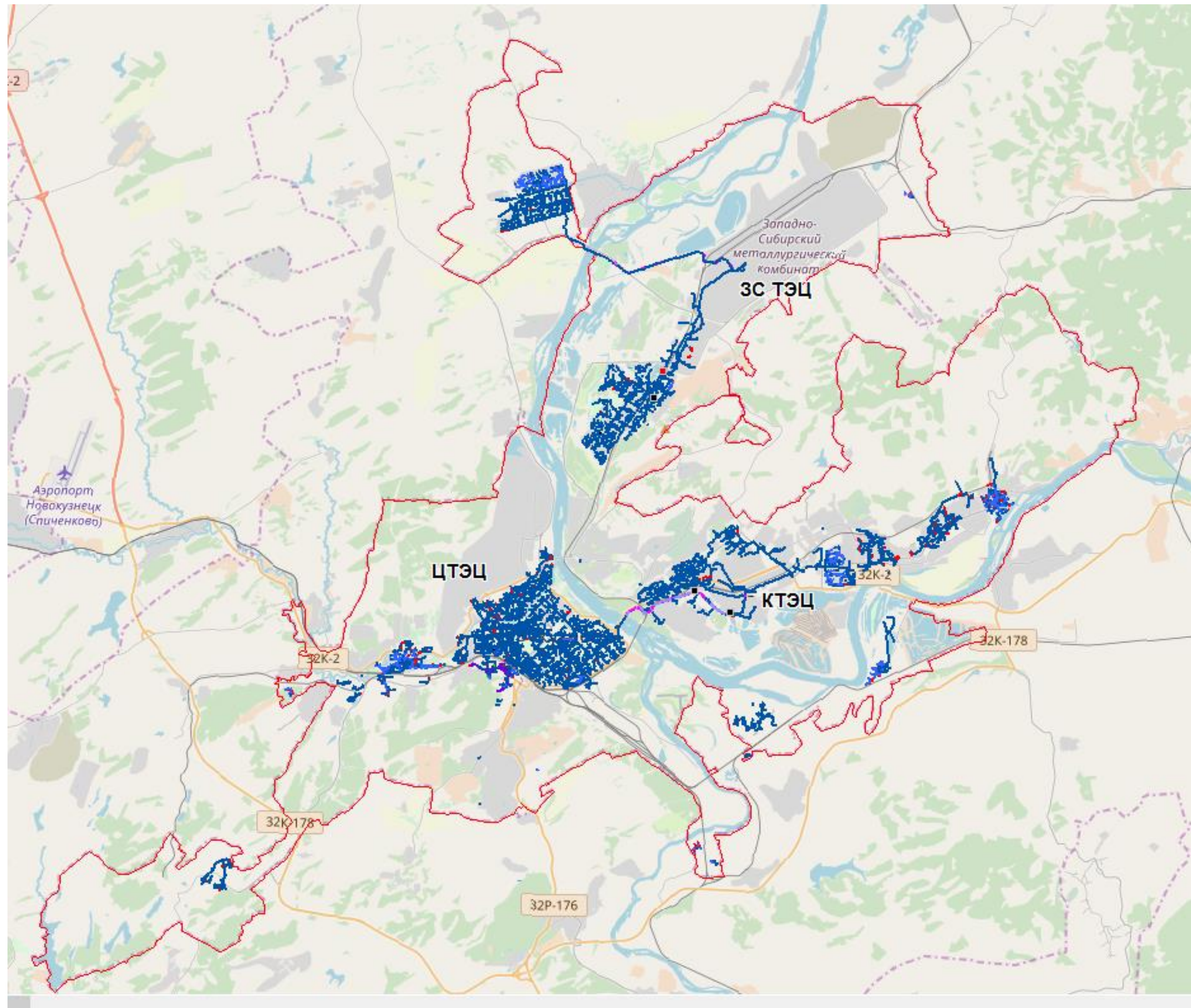


Рисунок 28 – Схема тепловых сетей г. Новокузнецка

### **3.4. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наиболее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки**

Новокузнецкий городской округ не имеет единой системы теплоснабжения. Каждая ТЭЦ работает локально на свой тепловой район. На тепловых сетях городского округа имеет место низкое качество теплоизоляции трубопроводов, что приводит к значительным тепловым потерям.

Компенсация тепловых удлинений от ТЭЦ при подземной прокладке – сальниковыми компенсаторами и поворотами трубопроводов, при надземной прокладке – П-образными компенсаторами и поворотами трубопроводов. Изоляция магистральных трубопроводов выполнена, в основном, минматами.

Протяженность тепловых сетей и сетей ГВС от ТЭЦ и муниципальных котельных в однетрубном исчислении составляет порядка 1 170,8 км, при этом большая часть тепловых сетей проложена диаметром менее 200 мм, что свидетельствует о разветвленной системе распределительных сетей.

Распределение материальных характеристик тепловых сетей по источникам теплоснабжения приведено на рисунке ниже:

- Кузнецкая ТЭЦ – 35,6%;
- Западно-Сибирская ТЭЦ – 33,8%;
- Центральная ТЭЦ – 16,0%;
- Муниципальные котельные – 14,6%;
- Ведомственные котельные – 0,1%.

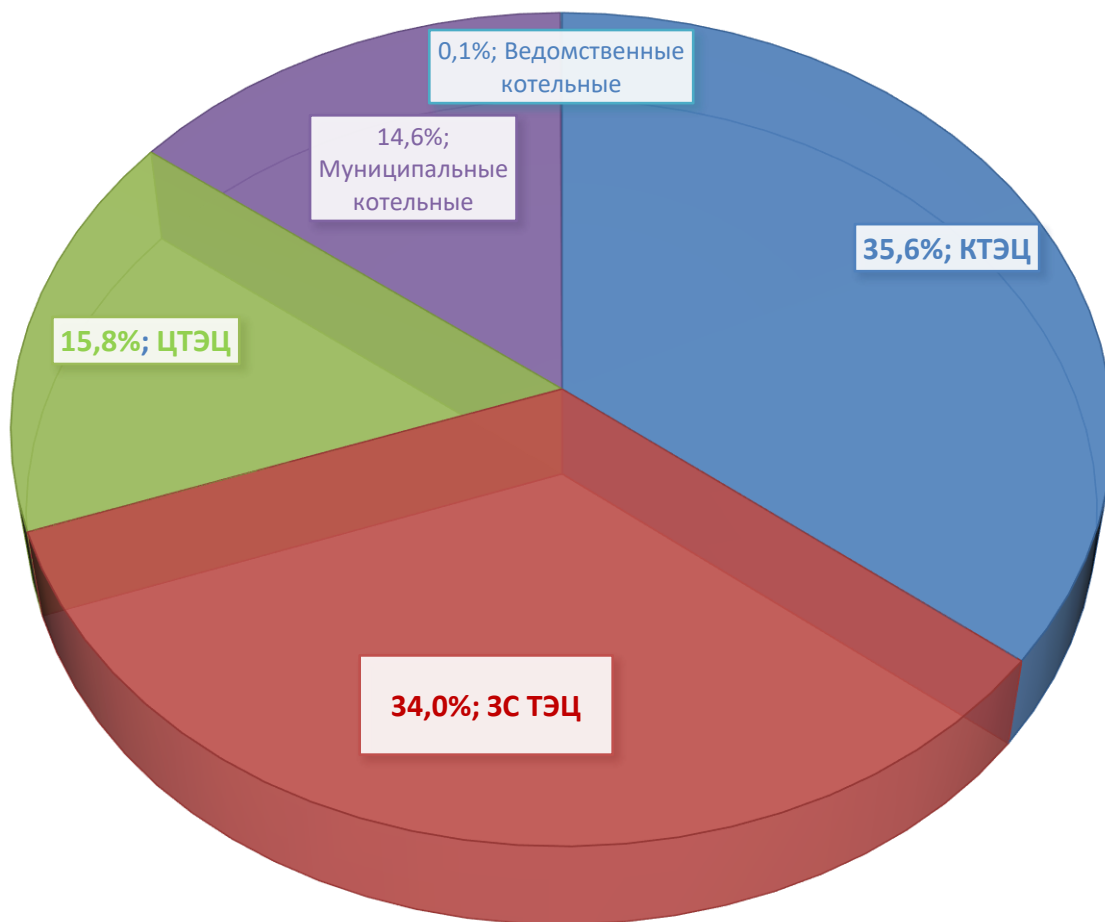
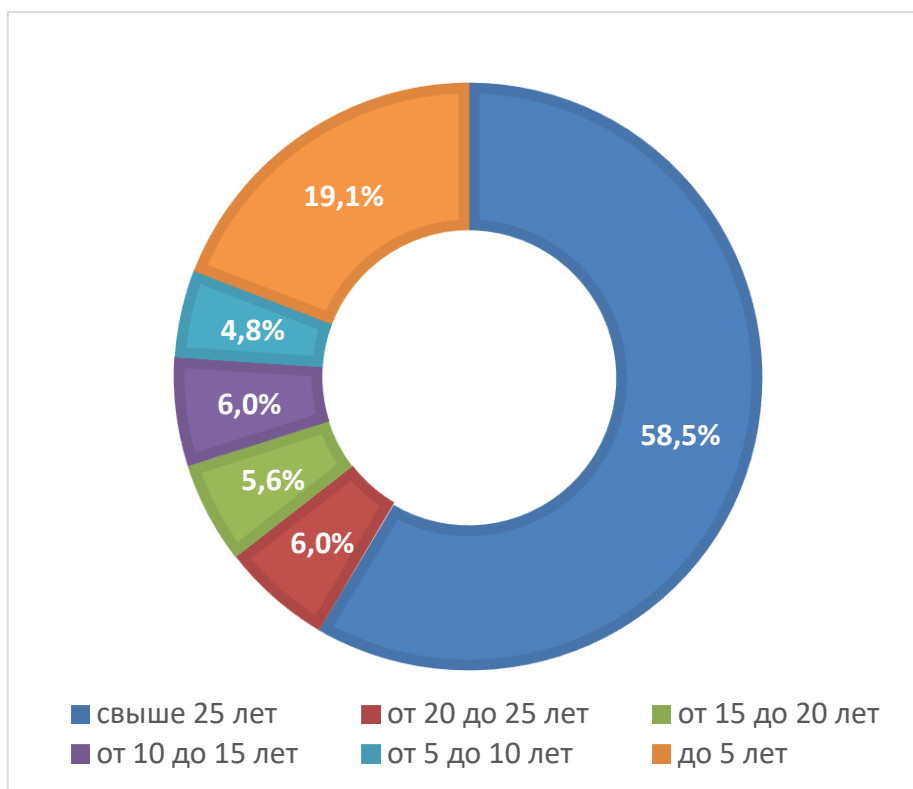


Рисунок 29 – Материальная характеристика тепловых сетей г. Новокузнецка по источникам

Таблица 37 – Протяженность и материальная характеристика тепловых сетей г. Новокузнецка по диаметрам

Ду, мм	Протяженность в 1-тр. исчислении, м	Материальная характеристика тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Протяженность по типу прокладки в 1-тр. исчислении, м	
			надземная	подземная
20	1077,5	26,9	186,0	891,5
25	2690,2	86,1	663,0	2027,2
32	3789,4	144,0	864,4	2925,0
40	6950,5	312,8	690,0	6260,5
50	72807,7	4150,1	6019,0	66788,7
70	77411,3	5883,3	4062,9	73348,4
80	148248,2	13194,1	3813,1	144435,1
100	206456,3	22297,3	16305,2	190151,1
125	30427,5	4046,9	1100,0	29327,5
150	183539,0	29181,4	17821,6	165717,4
200	119750,7	26225,4	17250,2	102500,5
250	40031,2	10928,5	3007,0	37024,2
300	55445,5	18019,8	12716,7	42728,8
350	11211,5	4226,7	2195,8	9015,7
400	53734,5	22861,4	13504,4	40230,1
450	1111,6	532,8	0,0	1111,6
500	37242,6	19735,5	6239,4	31003,2
600	18869,2	11887,6	12838,0	6031,2
700	62526,2	45018,9	38172,4	24353,8
800	20179,6	16547,3	3409,6	16770,0
1000	10592,6	10804,5	9950,2	642,4
1200	6782,0	8274,0	6782,0	0,0
<b>Итого</b>	<b>1170874,8</b>	<b>274385,1</b>	<b>177590,9</b>	<b>993283,9</b>



**Рисунок 30 – Срок эксплуатации тепловых сетей г. Новокузнецка по источникам**

Грунт представлен преимущественно глиной и суглинком: сухим, влажным и водонасыщенным. Отдельные участки: песок, супесь.

Зоны подтопления грунтовыми водами представлены в таблице ниже.

**Таблица 38 – Зоны подтопления грунтовыми водами**

Источник	Местонахождение	Тепловая камера
ЦТЭЦ	Центральный и Куйбышевский районы	ТК-8 Курако
		ТК-20 Курако - ТК-4 Куйбышева
		ТК-29 Курако - ТК-30 Курако
		ТК-22 Metallургов - ТК-23 Metallургов
		ТК-1 Спартака
		ТК-1 1-ая Горбольница
		ТК-4 Орджоникидзе
		ТК-9 Орджоникидзе
		ТК-41 Курако - ТК-42 Курако
		ТК-20 Кирова - узел "Б" Кирова
		К-1 Курако, 15
		ТК-7 Невского - ж/д Черноморская, 2
		ТК-1а Циолковского, 15а
ЗСТЭЦ	Заводской район	Квартал №8-13: ТК-13/37, ТК-13/38
		Квартал №10: ТК-10/22, ТК-10/22а
		Квартал №13а: ТК-13а/16, ТК-13а/17, ТК-13а/17а, ТК-13а/18, ТК-13а/23
	Западный тепловывод	ТК-IV-9, ТК-IV-5

Источник	Местонахождение	Тепловая камера
	Новоильинский район	Квартал №3-13: ТК-3/43, ТК-3/44
		Квартал №4а: ТК-4а/10, ТК-4а/10а, ТК-4а/17
		Квартал №14а: ТК-14а/8, ТК-14а/9
		Квартал №20: ТК-20/2
Абашевская районная котельная	ул. Д. Шахтера	ТК15-ТК38
	ул. Маркшейдерская	ТК15-ТК39
	ул. Юбилейная	ТК14-ТК15 ТК1-ТК5
Зыряновская районная котельная	ул. Пархоменко	ТК93-ТК94
	ул. Барабинская	ТК1а-ТК75
	пер. Шахтостроительный	ТК75-ТК88
	ул. Зыряновская	ТК43-ТК44
Байдаевская центральная котельная №2	ул. Слесарная	ТК46-ТК47
	ул. Мурманская	ТК83-ТК84
Котельные №№ 1, 2 п. Абагур-Лесной	пр. Дагестанский	ТК2-ТК3; ТК2\4
	ул. Дагестанская	ТК7-ТК8
	ул. Орлова	ТК4-ТК10\2
Куйбышевская центральная котельная	Куйбышевский район	ТК7-ТК8с

### 3.4.1. Кузнецкая ТЭЦ

Основная доля трубопроводов тепловых сетей проложена подземным способом. Компенсация тепловых удлинений магистральных трубопроводов от КТЭЦ при подземной прокладке выполнена сальниковыми компенсаторами и поворотами трубопроводов, при надземной прокладке П-образными компенсаторами и поворотами трубопроводов. Изоляция трубопроводов выполнена, в основном, минераловатными матами и плитами. На тепловых сетях установлена следующая арматура: задвижки, регуляторы давления, дроссельные клапаны, обратные клапаны, вентили. Больше половины тепловых сетей от КТЭЦ проложены диаметром менее 200 мм, что говорит о разветвленной системе квартальных сетей.

Параметры сетей Кузнецкой ТЭЦ по протяженности и материальной характеристике приведены в таблице ниже.

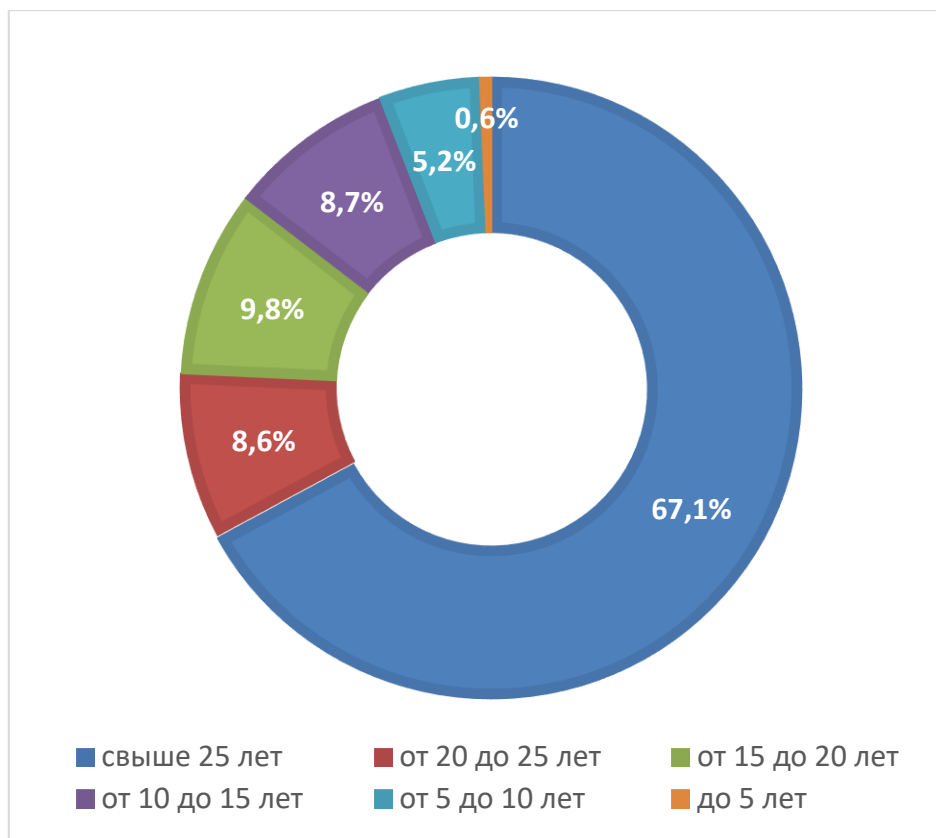
**Таблица 39 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от Кузнецкой ТЭЦ**

Ду, мм	Протяженность в 1-тр. исчислении, м	Материальная характеристика тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Протяженность по типу прокладки в 1-тр. исчислении, м	
			надземная	подземная
20	529,0	13,2	114,0	415,0
25	641,0	20,5	154,0	487,0
32	180,0	6,8	0,0	180,0
40	1604,0	72,2	64,0	1540,0
50	17575,0	1001,8	777,0	16798,0
70	30940,2	2351,5	1469,7	29470,5



Ди, мм	Протяженность в 1-тр. исчислении, м	Материальная характеристика тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Протяженность по типу прокладки в 1-тр. исчислении, м	
			надземная	подземная
80	56447,1	5023,8	1096,6	55350,5
100	62395,2	6738,7	2219,7	60175,5
125	9558,7	1271,3	92,0	9466,7
150	65172,1	10361,1	8671,0	56501,1
200	43738,9	9578,8	4068,0	39670,9
250	12636,0	3449,6	0,0	12636,0
300	23764,5	7723,5	8585,7	15178,8
350	2030,5	765,5	116,8	1913,7
400	11209,8	4775,4	1703,4	9506,4
450	705,6	338,7	0,0	705,6
500	9379,2	4971,0	833,4	8545,8
600	14554,2	9169,1	12729,0	1825,2
700	17301,6	12457,2	10912,0	6389,6
800	8580,2	7035,8	977,6	7602,6
900	0,0	0,0	0,0	0,0
1000	10592,6	10804,5	9950,2	642,4
1200	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Итого</b>	<b>399535,4</b>	<b>97929,8</b>	<b>64534,1</b>	<b>335001,3</b>

Распределение тепловых сетей от Кузнецкой ТЭЦ по срокам ввода в эксплуатацию представлено на рисунке ниже.



**Рисунок 31 – Срок эксплуатации тепловых сетей от Кузнецкой ТЭЦ**

Как видно из рисунков срок эксплуатации более 67% тепловых сетей от Кузнецкой ТЭЦ превышает 25 лет.

С целью повышения надежности теплоснабжения потребителей, подключенных к КТЭЦ, рекомендуется осуществлять планомерную перекладку трубопроводов, имеющих высокую степень износа по результатам проведения ЭПБ.

### 3.4.2. Западно-Сибирская ТЭЦ

Основная доля трубопроводов тепловых сетей проложена подземным способом. Компенсация тепловых удлинений магистральных трубопроводов от ЗСТЭЦ подземной прокладке выполнена сальниковыми компенсаторами и поворотами трубопроводов, при надземной прокладке П-образными компенсаторами и поворотами трубопроводов. Изоляция трубопроводов выполнена, в основном, минераловатными матами и плитами. Установлена следующая запорная арматура: задвижки, вентили, обратные клапаны. Регулирующая арматура – регуляторы давления, дроссельные клапаны. Больше половины тепловых сетей от ЗСТЭЦ проложены диаметром менее 200 мм, что говорит о разветвленной системе квартальных сетей.

Параметры сетей Западно-Сибирской ТЭЦ по протяженности и материальной характеристике приведены в таблицах ниже.

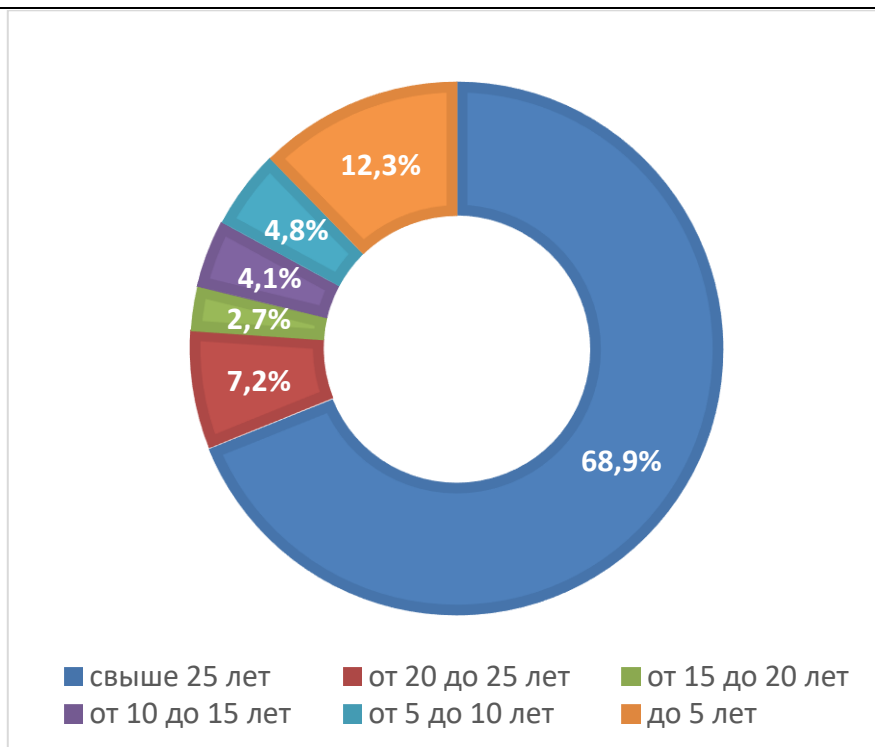
**Таблица 40 – Протяженность и материальная характеристика тепловых сетей от ЗСТЭЦ в Новоильинском районе (ТМ №1)**

Ду, мм	Протяженность в 1-тр. исчислениях, м	Материальная характеристика тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Протяженность по типу прокладки в 1-тр. исчислениях, м	
			надземная	подземная
20	0,0	0,0	0,0	0,0
25	118,0	3,8	0,0	118,0
32	781,0	29,7	0,0	781,0
40	1001,5	45,1	0,0	1001,5
50	9416,8	536,8	0,0	9416,8
70	10394,8	790,0	0,0	10394,8
80	23467,8	2088,6	0,0	23467,8
100	15180,1	1639,5	0,0	15180,1
125	6538,1	869,6	0,0	6538,1
150	21108,1	3356,2	0,0	21108,1
200	17798,0	3897,8	1187,0	16611,0
250	7853,0	2143,9	0,0	7853,0
300	2896,0	941,2	0,0	2896,0
350	2430,0	916,1	0,0	2430,0
400	6544,2	2787,8	0,0	6544,2
450	0,0	0,0	0,0	0,0
500	6869,0	3639,8	160,0	6709,0
600	186,0	117,2	0,0	186,0
700	17992,2	12954,4	14305,2	3687,0
800	10843,4	8891,6	1676,0	9167,4
900	0,0	0,0	0,0	0,0
1000	0,0	0,0	0,0	0,0
1200	1222,0	1490,8	1222,0	0,0
<b>Итого</b>	<b>162640,0</b>	<b>47139,8</b>	<b>18550,2</b>	<b>144089,8</b>

**Таблица 41 – Протяженность и материальная характеристика тепловых сетей от ЗСТЭЦ в Заводской район (ТМ №2)**

Ди, мм	Протяженность в 1-тр. исчислении, м	Материальная характеристика тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Протяженность по типу прокладки в 1-тр. исчислении, м	
			надземная	подземная
20	0,0	0,0	0,0	0,0
25	172,0	5,5	92,0	80,0
32	549,0	20,9	0,0	549,0
40	521,5	23,5	8,0	513,5
50	7470,0	425,8	711,0	6759,0
70	14455,4	1098,6	194,0	14261,4
80	25943,4	2309,0	248,0	25695,4
100	30423,7	3285,8	2880,0	27543,7
125	6547,3	870,8	188,0	6359,3
150	25509,7	4056,0	1839,6	23670,1
200	12089,8	2647,7	1095,2	10994,6
250	4468,2	1219,8	1123,0	3345,2
300	4866,0	1581,5	150,0	4716,0
350	0,0	0,0	0,0	0,0
400	674,0	287,1	60,0	614,0
450	108,0	51,6	0,0	108,0
500	8827,4	4676,1	352,0	8475,4
600	2693,0	1696,6	0,0	2693,0
700	20318,4	14629,2	11897,2	8421,2
800	756,0	619,9	756,0	0,0
900	0,0	0,0	0,0	0,0
1000	0,0	0,0	0,0	0,0
1200	5560,0	6783,2	5560,0	0,0
<b>Итого</b>	<b>171952,7</b>	<b>46288,6</b>	<b>27154,0</b>	<b>144798,7</b>

Распределение тепловых сетей от Западно-Сибирской ТЭЦ по срокам ввода в эксплуатацию представлено на рисунке ниже.



**Рисунок 32 – Распределение магистральных тепловых сетей от Западно-Сибирской ТЭЦ по срокам ввода в эксплуатацию**

Как видно из рисунков срок эксплуатации более 68% тепловых сетей от ЗСТЭЦ превышает 25 лет.

С целью повышения надежности теплоснабжения потребителей, подключенных к ЗСТЭЦ, рекомендуется осуществлять планомерную перекладку трубопроводов, имеющих высокую степень износа по результатам проведения ЭПБ.

### 3.4.3. Центральная ТЭЦ

Основная доля трубопроводов тепловых сетей проложена подземным способом. Компенсация тепловых удлинений магистральных трубопроводов от ЦТЭЦ преимущественно П-образными компенсаторами. Изоляция трубопроводов выполнен, в основном, минераловатными матами и плитами. На тепловых сетях установлена запорная арматура – задвижки, обратные клапаны, вентили. Регулирующая арматура – регуляторы давления, дроссельные клапаны.

Большая часть тепловых сетей от ЦТЭЦ проложена диаметром менее 200 мм, что говорит о разветвленной системе квартальных сетей.

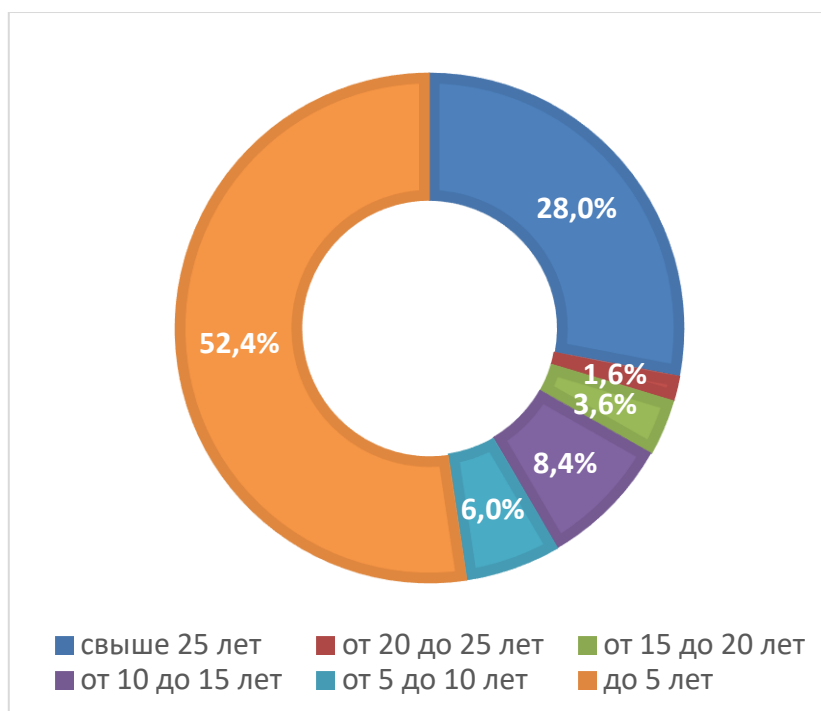
Параметры сетей Центральной ТЭЦ по протяженности и материальной характеристике приведены в таблицах ниже.

**Таблица 42 – Протяженность и материальная характеристика тепловых сетей от ЦТЭЦ**

Ду, мм	Протяженность в 1-тр. исчислении, м	Материальная характеристика тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Протяженность по типу прокладки в 1-тр. исчислении, м	
			надземная	подземная
20	0,0	0,0	0,0	0,0
25	65,0	2,1	0,0	65,0

Ду, мм	Протяженность в 1-тр. исчислении, м	Материальная характеристика тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Протяженность по типу прокладки в 1-тр. исчислении, м	
			надземная	подземная
32	368,0	14,0	0,0	368,0
40	248,0	11,2	0,0	248,0
50	10571,8	602,6	1920,0	8651,8
70	10604,7	806,0	317,0	10287,7
80	21499,3	1913,4	454,0	21045,3
100	46731,0	5046,9	4115,0	42616,0
125	5056,4	672,5	0,0	5056,4
150	36135,1	5745,5	2162,0	33973,1
200	18108,0	3965,7	2694,0	15414,0
250	8345,0	2278,2	1366,0	6979,0
300	13999,0	4549,7	3355,0	10644,0
350	2859,0	1077,8	283,0	2576,0
400	14036,0	5979,3	1937,0	12099,0
450	298,0	142,4	0,0	298,0
500	5418,0	2871,5	114,0	5304,0
600	1314,0	827,8	109,0	1205,0
700	6914,0	4978,1	1058,0	5856,0
800	0,0	0,0	0,0	0,0
900	0,0	0,0	0,0	0,0
1000	0,0	0,0	0,0	0,0
1200	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Итого</b>	<b>202570,3</b>	<b>41484,7</b>	<b>19884,0</b>	<b>182686,3</b>

Распределение тепловых сетей от Центральной ТЭЦ по срокам ввода в эксплуатацию представлено на рисунке ниже.



**Рисунок 33 – Распределение магистральных тепловых сетей от Центральной ТЭЦ по срокам ввода в эксплуатацию**

Как видно из рисунков доля тепловых сетей от ЦТЭЦ со сроком эксплуатации более 25 лет составляет 28%, что значительно меньше по сравнению с другими ТЭЦ Новокузнецка. Однако, доля тепловых сетей со сроком эксплуатации более 20 лет составляет около 80%, что говорит о высоком износе тепловых сетей.

С целью повышения надежности теплоснабжения потребителей, подключенных к ЦТЭЦ, рекомендуется осуществлять планомерную перекладку трубопроводов, имеющих высокую степень износа по результатам проведения ЭПБ.

### 3.4.4. Крупные муниципальные котельные ООО «Сибэнерго»

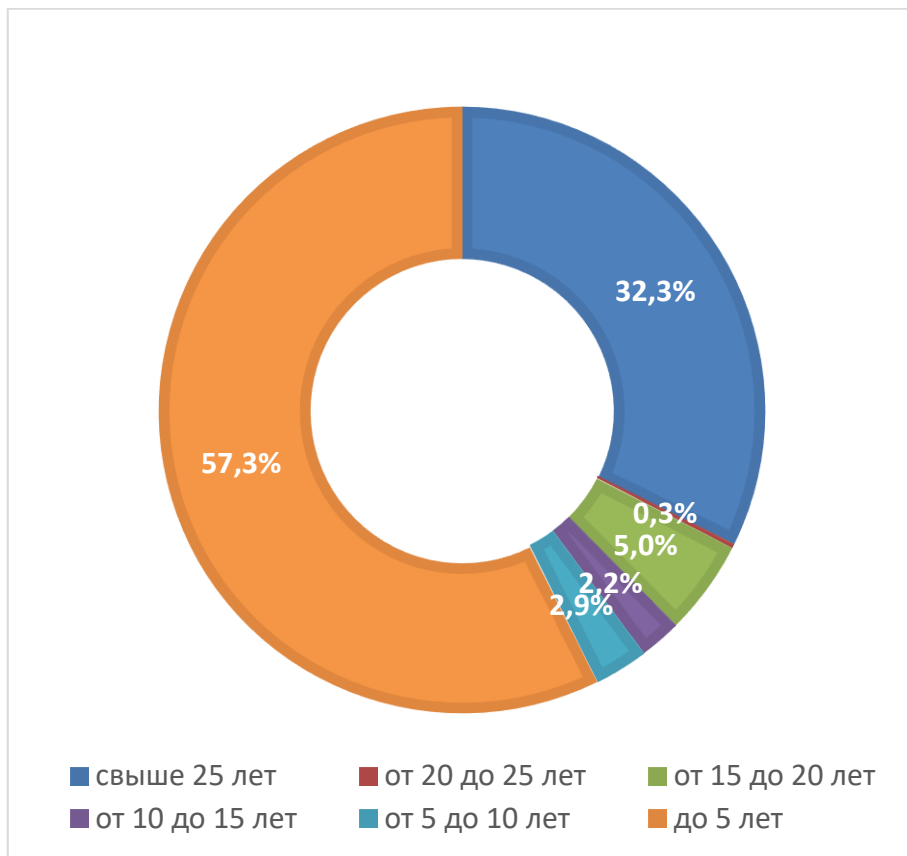
#### *Куйбышевская центральная котельная*

Общая протяженность тепловых сетей в однострубно́м исчислении составляет порядка 50 км. Тепловые сети от котельной – трехтрубные, компенсация тепловых удлинений трубопроводов - П-образные и сальниковые компенсаторы. Тип тепловой изоляции трубопроводов – минматы, участки трубопроводов, построенные или отремонтированные с 2006 г. по 2011 г. – скорлупы из пенополиуретана (ППУ). Материальная характеристика и протяженность тепловых сетей приведена в таблице ниже.

**Таблица 43 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от Куйбышевской центральной котельной по диаметрам трубопроводов**

Ду, мм	Протяженность в 1-тр. исчислении, м	Материальная характеристика тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Протяженность по типу прокладки в 1-тр. исчислении, м	
			надземная	подземная
20	121,5	3,0	0,0	121,5
25	475,0	15,2	367,0	108,0
32	885,0	33,6	734,0	151,0
40	224,0	10,1	0,0	224,0
50	5058,0	288,3	683,0	4375,0
70	2114,0	160,7	584,0	1530,0
80	4013,5	357,2	255,0	3758,5
100	11508,9	1243,0	779,0	10729,9
125	96,0	12,8	0,0	96,0
150	6946,0	1104,4	1282,0	5664,0
200	8630,0	1890,0	3278,5	5351,5
250	3315,0	905,0	162,0	3153,0
300	1504,0	488,8	44,0	1460,0
350	1594,0	600,9	1056,0	538,0
400	3127,0	1332,1	1475,0	1652,0
450	0,0	0,0	0,0	0,0
500	2406,0	1275,2	2030,0	376,0
600	122,0	76,9	0,0	122,0
<b>Итого</b>	<b>52139,9</b>	<b>9797,1</b>	<b>12729,5</b>	<b>39410,4</b>

Распределение тепловых сетей от Куйбышевской центральной котельной по срокам ввода в эксплуатацию представлено на рисунке ниже.



**Рисунок 34 – Распределение магистральных тепловых сетей от Куйбышевской центральной котельной по срокам ввода в эксплуатацию**

#### *Зырянская районная котельная*

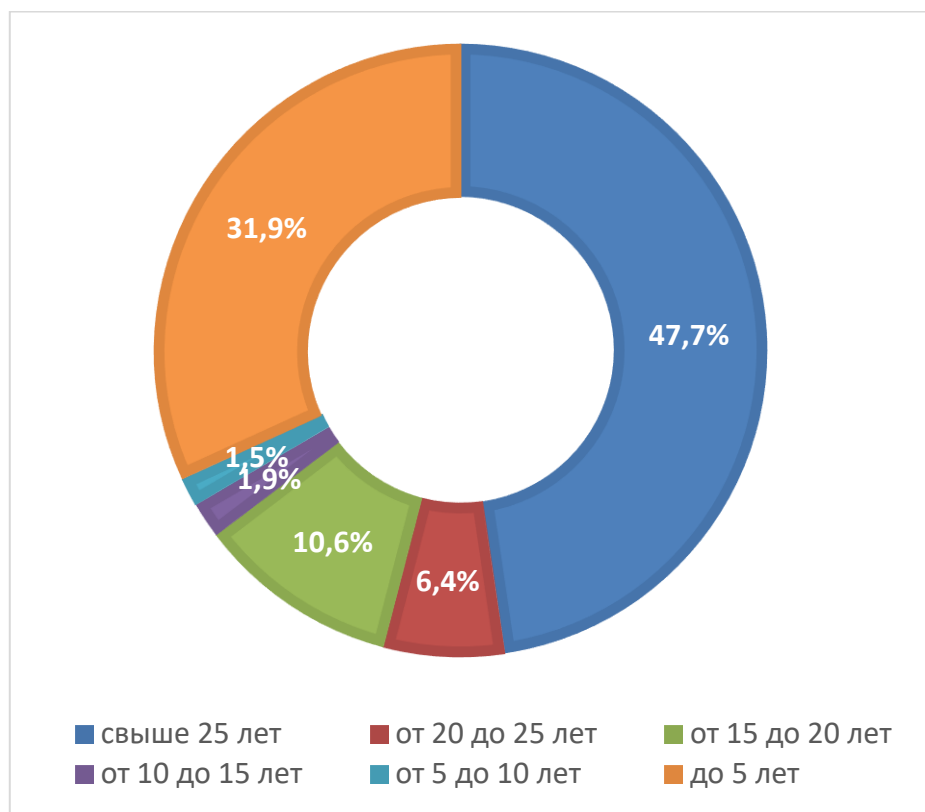
Общая протяженность тепловых сетей в однострубно́м исчислении составляет порядка 40 км. Тепловые сети от котельной – двухтрубные, компенсация тепловых удлинений трубопроводов – П-образные компенсаторы и углы поворота трасс. Тип тепловой изоляции трубопроводов – минматы, участки трубопроводов, построенные или отремонтированные с 2005 г. по 2011 г. – скорлупы из пенополиуретана (ППУ). Материальная характеристика и протяженность тепловых сетей приведена в таблице 44.

**Таблица 44 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от Зырянской районной котельной по диаметрам трубопроводов**

Ди, мм	Протяженность в 1-тр. исчислении, м	Материальная характеристика тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Протяженность по типу прокладки в 1-тр. исчислении, м	
			надземная	подземная
20	0,0	0,0	0,0	0,0
25	310,0	9,9	0,0	310,0
32	213,0	8,1	24,0	189,0
40	104,0	4,7	0,0	104,0
50	2310,5	131,7	134,0	2176,5
70	970,0	73,7	0,0	970,0

Ди, мм	Протяженность в 1-тр. исчислении, м	Материальная характеристика тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Протяженность по типу прокладки в 1-тр. исчислении, м	
			надземная	подземная
80	2517,0	224,0	336,0	2181,0
100	11415,0	1232,8	1510,0	9905,0
125	376,0	50,0	0,0	376,0
150	7497,0	1192,0	874,0	6623,0
200	7049,0	1543,7	2962,0	4087,0
250	336,0	91,7	0,0	336,0
300	2806,0	912,0	438,0	2368,0
350	436,0	164,4	0,0	436,0
400	2414,0	1028,4	1992,0	422,0
450	0,0	0,0	0,0	0,0
500	2126,0	1126,8	2126,0	0,0
<b>Итого</b>	<b>40879,5</b>	<b>7793,9</b>	<b>10396,0</b>	<b>30483,5</b>

Распределение тепловых сетей от Зырянской районной котельной по срокам ввода в эксплуатацию представлено на рисунке ниже.



**Рисунок 35 – Распределение магистральных тепловых сетей от Зырянской районной котельной по срокам ввода в эксплуатацию**

#### *Байдаевская центральная котельная*

Общая протяженность тепловых сетей в однострубно исчислении составляет порядка 22 км. Тепловые сети от котельной – двухтрубные (отдельные участки трехтрубные), компенсация тепловых удлинений трубопроводов – П-образные, сальниковые компенсаторы и углы поворота трасс. Тип

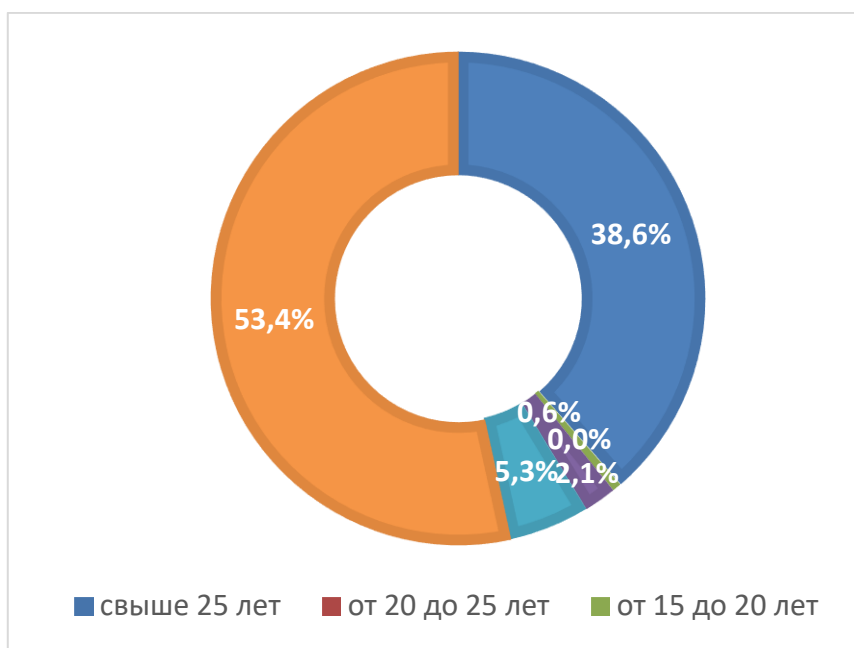


тепловой изоляции трубопроводов – минматы, участки трубопроводов, построенные или отремонтированные с 2004 г. по 2011 г. – скорлупы из пенополиуретана (ППУ). Материальная характеристика и протяженность тепловых сетей приведена в таблице ниже.

**Таблица 45 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от Байдаевской центральной котельной по диаметрам трубопроводов**

Ди, мм	Протяженность в 1-тр. исчислении, м	Материальная характеристика тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Протяженность по типу прокладки в 1-тр. исчислении, м	
			надземная	подземная
20	0,0	0,0	0,0	0,0
25	23,2	0,7	0,0	23,2
32	155,0	5,9	0,0	155,0
40	0,0	0,0	0,0	0,0
50	2221,1	126,6	0,0	2221,1
70	469,2	35,7	120,2	349,0
80	1335,1	118,8	0,0	1335,1
100	7225,1	780,3	344,0	6881,1
125	262,0	34,8	0,0	262,0
150	3129,0	497,5	0,0	3129,0
200	1624,0	355,7	0,0	1624,0
250	142,0	38,8	0,0	142,0
300	1013,0	329,2	0,0	1013,0
350	1332,0	502,2	740,0	592,0
400	1765,0	751,9	0,0	1765,0
450	0,0	0,0	0,0	0,0
500	1693,0	897,3	100,0	1593,0
<b>Итого</b>	<b>22388,7</b>	<b>4475,4</b>	<b>1304,2</b>	<b>21084,5</b>

Распределение тепловых сетей от Байдаевской центральной котельной по срокам ввода в эксплуатацию представлено на рисунке ниже.



**Рисунок 36 – Распределение магистральных тепловых сетей от Байдаевской центральной котельной по срокам ввода в эксплуатацию**

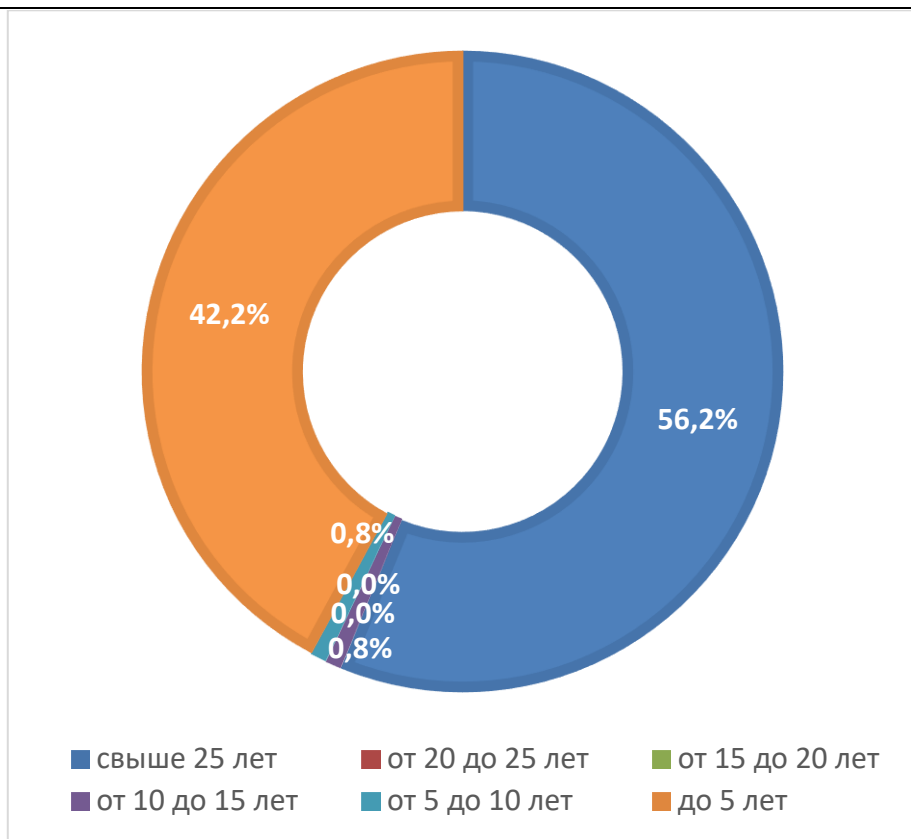
*Абашевская районная котельная*

Общая протяженность тепловых сетей от котельной до потребителей в одноструйном исчислении составляет порядка 47 км. Компенсация тепловых удлинений трубопроводов П-образными компенсаторами и углами поворота трасс. Тип тепловой изоляции трубопроводов – минматы, участки трубопроводов, построенные или отремонтированные с 2004 г. по 2011 г. – скорлупы из пенополиуретана (ППУ). Материальная характеристика и протяженность тепловых сетей приведена в таблице ниже.

**Таблица 46 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от Абашевской районной котельной по диаметрам трубопроводов**

Ди, мм	Протяженность в 1-тр. исчислении, м	Материальная характеристика тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Протяженность по типу прокладки в 1-тр. исчислении, м	
			надземная	подземная
20	307,0	7,7	0,0	307,0
25	453,0	14,5	0,0	453,0
32	296,0	11,2	0,0	296,0
40	1327,0	59,7	0,0	1327,0
50	7083,0	403,7	0,0	7083,0
70	1508,0	114,6	0,0	1508,0
80	4474,0	398,2	0,0	4474,0
100	7768,0	838,9	117,0	7651,0
125	170,0	22,6	0,0	170,0
150	8015,0	1274,4	342,0	7673,0
200	4901,0	1073,3	160,0	4741,0
250	1544,0	421,5	0,0	1544,0
300	2105,0	684,1	0,0	2105,0
350	530,0	199,8	0,0	530,0
400	6230,0	2654,0	2662,0	3568,0
450	0,0	0,0	0,0	0,0
500	524,0	277,7	524,0	0,0
<b>Итого</b>	<b>47235,0</b>	<b>8456,0</b>	<b>3805,0</b>	<b>43430,0</b>

Распределение тепловых сетей от Абашевской районной котельной по срокам ввода в эксплуатацию представлено на рисунке ниже.



**Рисунок 37 – Распределение магистральных тепловых сетей от Абашевской районной котельной по срокам ввода в эксплуатацию**

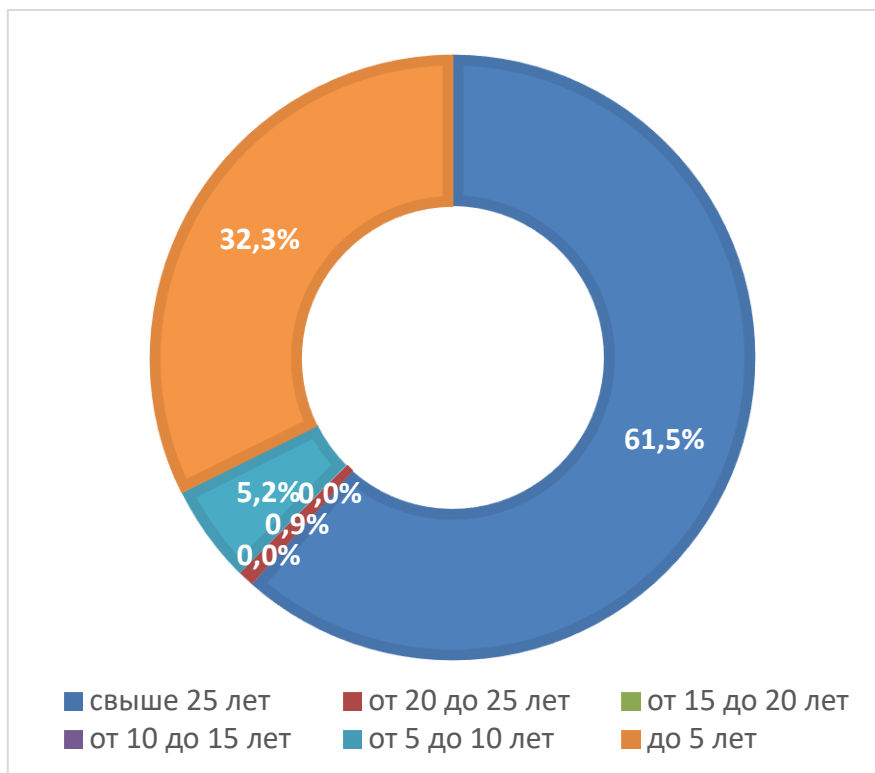
#### *Котельная п. Листвяги*

Общая протяженность тепловых сетей составляет порядка 10 км в однострубно́м исчислении. Компенсация тепловых удлинений трубопроводов – П-образные компенсаторы и углы поворота трасс. Тип тепловой изоляции трубопроводов – минматы, участки трубопроводов, построенные или отремонтированные с 2004 г. по 2009 г. – скорлупы из пенополиуретана (ППУ). Материальная характеристика и протяженность тепловых сетей приведена в таблице ниже.

**Таблица 47 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от котельной Листвяги по диаметрам трубопроводов**

Диаметр, мм	Протяженность в 1-тр. исчислении, м	Материальная характеристика тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Протяженность по типу прокладки в 1-тр. исчислении, м	
			надземная	подземная
50	866,0	49,4	212,0	654,0
70	299,0	22,7	0,0	299,0
80	1364,0	121,4	300,0	1064,0
100	1231,0	132,9	84,0	1147,0
125	0,0	0,0	0,0	0,0
150	2228,0	354,3	1092,0	1136,0
200	2041,0	447,0	1373,5	667,5
250	756,0	206,4	242,0	514,0
300	1542,0	501,2	0,0	1542,0
<b>Итого</b>	<b>10327,0</b>	<b>1835,2</b>	<b>3303,5</b>	<b>7023,5</b>

Распределение тепловых сетей от котельной Листвяги по срокам ввода в эксплуатацию представлено на рисунке ниже.



**Рисунок 38 – Распределение магистральных тепловых сетей от котельной Листвяги по срокам ввода в эксплуатацию**

### *Котельная поселка Притомский*

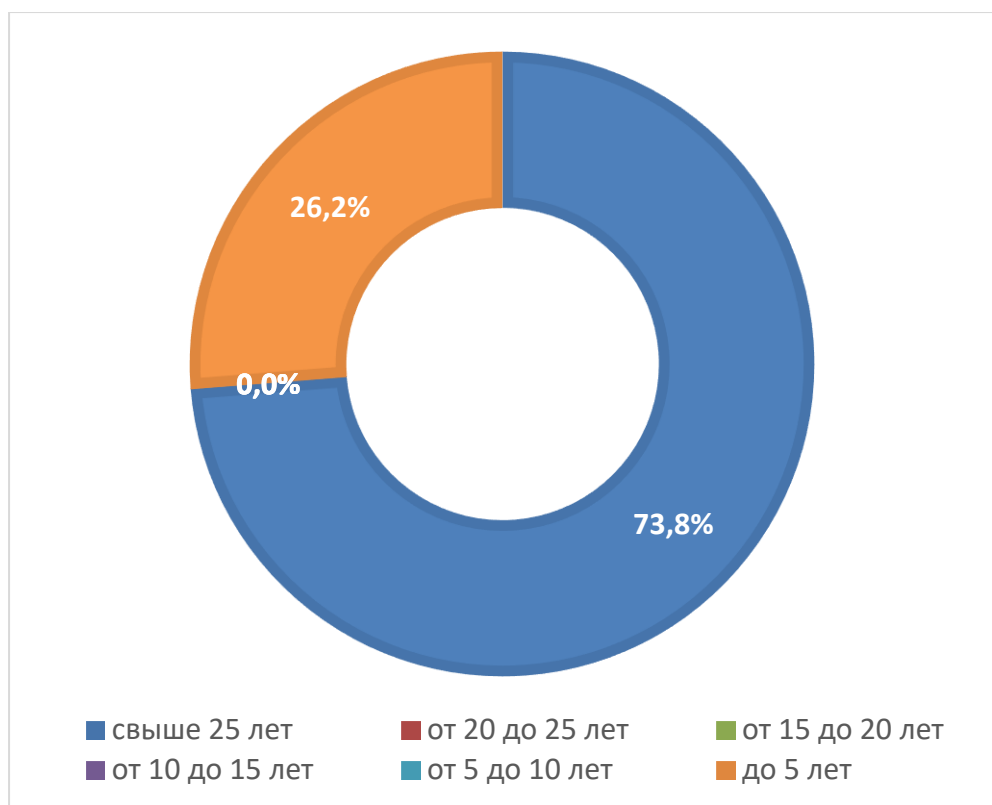
Общая протяженность тепловых сетей составляет порядка 17 км в однострубно́м исчислении. Компенсация тепловых удлинений трубопроводов – П-образные компенсаторы и углы поворота трасс. Тип тепловой изоляции трубопроводов – минматы. Материальная характеристика и протяженность тепловых сетей приведена в таблице ниже.

**Таблица 48 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от котельной п. Притомский по диаметрам трубопроводов**

Ду, мм	Протяженность в 1-тр. исчислении, м	Материальная характеристика тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Протяженность по типу прокладки в 1-тр. исчислении, м	
			надземная	подземная
20	48,0	1,2	0,0	48,0
25	290,0	9,3	0,0	290,0
32	194,0	7,4	0,0	194,0
40	690,5	31,1	0,0	690,5
50	3416,5	194,7	0,0	3416,5
70	1130,0	85,9	0,0	1130,0
80	2134,5	190,0	0,0	2134,5
100	1960,5	211,7	242,0	1718,5
125	885,0	117,7	182,0	703,0

Ди, мм	Протяженность в 1-тр. исчислении, м	Материальная характеристика тепловых сетей, м <sup>2</sup>	Протяженность по типу прокладки в 1-тр. исчислении, м	
			надземная	подземная
150	1137,0	180,8	60,0	1077,0
200	829,0	181,6	340,0	489,0
250	18,0	4,9	0,0	18,0
300	826,0	268,5	144,0	682,0
400	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Итого</b>	<b>17294,0</b>	<b>3075,8</b>	<b>4643,0</b>	<b>12651,0</b>

Распределение тепловых сетей от котельной п. Притомский по срокам ввода в эксплуатацию приведено на рисунке ниже.



**Рисунок 39 – Распределение тепловых сетей от котельной п. Притомский по срокам ввода в эксплуатацию**

### 3.5. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

В качестве запорной арматуры на тепловых сетях используются стальные задвижки и шаровые краны, в качестве запорно-регулирующей – дисковые поворотные затворы. Кроме задвижек в качестве спускных устройств - воздушников и спускников – применены вентили.

### 3.6. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов

В местах установки секционирующих задвижек, а также при установке запорной арматуры, на ответвлениях к потребителям, в местах подключения распределительных тепловых сетей к маги-

стральным построены тепловые камеры - при подземной прокладке тепловых сетей и павильоны при надземной прокладке тепловых сетей.

Строительная часть тепловых камер выполнена или из кирпича, или железобетонных блоков. Во всех камерах построены прямки для сбора воды.

Принципиальные схемы оборудования тепловых камер на магистральных тепловых сетях приведены в электронной модели тепловых сетей. Всего на тепловых сетях построено 6453 камеры, в т.ч.:

- от КТЭЦ – 2067 шт.,
- от ЗС ТЭЦ – 1999 шт.,
- от ЦТЭЦ – 766 шт.,
- от котельной Куйбышевской – 171 шт.,
- от котельной Байдаевская – 110 шт.,
- от котельной Зыряновская – 134 шт.,
- от котельной Абашевская – 118 шт.,
- от котельной Притомская – 32 шт.,
- от котельной Листвяги – 32 шт.

Что касается павильонов, то в городе на тепловых сетях построено 11 павильонов.

В качестве регулирующих устройств в насосных станциях установлены регуляторы расхода сетевой воды и давления, в узлах ввода – регуляторы температуры.

На отдельных участках тепловых сетей для предотвращения циркуляции сетевой воды от опрокидывания установлены обратные клапаны.

### **3.7. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности**

Отпуск тепла от ТЭЦ осуществляется по температурному графику 150-70°C со срезкой на 125°C с применением количественно-качественного регулирования на источнике теплоты. Проектная температура сетевой воды в тепловых сетях КТЭЦ, ЗС ТЭЦ и ЦТЭЦ принята 150°C в подающих трубопроводах и 70°C в обратных трубопроводах. Утвержденные пьезометрические графики ТЭЦ приведены в разделе 2.8.

В связи с тем, что фактический расход сетевой воды в системах теплоснабжения превышает расчетный расход, что может быть следствием в том числе и неправильного подбора дроссельных шайб, а также в связи с высоким износом тепловых сетей температура теплоносителя в подающем трубопроводе на ТЭЦ не поднимается выше 125°C.

На муниципальных котельных г. Новокузнецка, в основном применяются температурные графики 95-70°C, кроме котельных «Абашевская»: на участке от котельной до ЦТП график 130-70°C и после ЦТП - 95-70°C, и «Куйбышевская» – температурный график 110-70 °C.

### 3.8. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети

В соответствии с п. 6.2.59 Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок (утв. Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 24.03.2003 г. №115):

«Отклонения от заданного режима на источнике теплоты предусматриваются не более:

- по температуре воды, поступающей в тепловую сеть  $\pm 3\%$ ;
- по давлению в подающем трубопроводе  $\pm 5\%$ ;
- по давлению в обратном трубопроводе  $\pm 0,2$  кгс/см<sup>2</sup>.

Отклонение фактической среднесуточной температуры обратной воды из тепловой сети может превышать заданную графиком не более чем на  $+5\%$ . Понижение фактической температуры обратной воды по сравнению с графиком не лимитируется».

Сравнение утвержденных температурных графиков по Западному и Ильинскому тепловыводам ЗСТЭЦ с фактическими приведено на рисунках ниже.

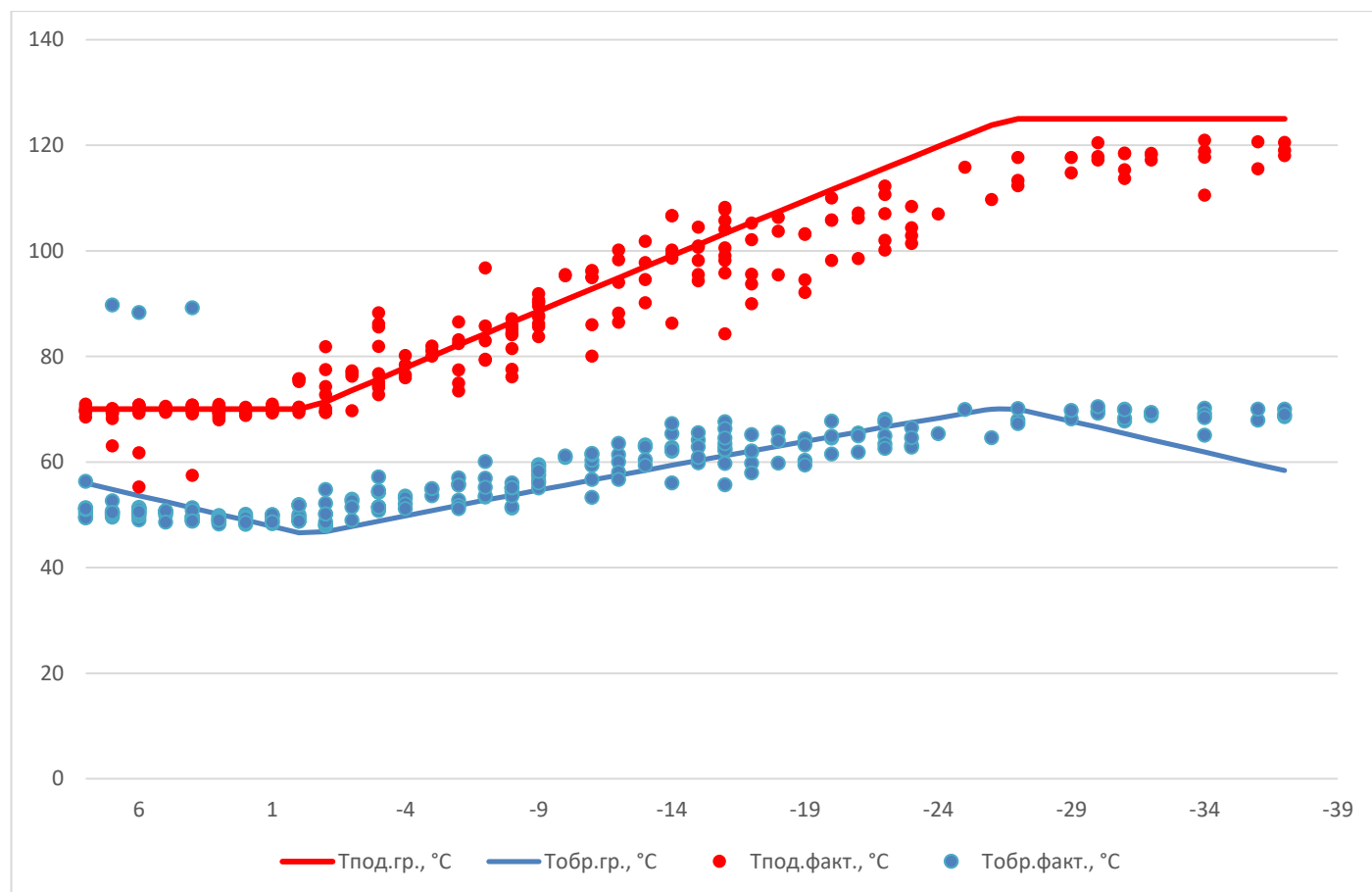
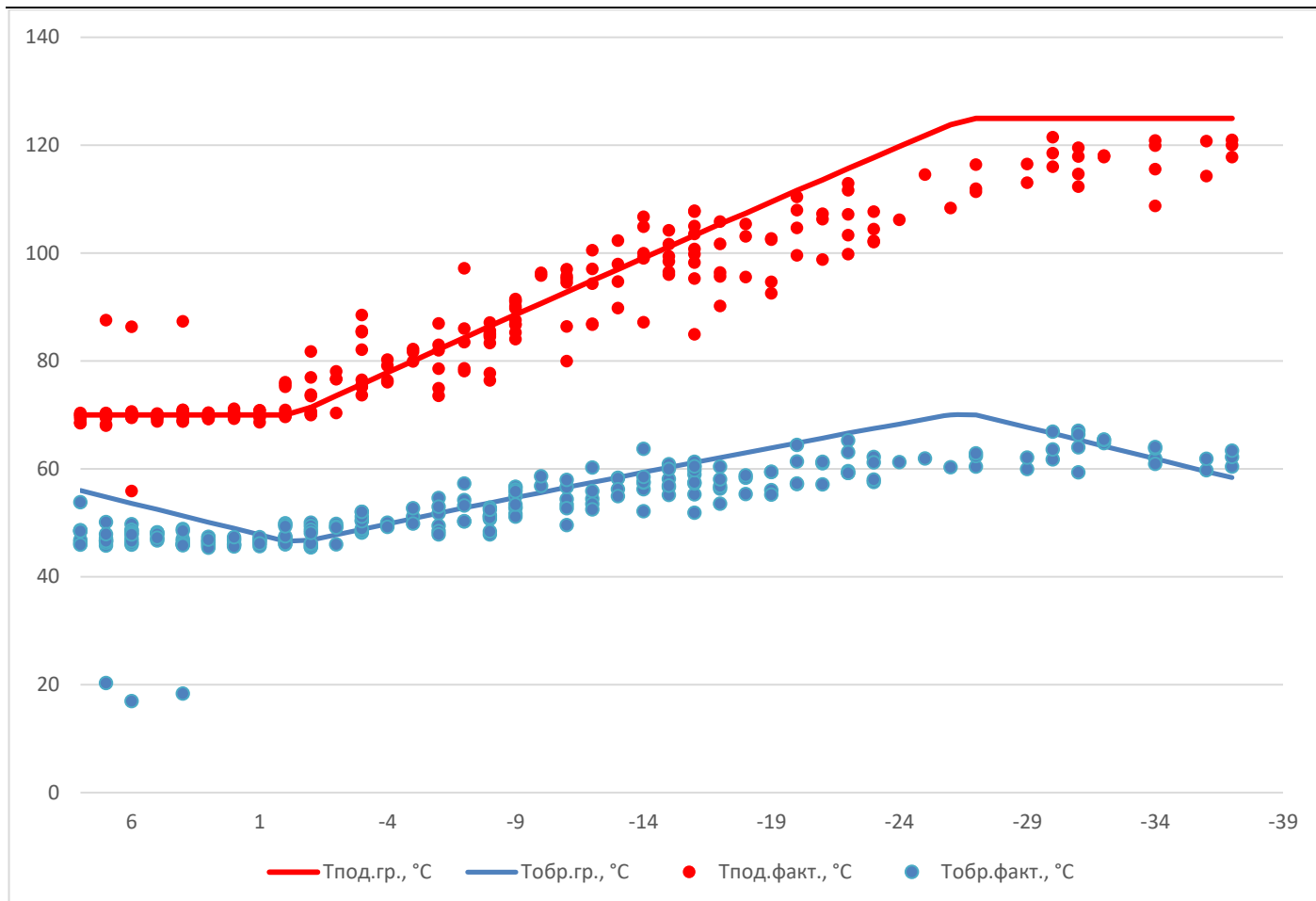


Рисунок 40 – Сравнение утвержденного и фактического температурных графиков Западного тепловывода ЗСТЭЦ за 2018 г.



**Рисунок 41 – Сравнение утвержденного и фактического температурных графиков Ильянского тепловывода ЗСТЭЦ за 2018 г.**

Отклонение фактической температуры воды по прямому трубопроводу по Западному и Ильянскому тепловыводам в среднем за 2018 г. не превышало допустимый допуск ( $\pm 3\%$ ) и составило по Западному т/выводу –  $-2\%$ , по Ильянскому –  $-2\%$  от утвержденного графика.

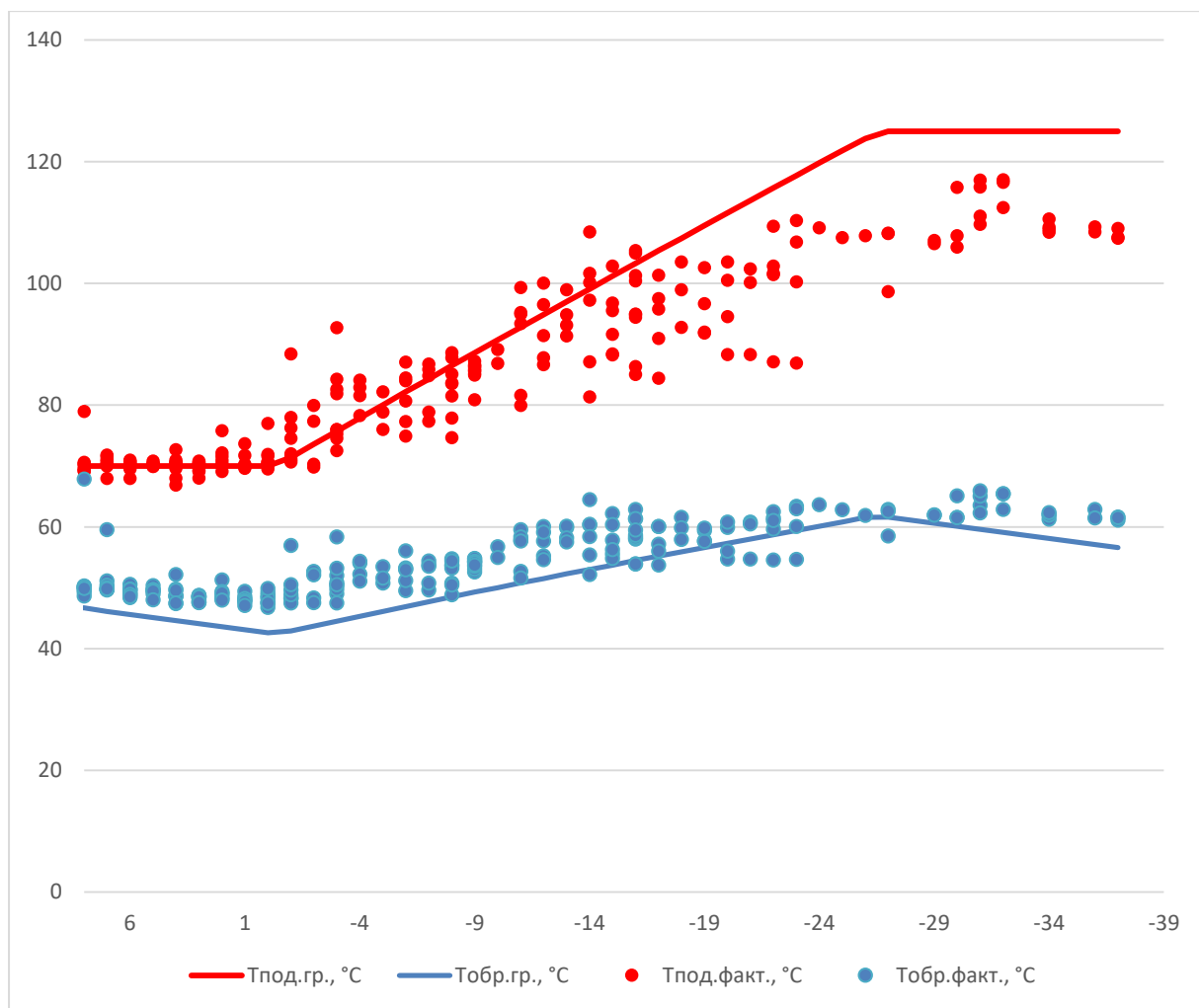
Отклонение фактической температуры воды по обратному трубопроводу по Западному и Ильянскому тепловыводам за 2018 г. не превышало допустимое в  $5\%$  (снижение температуры обратной сетевой воды против задания не лимитировано).

Стоит отметить, что Новоильинский район г. Новокузнецка, который снабжается тепловой энергией по Ильянскому тепловыводу, находится на большом расстоянии от ЗСТЭЦ, что приводит к значительным гидравлическим и тепловым потерям в магистральных и внутриквартальных тепловых сетях. Теплоснабжение Новоильинского и Заводского районов города осуществляется с единого коллектора станции. В связи с многочисленными претензиями потребителей Новоильинского района на недостаточные теплогидравлические режимы работы систем теплоснабжения, ЗСТЭЦ вынуждена работать на более высоких параметрах отпуска тепловой энергии с коллекторов. Это приводит к завышению температуры обратной сетевой воды от потребителей Заводского района, снабжаемых тепловой энергией по Западному тепловыводу, что отражают рисунки выше. В целом фактический температурный график ЗСТЭЦ в большую часть отопительного сезона, в период температур наружного



воздуха от 0°C до -19°C, имеет незначительные отклонения от утвержденного по подающему трубопроводу.

Сравнение утвержденного и фактического температурного графика Кузнецкой ТЭЦ за 2018 г. приведено на рисунке ниже.



**Рисунок 42 – Сравнение утвержденного и фактического температурных графиков КТЭЦ за 2018 г.**

Отклонение фактической температуры воды по прямому трубопроводу КТЭЦ в среднем за 2018 г. составило -5% от утвержденного графика. Из рисунка выше видно, что большую часть отопительного сезона, в период температур наружного воздуха ниже -4°C, температура в подающем трубопроводе ниже утвержденной по температурному графику.

Отклонение фактической температуры воды по обратному трубопроводу КТЭЦ за 2018 г. составило 8%. Из рисунка выше видно, что практически весь отопительный сезон температура в обратном трубопроводе выше утвержденной по температурному графику.

### 3.9. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

Для оценки работы тепловых сетей, определения местоположения новых насосных подкачивающих и дросселирующих станций на существующих тепловых сетях от КТЭЦ, ЗС ТЭЦ и ЦТЭЦ разработаны гидравлические режимы, которые включают в себя в открытых системах теплоснабжения, кроме расчетного режима для выбора диаметров, режимы с водоразбором из подающего и обратного трубопроводов, режим без водоразбора, летний режим и статический режим.

Для наглядной оценки работы тепловых сетей при рассмотренных выше режимах построены пьезометрические графики напоров в тепловой сети.

В задачи разработки гидравлических режимов входят следующие требования: предохранение систем отопления при статическом режиме, не превышение допустимых давлений для нагревательных приборов в обратных трубопроводах обеспечение невоскипания сетевой воды в подающих трубопроводах, обеспечение необходимых для систем отопления располагаемых напоров и т.д.

При внедрении программного комплекса ZuluThermo в работу и освоении его у эксплуатирующих организаций г. Новокузнецка появляется возможность ежегодного моделирования расчетных режимов, задавая те или иные параметры на источниках теплоснабжения.

Использование ZuluThermo позволяет проводить теплогидравлические расчеты тепловых сетей с получением:

- расходов сетевой воды, скоростей и потерь напоров в трубопроводах;
- напоров в узлах сети, в том числе располагаемых напоров у потребителей;
- расчетных расходов теплоносителя у потребителей, номеров элеваторов, диаметров сопел и дроссельных шайб, а также мест их установки;
- нормативных и фактических тепловых потерь в подающих и обратных трубопроводах;
- утечек сетевой воды и потерь тепловой энергии с утечками из тепловой сети и систем теплоснабжения;
- величин располагаемых напоров у потребителей и необходимого располагаемого напора на источниках тепла.

Гидравлические расчеты проведены для расчетного режима работы тепловых сетей – при стоянии расчетной температуры наружного воздуха.

Что касается Схемы теплоснабжения города на перспективные 2024, 2029 и 2034 гг., то расчет диаметров трубопроводов также выполнен в программе ZuluThermo. Выбор диаметров тепловых сетей на каждом участке обоснован технико-экономическим расчетом при минимуме расчетных затрат и с рассмотрением аварийных ситуаций.

Пьезометрические графики напоров в тепловой сети по магистралям от источников тепловой энергии приведены в приложении к Главе 3 «Электронная модель системы теплоснабжения г. Новокузнецка».

### **3.10. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за 2014-2018 гг.**

Анализ материалов по существующему состоянию тепловых сетей показывает, что возможной причиной аварийного состояния труб и строительных конструкций является то, что трубопроводы тепловых сетей, построенные до 1988 года, отработали свой ресурс (при коэффициенте реновации 4%, закладываемом в эксплуатационных расходах, срок службы тепловых сетей составляет 25 лет). Всего в г. Новокузнецке 25 лет и более отработало 618,6 км тепловых сетей в однострубно́м исчислении, из них по ТЭЦ – 517,6 км, по крупным муниципальным котельным – 86 км.

Разрушение наружной поверхности трубопроводов и строительных конструкций может быть вызвано также отсутствием дренажных устройств на участках, проложенных в мокрых грунтах, где при нарушении стыков лотков и камер вода, попадая в лотки, приводит к намоканию и разрушению гидроизоляции. При этом разрушается и защитный слой теплоизоляции, который намокает и в период низких температур сетевой воды не успевает просохнуть, что приводит к коррозии наружной поверхности трубопроводов.

Аналогичная картина происходит на участках, проложенных в сухих грунтах при отсутствии ливневой канализации, что также приводит к затоплению каналов и камер тепловых сетей, и как следствие, к разрушению строительных конструкций и трубопроводов тепловых сетей. Разрушение конструкций тепловых сетей может быть вызвано также отсутствием антикоррозийной защиты трубопроводов и фундаментов тепловых сетей, а в местах пересечения электрифицированных железных дорог и трамвайных путей от дополнительной активной электрохимической коррозии.

Возможной причиной коррозии внутренней поверхности трубопроводов являются недостаточная деаэрация и поступление кислорода с подпиточной водой в тепловые сети при нарушении герметичности баков-аккумуляторов, а также через неплотности в теплообменниках в узлах ввода потребителей, подключенных по «закрытой схеме».

Согласно предоставленным данным среднее время отключения магистральных тепловых сетей, находящихся на техническом обслуживании АО «МТСК» не превышает 36 часов. Утечки теплоносителя своевременно выявляются и устраняются службой эксплуатации тепловых сетей АО «МТСК». Все без исключения аварии, возникшие на тепловых магистралях за три последних отопительных сезона, не приводили к длительному отключению и ограничению теплоснабжения города. Высокая надежность системы магистральных трубопроводов тепловых сетей достигается путем многократного резервирования магистральных трубопроводов.

ООО «Сибэнерго» также своевременно осуществляет устранение аварийных ситуаций на тепловых сетях, входящих в эксплуатационную ответственность организации. Распределительные и внутриквартальные сети имеют кольцевые схемы, что позволяет осуществлять резервирование подачи тепловой энергии потребителям. Время восстановления сетей не превышает 36 ч.

Подробный анализ статистики отказов (инцидентов) на тепловых сетях системы теплоснабжения представлен в разделе 9. В таблице 49 представлена статистика отказов на тепловых сетях г. Новокузнецка за 2014-2018 гг.

**Таблица 49 – Статистика отказов на тепловых сетях г. Новокузнецка за 2014-2018 гг.**

Показатель	2014	2015	2016	2017	2018
Общее число отказов, шт.	1069	859	916	978	1607
Отказы в отопительный период, шт.	419	343	380	495	674
Отказы в межотопительный период, шт.	650	516	536	483	933
Интенсивность отказов за прошедший год, шт./((км·год)	0,95	0,76	0,82	0,87	1,43

### **3.11. Статистика восстановления (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за 2014-2018 гг.**

Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений в отопительный период, зависит от характеристик трубопровода отключаемой теплосети. Нормативный перерыв теплоснабжения (с момента обнаружения, идентификации дефекта и подготовки рабочего места, включающего в себя установление точного места повреждения (со вскрытием канала) и начала операций по локализации поврежденного трубопровода). Указанные нормативы регламентированы п. 6.10 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003» и представлены в таблице ниже.

**Таблица 50 – Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений**

Диаметр труб тепловых сетей, мм	Время восстановления теплоснабжения, ч
300	15
400	18
500	22
600	26
700	29
800-1000	40
1200-1400	До 54

В целом по г. Новокузнецка время восстановления работоспособности тепловых сетей соответствует установленным нормативам.

### **3.12. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов**

В настоящее время не существует единого метода для мониторинга состояния тепловых сетей неразрушающего контроля металла трубопроводов, который бы сочетал в себе одновременно про-

стоту и широкий диапазон применения на тепловых сетях, высокую эффективность и достоверность результатов. В связи с этим используются несколько видов технической диагностики. Их достоверность проверяется путем визуально-измерительного контроля.

### **3.12.1. Методы технической диагностики, используемые теплосетевыми организациями на территории города**

**Гидравлические испытания.** Метод был разработан с целью выявления ослабленных мест трубопроводов в ремонтный период и исключения появления повреждений в отопительный период. Метод применяется в комплексе оперативной системы сбора и анализа данных о состоянии теплопроводов.

Как показывает опыт, метод гидравлических испытаний позволяет выявить около 75-80 % мест утечек на тепловых сетях г. Новокузнецка. Однако существенным недостатком данного метода является выявление значительной части утечек при проведении испытаний, касающихся только внутриквартальных тепловых сетей малых диаметров.

**Шурфовки трубопроводов тепловых сетей** применяются для контроля состояния подземных теплопроводов, теплоизоляционных и строительных конструкций. Число ежегодно проводимых плановых шурфовок устанавливаются в зависимости от протяженности сети, типов прокладки и теплоизоляционных конструкций и количества коррозионных повреждений труб. На каждые 5 км трассы должно быть не менее одного шурфа. На новых участках сети шурфовки производят, начиная с третьего года эксплуатации. Эксплуатирующая организация должна иметь специальную схему тепловой сети, на которой отмечают места и результаты шурфовок, места аварийных повреждений и затопления трассы, переложённые участки.

### **3.12.2. Методы технической диагностики, не нашедшие применения теплосетевыми организациями города Новокузнецка**

В целях повышения качества диагностики тепловых сетей теплоснабжающим организациям предлагается рассмотреть нижеперечисленные методы. Использование различных методов диагностики позволяет с большей точностью выявлять места утечек на тепловых сетях, выявлять участки с наибольшими тепловыми потерями и оптимально планировать ремонты.

**Метод акустической диагностики.** Используются корреляторы усовершенствованной конструкции. Метод новый, и пробные применения на сетях дали положительные результаты. Метод имеет перспективу как информационная составляющая в комплексе методов мониторинга состояния действующих теплопроводов, он хорошо вписывается в процесс эксплуатации и конструктивные особенности прокладок тепловых сетей.

**Метод акустической эмиссии.** Метод, проверенный в мировой практике и позволяющий точно определять местоположение дефектов стального трубопровода, находящегося под изменяемым

давлением, но по условиям применения на действующих тепловых сетях имеет ограниченную область использования.

**Тепловая азросъемка в ИК-диапазоне.** Метод очень эффективен для планирования ремонтов и выявления участков с повышенными тепловыми потерями. Съёмку необходимо проводить весной (март-апрель) и осенью (октябрь-ноябрь), когда система отопления работает, но снега на земле нет. Недостатком метода является высокая стоимость проведения обследования.

**Метод магнитной памяти металла.** Метод хорош для выявления участков с повышенным напряжением металла при непосредственном контакте с трубопроводом тепловых сетей. Используется там, где можно прокатывать каретку по голому металлу трубы, этим обусловлена и ограниченность его применения.

**Метод магнитной томографии металла теплопроводов с поверхности земли.** Метод имеет мало статистики и пока трудно сказать о его эффективности в условиях города.

Схема формирования плана проектирования переключений на основе данных мониторинга состояния прокладок тепловых сетей представлена на рисунке ниже.

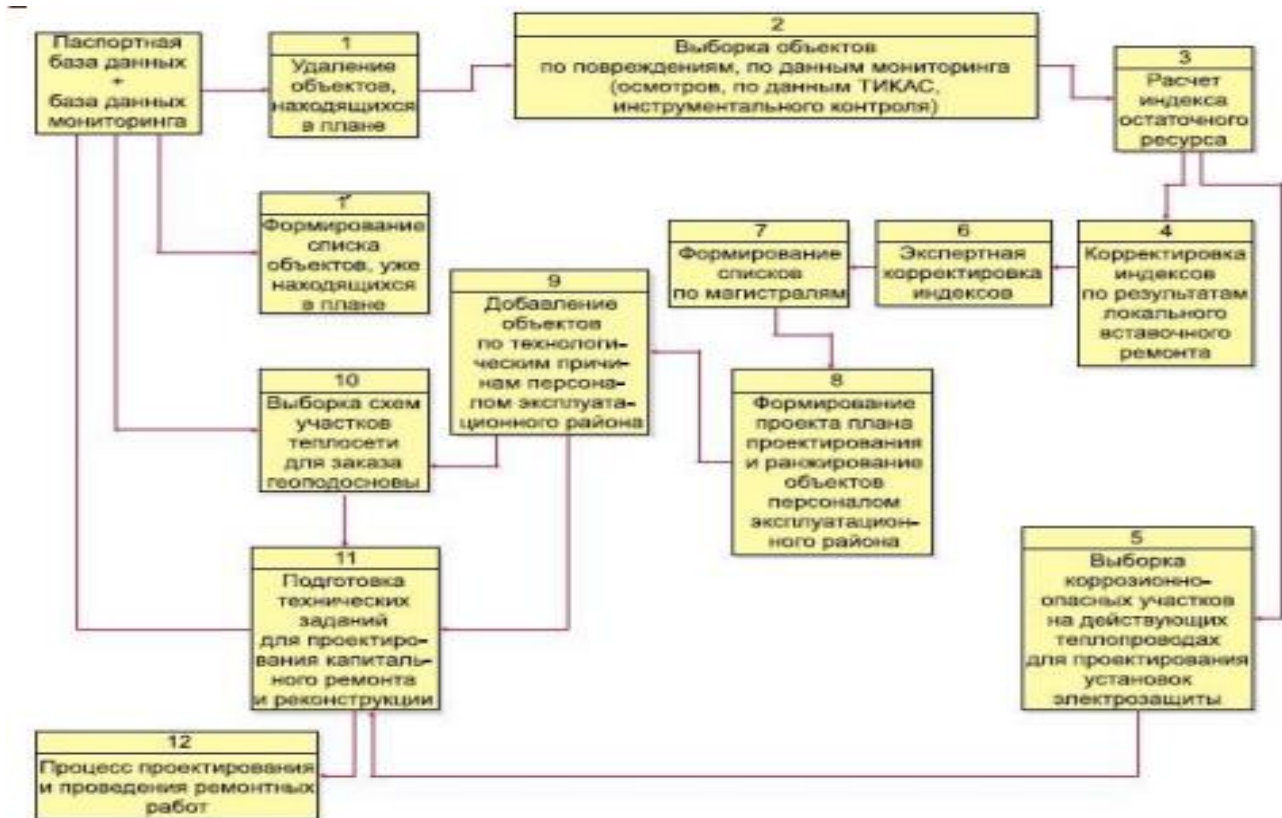


Рисунок 43 – Схема формирования плана проектирования переключений

Для поддержания надежного теплоснабжения г. Новокузнецка и обеспечения безопасности необходимо в короткий летний (ремонтный) период находить самые опасные (ненадежные) места и локально производить замену на новые трубопроводы. Помимо этого, нужно пересмотреть данные о состоянии наиболее протяженных трубопроводов и выбрать участки, в первую очередь требующие реконструкции или капитального ремонта. Последнюю операцию необходимо произвести в течение одного месяца после завершения гидравлических испытаний.

### **3.13. 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**

Согласно п. 6.82 МДК 4-02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения»:

Тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться следующим испытаниям:

- гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры;
- испытаниям на максимальную температуру теплоносителя (температурным испытаниям) для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;
- испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительного-изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации;
- испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов;
- испытаниям на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

Все виды испытаний должны проводиться отдельно. Совмещение во времени двух видов испытаний не допускается.

На каждый вид испытаний должна быть составлена рабочая программа, которая утверждается главным инженером.

За два дня до начала испытаний утвержденная программа передается диспетчеру ОЭТС и руководителю источника тепла для подготовки оборудования и установления требуемого режима работы сети.

Рабочая программа испытания должна содержать следующие данные:

- задачи и основные положения методики проведения испытания;
- перечень подготовительных, организационных и технологических мероприятий;
- последовательность отдельных этапов и операций во время испытания;
- режимы работы оборудования источника тепла и тепловой сети (расход и параметры теплоносителя во время каждого этапа испытания);
- схемы работы насосно-подогревательной установки источника тепла при каждом режиме испытания;
- схемы включения и переключений в тепловой сети;

- сроки проведения каждого отдельного этапа или режима испытания;
- точки наблюдения, объект наблюдения, количество наблюдателей в каждой точке;
- оперативные средства связи и транспорта;
- меры по обеспечению техники безопасности во время испытания;
- список ответственных лиц за выполнение отдельных мероприятий.

Гидравлическое испытание на прочность и плотность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации, должно быть проведено после капитального ремонта до начала отопительного периода. Испытание проводится по отдельным отходящим от источника тепла магистралям при отключенных водонагревательных установках источника тепла, отключенных системах теплопотребления, при открытых воздушниках на тепловых пунктах потребителей. Магистраль испытывается целиком или по частям в зависимости от технической возможности обеспечения требуемых параметров, а также наличия оперативных средств связи между диспетчером, персоналом источника тепла и бригадой, проводящей испытание, численности персонала, обеспеченности транспортом.

Каждый участок тепловой сети должен быть испытан пробным давлением, минимальное значение которого должно составлять 1,25 рабочего давления. Значение рабочего давления устанавливается техническим руководителем ОЭТС в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

Максимальное значение пробного давления устанавливается в соответствии с указанными правилами и с учетом максимальных нагрузок, которые могут принять на себя неподвижные опоры.

В каждом конкретном случае значение пробного давления устанавливается техническим руководителем в допустимых пределах, указанных выше.

При гидравлическом испытании на прочность и плотность давление в самых высоких точках тепловой сети доводится до значения пробного давления за счет давления, развиваемого сетевым насосом источника тепла или специальным насосом из опрессовочного пункта.

При испытании участков тепловой сети, в которых по условиям профиля местности сетевые и стационарные опрессовочные насосы не могут создать давление, равное пробному давлению, применяются передвижные насосные установки и гидравлические прессы.

Длительность испытаний пробным давлением устанавливается техническим руководителем, но должна быть не менее 10 мин с момента установления расхода подпиточной воды на расчетном уровне. Осмотр производится после снижения пробного давления до рабочего.

Тепловая сеть считается выдержавшей гидравлическое испытание на прочность и плотность, если при нахождении ее в течение 10 мин под заданным пробным давлением значение подпитки не превысило расчетного значения.

Температура воды в трубопроводах при испытаниях на прочность и плотность не должна превышать 40 °С.



Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя определяется руководителем.

Температурным испытаниям должна подвергаться вся сеть от источника тепла до тепловых пунктов систем теплоснабжения.

Температурные испытания должны проводиться при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха.

За максимальную температуру следует принимать максимально достижимую температуру сетевой воды в соответствии с утвержденным температурным графиком регулирования отпуска тепла на источнике.

Температурные испытания тепловых сетей, находящихся в эксплуатации длительное время и имеющих ненадежные участки, должны проводиться после ремонта и предварительного испытания этих сетей на прочность и плотность, но не позднее, чем за 3 недели до начала отопительного периода.

Температура воды в обратном трубопроводе при температурных испытаниях не должна превышать 90°C. Попадание высокотемпературного теплоносителя в обратный трубопровод не допускается во избежание нарушения нормальной работы сетевых насосов и условий работы компенсирующих устройств.

Для снижения температуры воды, поступающей в обратный трубопровод, испытания проводятся с включенными системами отопления, присоединенными через смесительные устройства (элеваторы, смесительные насосы) и водоподогреватели, а также с включенными системами горячего водоснабжения, присоединенными по закрытой схеме и оборудованными автоматическими регуляторами температуры.

На время температурных испытаний от тепловой сети должны быть отключены:

- отопительные системы детских и лечебных учреждений;
- неавтоматизированные системы горячего водоснабжения, присоединенные по закрытой схеме;
- системы горячего водоснабжения, присоединенные по открытой схеме;
- отопительные системы с непосредственной схемой присоединения;
- калориферные установки.

Отключение тепловых пунктов и систем теплоснабжения производится первыми со стороны тепловой сети задвижками, установленными на подающем и обратном трубопроводах тепловых пунктов, а в случае неплотности этих задвижек — задвижками в камерах на ответвлениях к тепловым пунктам. В местах, где задвижки не обеспечивают плотности отключения, необходимо устанавливать заглушки.

Испытания по определению тепловых потерь в тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по типу строительного

изоляционных конструкций, сроку службы и условиям эксплуатации, с целью разработки нормативных показателей и нормирования эксплуатационных тепловых потерь, а также оценки технического состояния тепловых сетей. График испытаний утверждается техническим руководителем.

Испытания по определению гидравлических потерь в водяных тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по срокам и условиям эксплуатации, с целью определения эксплуатационных гидравлических характеристик для разработки гидравлических режимов, а также оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов. График испытаний устанавливается техническим руководителем.

Испытания тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери проводятся при отключенных ответвлениях тепловых пунктов систем теплоснабжения.

При проведении любых испытаний абоненты за три дня до начала испытаний должны быть предупреждены о времени проведения испытаний и сроке отключения систем теплоснабжения с указанием необходимых мер безопасности. Предупреждение вручается под расписку ответственному лицу потребителя.

Должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.

Ответственность за организацию технического обслуживания и ремонта несет административно-технический персонал, за которым закреплены тепловые сети.

Объем технического обслуживания и ремонта должен определяться необходимостью поддержания работоспособного состояния тепловых сетей.

При техническом обслуживании следует проводить операции контрольного характера (осмотр, надзор за соблюдением эксплуатационных инструкций, технические испытания и проверки технического состояния) и технологические операции восстановительного характера (регулирование и наладка, очистка, смазка, замена вышедших из строя деталей без значительной разборки, устранение различных мелких дефектов).

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты.

При капитальном ремонте должны быть восстановлены исправность и полный (или близкий к полному) ресурс установок с заменой или восстановлением любых их частей, включая базовые.

При текущем ремонте должна быть восстановлена работоспособность установок, заменены и восстановлены отдельные их части.

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

При планировании технического обслуживания и ремонта должен быть проведен расчет трудоемкости ремонта, его продолжительности, потребности в персонале, а также материалах, комплектующих изделиях и запасных частях.

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы. Годовые планы ремонтов утверждает технический руководитель.

Планы ремонтов тепловых сетей организации должны быть увязаны с планом ремонта оборудования источников тепла.

В системе технического обслуживания и ремонта должны быть предусмотрены:

- подготовка технического обслуживания и ремонтов;
- вывод оборудования в ремонт;
- оценка технического состояния тепловых сетей и составление дефектных ведомостей;
- проведение технического обслуживания и ремонта;
- приемка оборудования из ремонта;
- контроль и отчетность о выполнении технического обслуживания и ремонта.

В таблице ниже представлены сроки проведения различных типов испытаний на тепловых сетях АО «МТСК» и ООО «ТСН».

Все тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, ООО «СибЭнерго» подвергаются следующим испытаниям:

- гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры – ежегодно (по завершению отопительного сезона) от всех источников;

- испытаниям на максимальную температуру теплоносителя (температурным испытаниям) для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети – один раз в пять лет (температурные испытания сетей от ЦТЭЦ запланированы в 2019 году);

- испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительно-изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации – один раз в пять лет;

- испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов – один раз в пять лет (испытания на гидравлические потери на тепловых сетях от ЦТЭЦ запланированы в 2019 году).

В рисунках ниже приведены утвержденные графики проведения испытаний на тепловых сетях, находящихся в эксплуатации ООО «СибЭнерго».

УТВЕРЖДАЮ:  
 Главный инженер  
 ООО «СибЭнерго»  
 А.В. Гилев  
 2019 г.

<b>График общий</b>						
проведения гидравлических испытаний тепловых сетей в 2019 г.						
№ п/п	Наименование источника	Дата начала опрессовки	Дата окончания опрессовки	Дата начала запуска ГВС	Величина пробного давления кгс/см <sup>2</sup>	Примечание
1	Котельная Интерната 66 "Монтажник"	07.05.2019	08.05.2019		6	
2	Котельная школы №23	01.07.2019	01.07.2019	-	7	
3	Котельная школы №43	02.07.2019	02.07.2019	-	5	
4	Котельная Абагур Лесной - 1	17.07.2019	21.07.2019	15.09.2019	7	
5	Зырянская районная котельная	04.06.2019	17.06.2019	18.06.2019	10	
6	Котельная Кузнецкой Крепости	20.08.2019	27.08.2019	15.09.2019	4	
7	Куйбышевская Центральная котельная	21.05.2019	03.06.2019	05.06.2019	12	
8	Котельная УПК	22.07.2019	24.07.2019		9	
9	Котельная поселка Листьяги	27.05.2019	30.05.2019	-	12	
10	Котельная №6	31.05.2019	01.06.2019	15.09.2019	7	
11	Котельная пос. Притомский	18.06.2019	01.07.2019	02.07.2019	10	
12	Котельная поселка Садопарк	03.06.2019	04.06.2019	15.09.2019	7	
13	Котельная ДОО "Голубь"	05.06.2019	07.06.2019		9	
14	Котельная РГРС	30.06.2019	12.07.2019	13.07.2019	8	
15	Котельная Абагур Лесной - 2	22.07.2019	25.07.2019	15.09.2019	7	
16	ЦТП-5 ( Завокзальский район )	04.06.2019	08.06.2019		14	
17	Абашевская районная котельная	21.05.2019	03.06.2019	04.06.2019	12	
18	Котельная разъезд Абагуровский №1	18.06.2019	01.07.2019	02.07.2019	7	
19	Котельная Абагур Лесной - 3	26.07.2019	30.07.2019	15.09.2019	5	
20	Котельная школы № 16	12.08.2019	19.08.2019	15.09.2019	4	
21	Байдавская центральная котельная-2	02.07.2019	15.07.2019	16.07.2019	9	
22	Котельная разъезд Абагуровский №2	09.07.2019	22.07.2019	23.07.2019	7	
23	Котельная школы №37	02.07.2019	02.07.2019		8	
24	Котельная школы №1	01.07.2019	01.07.2019	-	6	
25	Котельная ПМС-2	16.05.2019	23.05.2019	15.09.2019	6	
26	Котельная №19	28.07.2019	31.07.2019	15.09.2019	7	
27	Котельная №72	15.08.2019	21.08.2019	22.08.2019	4	
28	Котельная станция Полосухино	18.06.2019	21.06.2019		7	
29	Котельная №32	06.08.2019	19.08.2019	20.08.2019	9	
30	Котельная Профилактория "Бунгурский"	04.09.2019	05.09.2019		7	
31	Котельная ОРК "Таргай"	02.09.2019	03.09.2019		9	
32	Котельная НКХП	03.07.2019	04.07.2019			
33	Котельная ДТВУ-3	20.05.2019	21.05.2019		9	
34	Котельная школы № 89 "Мечта-НК"	29.07.2019	31.07.2019		9	
Гидравлические испытания тепловых сетей ООО "СибЭнерго" от ТЭЦ						
№ п/п	Наименование источника	Дата начала опрессовки	Дата окончания опрессовки	Дата начала запуска ГВС		Примечание
1	ООО "Центральная ТЭЦ"	18.05.2019	29.05.2019	30.05.2019-02.06.2019	14	
2	ТЭЦ "Запсиб" Заводской район	17.05.2019	28.05.2019	29.05.2019	16	
3	ТЭЦ "Запсиб" Новоильинский район					
4	ООО "Кузнецкая ТЭЦ" Кузнецкой и Орджоникидзевской район	18.05.2019	28.05.2019	29.05.2019	16	
5	ООО "Кузнецкая ТЭЦ" в Центральном и части Куйбышевского районах	17.06.2019	27.06.2019	28.06.2019	16	

СОГЛАСОВАНО:

Главный инженер по ТС ООО "СибЭнерго"  
 Главный инженер по производству ООО "СибЭнерго"



А.В. Гилев

А.А. Незамеев

Рисунок 44 – График проведения гидравлических испытаний тепловых сетей ООО «СибЭнерго» в 2019 г.

Утверждаю:  
 Директор  
 ООО "ЭнергоТранзит"  
 В.М.Дик  
 "01" 02 2019г.

Согласовано:  
 Первый зам. Главы города  
 Новокузнецка  
 Е.А.Беларев  
 " " " 2019г.



Согласовано:  
 Зам. Главы города  
 Руководитель Администрации  
 Куйбышевского района  
 М.Н.Маренов  
 " " " 2019г.


Согласовано:  
 Зам. Главы города  
 Руководитель Администрации  
 Центрального района  
 Н.Ю.Маслов  
 "01" 02 2019г.

**График проведения испытаний тепловых сетей от теплоисточника МКП "Центральная ТЭЦ" в межотопительный период 2019г.**


№ п/п	Наименование работ \ Период	май		июнь	июль	август	сентябрь
		с	по				
1	Испытания тепловых сетей на максимальную температуру	с 13.05.	по 15.05.				
2	Испытание тепловых сетей на гидравлические потери		с 16.05.	по 17.05.			
3	Гидравлические испытаня тепловых сетей на плотность и прочность			с 18.05.	по 29.05.		
4	Запуск ГВС (системы горячего водоснабжения)			с 30.05.	по 02.06.		
5	Подготовительные работы к новому отопительному сезону					с 03.06.	по 15.09.
6	Капитальные ремонты					с 30.05.	по 15.09.


В случае изменения сроков окончания отопительного сезона 2018 - 2019гг, начало испытание сдвигается на корректируемое количество дней.

Начальник ЦК ТСР ООО "СибЭнерго"  Е.В. Лобков

Согласовано:  
 Начальник ДС  
 ООО "СибЭнерго"  
  
 Е.Н.Куценко  
 "01" 02 2019г.

Согласовано:  
 Главный инженер  
 МКП "Центральная ТЭЦ"  
  
 К.Б.Соломкин  
 " " " 2019г.

Согласовано:  
 Технический директор  
 ООО "НТК"  
  
 С.С.Захаров  
 "01" 02 2019г.

Согласовано:  
 Главный инженер  
 ООО "СибЭнерго"  
  
 А.В. Гилев  
 "01" 02 2019г.

**Рисунок 45 – График проведения испытаний тепловых сетей от ЦТЭЦ в 2019 г.**

**Таблица 51 – Сроки проведения испытаний на тепловых сетях, находящихся в эксплуатационной ответственности АО «МТСК» и ООО «ТСН»**

№ п/п	Наименование города	Район	Источник	Период проведения испытаний					
				2014	2015	2016	2017	2018	2019 план
1	Гидравлические испытания	Центральный	КТЭЦ	19.05 - 01.06	16.05 - 29.05	18.05-29.05	15.05-28.05	09.06-22.06	18.05-28.05
		Кузнецкий, Орджоникидзевский		16.06 - 29.06	13.06 - 26.06	13.06-26.06	05.06 -18.06	20.05-02.06	18.05-28.05
		Заводской	ЗСТЭЦ	16.06 - 29.06	30.05 - 12.06	02.06-12.06	15.05-28.05	22.05-02.06	17.05-28.05
		Новоильинский		16.06 - 29.06	30.05 - 12.06	30.05-12.06	15.05-28.05	22.05-02.06	17.05-28.05
		Дней		56	56	51	56	56	46
2	На максимальную температуру	Центральный	КТЭЦ	30.01-01.02					15.05-17.05
		Кузнецкий, Орджоникидзевский							15.05-17.05
		Заводской	ЗСТЭЦ	30.01-01.02					15.05-16.05
		Новоильинский							15.05-16.05
		Дней		6					10
3	На тепловые потери	Центральный	КТЭЦ			16.05-18.05			
		Кузнецкий, Орджоникидзевский							
		Заводской	ЗСТЭЦ			30.05-02.06		25.05-03.06	
		Новоильинский							
		Дней				7		10	
4	На гидравлические потери	Центральный	КТЭЦ					18.06	
		Кузнецкий, Орджоникидзевский							
		Заводской	ЗСТЭЦ					20.05-02.06	
		Новоильинский						20.05-02.06	
		Дней						29	

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

Технологические потери при передаче тепловой энергии складывается из технически обоснованных значений нормативных энергетических характеристик по следующим показателям работы оборудования тепловых сетей и систем теплоснабжения:

- потери и затраты теплоносителя;
- потери тепловой энергии через теплоизоляционные конструкции, а также с потерями и затратами теплоносителей;
- расход электроэнергии на передачу тепловой энергии.

Нормативные энергетические характеристики тепловых сетей и нормативы технологических потерь, при передаче тепловой энергии, применяются при проведении объективного анализа работы теплосетевого оборудования, в том числе при выполнении энергетических обследований тепловых сетей и систем теплоснабжения, планировании и определении тарифов на отпускаемую потребителям тепловую энергию и платы за услуги по ее передаче, а также обосновании в договорах теплоснабжения (на пользование тепловой энергией), на оказание услуг по передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, показателей качества тепловой энергии и режимов теплоснабжения, при коммерческом учете тепловой энергии.

Утвержденные на 2013-2016 гг. нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии в тепловых сетях, находящихся в эксплуатационной ответственности ОАО «МТСК» представлены в таблице ниже.

Отпуск тепловой энергии от ведомственных котельных осуществляется в тепловые сети ведомственных котельных. Отпуск тепловой энергии осуществляется как в отопительный период на нужды отопления и ГВС, так и в летний период – на нужды ГВС.

Величина нормативных потерь тепловой энергии для систем теплоснабжения от ведомственных котельных преимущественно не утверждается. Кроме того, организациями, осуществляющими эксплуатацию ведомственных котельных, зачастую не производится формирование и анализ тепловых балансов, в том числе не ведется учет потерь тепловой энергии в тепловых сетях.

**Таблица 52 – Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии в тепловых сетях, находящихся в эксплуатационной ответственности АО «МТСК» и ООО «ТСН»**

<b>Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям</b>				
<b>Наименование</b>	<b>Источник ТЭ</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
<b>ООО «ТСН» (Новокузнецк)</b>				
Суммарные потери тепловой энергии (вода), Гкал	АО «Кузнецкая ТЭЦ»	119535	120148	120148
Суммарные потери и затраты теплоносителя (вода), м.куб(т)		486075	496472	496472
Суммарные потери тепловой энергии (пар), Гкал		5589	5586	5586
Суммарные потери и затраты теплоносителя (пар), м.куб(т)		36	38	38
Расход эл.энергии, тыс. кВт*ч		23545	26336	26335
<b>АО «Межрегиональная теплосетевая компания» (Новокузнецк)</b>				
Суммарные потери тепловой энергии (вода), Гкал	Западно-Сибирская ТЭЦ - филиал ОАО «ЕВРАЗ ЗСМК»	129694	126768	126974
Суммарные потери и затраты теплоносителя (вода), м.куб(т)		500853	500852	486985
Расход эл.энергии, тыс. кВт*ч		10920	11296	10463
<b>ООО «ТСН» (аренда тепловых сетей у МП «ССК»)</b>				
Суммарные потери тепловой энергии (вода), Гкал	АО «Кузнецкая ТЭЦ»	67448	159944	159944
Суммарные потери и затраты теплоносителя (вода), м.куб(т)		91573	217154	217154
Расход эл.энергии, тыс. кВт*ч		167	167	167

В таблице ниже представлены нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии в тепловых сетях, находящихся в эксплуатационной ответственности ООО «СибЭнерго» и ООО «НТК» на 2019 г.

**Таблица 53 – Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии в тепловых сетях, находящихся в эксплуатационной ответственности ООО «СибЭнерго» и ООО «НТК»**

№ п/п	Организация	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, расположенным в поселениях, городских округах с численностью населения пятьсот тысяч человек и более, а также в городах федерального значения, на 2019 г.		
		потери и затраты теплоносителей, пар (т), вода (м³)	тепловой энергии, Гкал	расход электроэнергии, тыс. кВт·ч
1	ООО «НТК», г. Новокузнецк, Кемеровская обл., в том числе:			
1.1	СЦТ зоны действия ЗС ТЭЦ	509,1	346,2	839,2
1.2	СЦТ зоны действия Кузнецкой ТЭЦ	906,2	540,7	799,0
2	ООО «Сибэнерго» (по СЦТ зоны действия Западно-Сибирской ТЭЦ), г. Новокузнецк, Кемеровская обл.	169 788,3	122 727,0	442,2
3	ООО «Сибэнерго» (по СЦТ зоны действия МКП «Центральная ТЭЦ»), г. Новокузнецк, Кемеровская обл.	199 346,4	105 928,6	117,2



### **3.15. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года**

Данные по тепловым потерям теплоносителя и тепловой энергии на тепловых сетях ООО «Сибэнерго» от источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии и от муниципальных котельных представлены за период с 2013 по 2016 гг. приведены в таблице ниже.

Таблица 54 – Данные по тепловым потерям теплоносителя и тепловой энергии на тепловых сетях ООО «Сибэнерго»

№ п/п	Наименование системы теплоснабжения	2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.		
		Годовые затраты и потери теплоносителя, м³/год	Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал/год	Годовые затраты электроэнергии, кВт*ч	Годовые затраты и потери теплоносителя, тыс. м³/год	Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал/год	Годовые затраты электроэнергии, кВт*ч	Годовые затраты и потери теплоносителя, тыс. м³/год	Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал/год	Годовые затраты электроэнергии, кВт*ч	Годовые затраты и потери теплоносителя, тыс. м³/год	Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал/год	Годовые затраты электроэнергии, кВт*ч
1	ООО "Центральная ТЭЦ"	291174	108680	2154751	298671	107359	1101472	285177,862	102110,402	1101472	209417,628	99143,107	1101472
2	ЗСТЭЦ	86387	97172	840574	173405	113212	345948	176135,190	113416,463	345948	175944,834	110736,593	345948
3	Кузнецкая ТЭЦ	205817	184292	1442177	217021	167722	166843	217317,580	165238,766	166843	217153,866	159944,755	166843
4	Ведомственные котельные	363	585	-	585	992	-	593	926	-	614,453	906,827	-
	ДТВу-3 (бывш. ТЧ-15 ОАО "РЖД")	233	359		297	500		260	379		281,075	360,736	
	ФКУ ЛИУ 16	73	161		72	170		44	69		43,988	68,658	
	ОАО "Новокузнецкий хладокомбинат"	17	31		15	33		15	26		14,888	25,927	
	ОАО "Новокузнецкий комбинат хлебопрод."	40	34		39	36		33	25		32,580	25,142	
	УМГШО				47	63		20	59		20,749	59,463	
	Школа №83				4	9			Снесена			Снесена	
	ПМС-2				13	13		12	12		12,193	11,485	
	ОАО "Разрез Бунгурский"				10	16		9	13		8,826	13,273	
	ОАО "Мечта- НК"				88	153		200	343		200,154	342,143	
5	<b>Котельные</b>	<b>154664</b>	<b>85100</b>	<b>2545900</b>	<b>158155</b>	<b>85597</b>	<b>2615553</b>	<b>160453</b>	<b>82663,000</b>	<b>2615553</b>	<b>159792,684</b>	<b>81432,439</b>	<b>2615553</b>
	Абагур- Лесной-1	1955	1257		1983	1329		1987	1230		1987,873	1061,242	
	Абагур- Лесной-2	1100	1888		1103	1985		945	1250		945,193	1090,670	
	Абагур- Лесной-3	86	217		54	90		53	83		53,097	72,768	
	р. Абагур-1	120	324		259	469		259	492		262,159	353,891	
	р. Абагур-2	325	325		331	351		324	344		323,833	343,035	
	АРК (до ЦТП)	6966	2977		6975	3005		7424	2961		6991,105	2782,460	
	АРК (после ЦТП)	29254	15610	2545900	28681	15368	2615553	28525	14772	2615553	28514,798	14736,548	2615553
	БЦК	20607	10176		20959	10216		21337	10391		21337,106	10251,355	
	проф. Бунгурский	406	797		401	792		401	791		327,608	616,423	
	ЗРК	34872	19752		32569	17773		32734	17369		32792,681	17296,122	
	Котельная №72	2	8		2	8		2	8		1,968	8,226	
	Котельная №19	71	43		71	45		70	42		70,149	36,301	
	Котельная №6	171	183		176	189		176	182		162,622	142,326	
	Куз. Крепость	25	23		25	24		19	21		19,248	20,626	
	КЦК	36629	19242		39005	19258		41479	18372		41359,156	18373,773	
	Листвяги	6152	2465		5944	2457		6081	2476		6080,540	2465,803	
	Притомский (до ЦТП)	10413	3857		10651	3973							
	Притомский (после ЦТП)	3950	4133		3783	4205		14692	7886		14691,700	7863,667	
	Садопарк	252	340		253	357		339	299		339,233	297,968	
	Таргай	850	876		890	667		720	890		722,143	909,299	
	УПК	23	45		44	75		44	74		33,933	61,126	
	РТРС	30	36		30	39		30	39		30,280	39,415	
	ДОЦ Голубь	64	90		60	83		59	84		59,389	83,851	
	Котельная №32	341	436		414	544		407	522		406,893	521,088	
	Котельная шк№1				9	21		20	30		20,325	30,175	
	Котельная шк№23				30	67		29	54		28,765	53,324	

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО ГОРОД НОВОКУЗНЕЦК НА ПЕРИОД 2019-2032 ГГ.  
 ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Наименование системы теплоснабжения	2013 г.			2014 г.			2015 г.			2016 г.		
		Годовые затраты и потери теплоносителя, м³/год	Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал/год	Годовые затраты электроэнергии, кВт*ч	Годовые затраты и потери теплоносителя, тыс. м³/год	Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал/год	Годовые затраты электроэнергии, кВт*ч	Годовые затраты и потери теплоносителя, тыс. м³/год	Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал/год	Годовые затраты электроэнергии, кВт*ч	Годовые затраты и потери теплоносителя, тыс. м³/год	Годовые затраты и потери тепловой энергии, Гкал/год	Годовые затраты электроэнергии, кВт*ч
	Котельная шк№43				15	26		31	48		30,811	47,556	
	Котельная шк№37				11	18		27	30		27,240	29,832	
	Котельная шк№16				7	16		24	36		24,387	36,208	
	Газовая котельная МЧС				3268	1716		1831	1161		1830,918	1159,229	
	Котельная Полосухино				137	384		272	522		234,927	421,776	
	Котельная интернат №66				15	48		110	204		82,604	226,356	
<b>6</b>	<b>Итого:</b>	<b>738405</b>	<b>475829</b>	<b>6983402</b>	<b>847837</b>	<b>474882</b>	<b>4229816</b>	<b>839676,632</b>	<b>464354,6</b>	<b>4229816</b>	<b>762923,465</b>	<b>452163,7</b>	<b>4229816</b>

Данные по тепловым потерям теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях (эксплуатирующая организация АО «МТСК») от источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии представлены за период с 2013 по 2015 гг. приведены в таблице ниже.

**Таблица 55 – Данные по тепловым потерям теплоносителя и тепловой энергии на тепловых сетях АО «МТСК»**

Год	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, утвержденных уполномоченным органом (тыс. Гкал)				Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии (тыс. Гкал)			
	по тепловым сетям от КТЭЦ (вода)	по тепловым сетям от КТЭЦ (пар)	по тепловым сетям от ЗС ТЭЦ	ВСЕГО	по тепловым сетям от КТЭЦ (вода)	по тепловым сетям от КТЭЦ (пар)	по тепловым сетям от ЗС ТЭЦ	ВСЕГО
2013	115810	5492	132200	<b>253502</b>	119512	49675	131353	<b>300540</b>
2014	166646	5584	133868	<b>306098</b>	174334	57084	133868	<b>365286</b>
2015	123240	5589	130724	<b>259553</b>	171860	34057	130724	<b>336641</b>
2016	118197	5601	131051	<b>254848</b>	-	-	-	-

### **3.16. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения**

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

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

Присоединение потребителей г. Новокузнецка к тепловым сетям осуществляется по открытой схеме теплоснабжения.

Схемы присоединения потребителей к тепловым сетям преимущественно элеваторные, также присутствуют схемы присоединения с насосным смешением, с независимым присоединением, через ЦТП и др.

На схемах представлены обозначения:

- СО – система отопления;
- П1СТ и П2СТ - подогреватели первой и второй ступени соответственно;
- ЦНСГВ – циркуляционный насос системы ГВС;
- РТ – регулятор температуры;
- ХВ – холодное водоснабжение.

Схемы с наиболее распространенным присоединением потребителей к тепловым сетям приведены на рисунках ниже

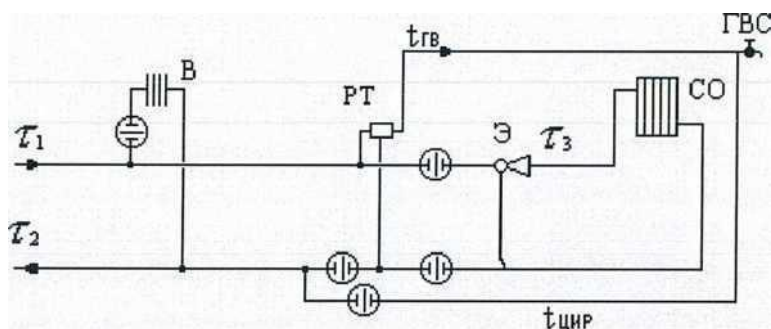


Рисунок 46 – Потребитель с открытым водоразбором на ГВС и элеваторным присоединением систем отопления (СО)

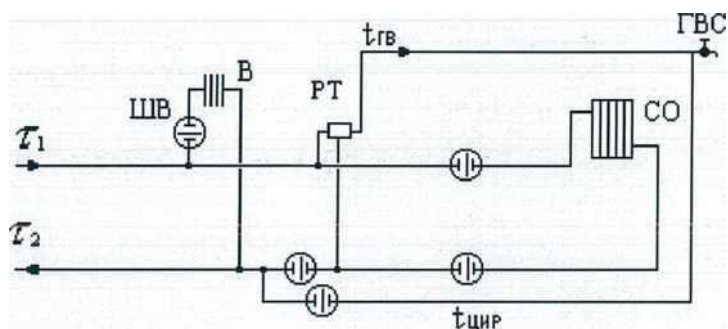


Рисунок 47 – Потребитель с открытым водоразбором на ГВС и непосредственным присоединением СО

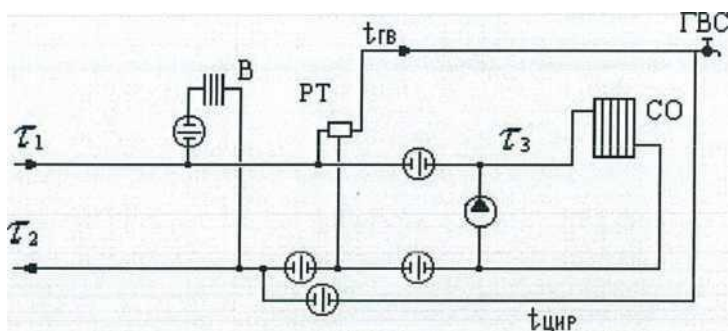


Рисунок 48 – Потребитель с открытым водоразбором на ГВС и насосным присоединением СО

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

Практически все тепловые источники города оборудованы коммерческими узлами учета, оснащенные поверенными средствами измерения, позволяющими вести автоматически инструментальные измерения количества и качества отпускаемой в тепловые сети тепловой энергии.

Учет тепла, отпускаемого потребителям от Новокузнецких ТЭЦ:

1. На *Кузнецкой ТЭЦ* ведется с помощью информационно-измерительного комплекса (АВК- 1), предназначенного для организации коммерческого учета массы и тепловой энергии

воды и пара, а также для оперативного контроля гидравлических и технологических параметров теплоносителя с центральной станции комплекса;

2. На *Западно-Сибирской ТЭЦ* учет отпуска тепла в водяные сети, осуществляется системой коммерческого учета тепловой энергии «Информационно-измерительный комплекс «Западно-Сибирская ТЭЦ» (АБК-6);

2. На *Центральной ТЭЦ* учет тепла в горячей воде осуществляется комплексом приборов учета с тепловычислителем СПТ 961 «Взлет».

Большинство муниципальных котельных оснащено приборами учета, фиксирующими значения расхода, давления и температуры теплоносителя в прямом и обратном трубопроводе, а также в линии подпитки типа: «Взлет», «Сапфир», ртутных термометров и др. На котельных средней и малой мощности, в основном, установлены манометры и термометры. Все средства измерения проходят регулярную поверку. Ведомственные котельные данные о наличии приборов учета не представили.

Сведения о наличии коммерческих приборов учета тепловой энергии у потребителей тепла в зоне действия Кузнецкой и Центральной ТЭЦ, а также от муниципальных котельных г. Новокузнецка приведены в таблицах ниже.

**Таблица 56 – Наличие приборов учета тепловой энергии у потребителей тепла в зоне влияния КТЭЦ**

Категория потребителей	Всего	Установлено	%
Жилой фонд	891	189	21
Бюджетные организации	106	98	92
Прочие	98	86	88
<b>Всего:</b>	1095	373	34

**Таблица 57 – Наличие приборов учета тепловой энергии у потребителей тепла от ЦТЭЦ и котельных**

Категория потребителей	от ЦТЭЦ	от котельных
Жилой фонд	111	42
Муниципальный/бюджет	100	111
Областной/бюджет	6	4
Федеральный/бюджет	46	8
Прочие	229	73
<b>Всего:</b>	492	238

Общее количество тепловой энергии и теплоносителя, потребленное за расчетный период всеми абонентами без приборов учета, определяется из теплового и водного балансов системы теплоснабжения, а отдельным потребителем – пропорционально его расчетным часовым тепловой и массовой (объемной) нагрузкам, указанным в договоре теплоснабжения, с учетом различия в характере теплового потребления: отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка переменна и зависит от метеоусловий, тепловая нагрузка горячего водоснабжения в течение отопительного периода постоянна.

Тепловые потери через изоляцию трубопроводов на участках тепловой сети, находящихся на балансе соответствующего абонента, включаются в количество тепловой энергии, потреб-

ленной этим абонентом, также, как и потери тепловой энергии со всеми видами утечки и сливом теплоносителя из систем теплоснабжения и трубопроводов его участка тепловой сети.

Установку приборов учета нецелесообразно проводить для ветхих и аварийных объектов.

Выбор типа прибора учета помимо характеристик и общеизвестных требований, например, по длинам прямых участков трубопроводов, должен основываться также на учете следующих факторов:

- допустимого по экономическим соображениям срока окупаемости;
- наличие «запаса» перепада давления на вводе конкретного объекта;
- соответствия теплового узла Правилам технической эксплуатации;
- надежности и ремонтнопригодности приборов;
- необходимости автономного электропитания;
- уровня подготовки эксплуатационного персонала;
- полная автоматизация учета;
- наличие двухмесячного почасового архива;
- доступная стоимость;
- срок присутствия производителя приборов на рынке;
- количество проданных приборов и в каких регионах они эксплуатируются.

Отечественными производителями выпускается большое количество теплосчетчиков, удовлетворяющих по своим техническим характеристикам требованиям Правил учета тепловой энергии. Выбор тепловычислительных комплексов следует производить, исходя из оптимального сочетания цены и качества.

Всего для оснащения потребителей приборами учета тепловой энергии в период с 2017 по 2020 год необходимо приобретение и установка 2262 приборов учета.

Затраты на реализацию программных мероприятий вместе с проектно-монтажными работами на 2-хтрубную систему приведены в таблице ниже.

**Таблица 58 – Затраты на реализацию мероприятий по установке приборов учета тепловой энергии**

Мероприятие	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	Итого
Установка УУТЭ	млн. руб.	64,99	144,97	144,97	144,97	499,90

Монтаж узлов учета в муниципальных жилых домах будет выполняться подрядными организациями, прошедшими конкурсный отбор. На жилищно-эксплуатационные предприятия возлагается обязанность по оборудованию помещений узлов учета в части обеспечения сохранности устанавливаемого оборудования, предотвращения несанкционированного проникновения в узел посторонних лиц. До начала выполнения монтажа предприятием - подрядчиком изготавливается проектно-сметная документация.

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

Оперативно-диспетчерская служба АО «МТСК» работает круглосуточно. С 8.00 до 17.00 диспетчер руководит оперативными бригадами двух теплосетевых районов г. Новокузнецка для производства отключений. В выходные дни и в ночное время в оперативном подчинении у диспетчера находятся 1 слесарь оперативно-диспетчерской службы, 1 водитель на дежурном автомобиле, 1 оператор ТСР, 1 сторож, 3 машиниста ПНС.

Контроль и управление режимами осуществляется, в основном, по телефону (стационарный и мобильный) и рации. На рабочем месте документация: режимный лист, журналы учета заявок и нарядов, инструкции, планы ликвидации аварийных ситуаций.

Бригады участков и ремонтов находятся под оперативным контролем диспетчера.

Средства автоматизации, телемеханизации и связи в рассматриваемых системах теплоснабжения, как правило, отсутствуют.

В настоящее время в диспетчерской службе ООО «Сибэнерго» работает две диспетчерские службы в круглосуточном режиме работы:

1. По котельным – 4 диспетчера;
2. По тепловым сетям – 6 диспетчеров, 2 – оператора, начальник ДС по тепловым сетям.

В подчинении 4 бригады по 5 человек оперативного персонала.

Задачами ДС является:

- управление и ведение заданных режимов работы котельных и тепловых сетей, обуславливающих бесперебойность теплоснабжения потребителей;
- производство переключений, пусков, остановов;
- подготовка рабочего места к производству ремонтных работ;
- предотвращение развития нарушений при аварийной ситуации и исключение повреждения оборудования, не затронутого аварией.

Диспетчер ДС:

- руководит работой подчиненного оперативного персонала по включению, отключению и переключению на тепловых сетях, сетях водоснабжения и водоотведения, котельного оборудования;
- руководит и координирует действие персонала при локализации и ликвидации повреждений, а далее восстановлении режима работы оборудования;
- передает телефонограммы в смежные организации по отключениям, включениям и переключениям оборудования;



- передает для согласования заявки на вывод оборудования в ремонт вышестоящим руководителям;
- вызывает представителей для производства земляных работ и переключений тепловых сетей;
- осуществляет контроль за отключенными объектами, с уведомлением телефонограммами обслуживающих организаций, ЕДДС, Администраций районов города, смежных организаций, Котлонадзор;
- отвечает на телефонных звонки жителей города по вопросам, связанным с наличием или отсутствием отопления и горячего водоснабжения;
- ведет переговоры с управляющими компаниями;
- принимает жалобы от потребителей на открытые колодцы, отсутствие ТСН и ГВС, парение теплотрасс.

### **3.20. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций**

На магистральных тепловых сетях для обеспечения нормальных гидравлических параметров теплоносителя для присоединения потребителей по наиболее простым зависимым схемам установлены две подкачивающие насосные станции - ПНС-11 (на Центральный район) и ПНС-15 (на Кузнецкий район), насосная станция зарядки и разрядки баков-аккумуляторов (ПНС-12) и насосная станция ПНС-16 (на Новоильинский район), принадлежащих АО «МТСК».

На распределительных тепловых сетях города работают 12 насосных станций (ПНС) (ПНС-11, ПНС-12, ПНС-15 эксплуатирует ООО «ТСН», ПНС-16 – АО «МТСК», остальные – ООО «Сибэнерго», ООО «НТК») и 12 центральных тепловых пунктов (ЦТП).

На ПНС-11 и ПНС-15 установлены информационно-управляющие измерительные комплексы «TREI». Данный комплекс осуществляет измерительную функцию. Посредством преобразователей расхода, давления температуры теплоносителя, вибрации насосов и контроллеров «TREI», установленных на ПНС-11, ПНС-15, по каналам связи производится передача текущих параметров на мнемосхему в диспетчерскую ООО «ТСН» и машинисту ПНС.

Система технологических защит на ПНС ООО «ТСН» и АО «МТСК» непрерывно контролирует наиболее ответственные параметры, отклонение которых от заданных значений ведет к нарушению технологического процесса и повреждению оборудования.

Уставки технологических защит, сигнализации и АВР занесены в карту уставок ПНС и утверждены главным инженером.

### **3.21. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления**

Для поддержания заданного давления воды в подающем и обратном трубопроводах на ПНС №№ 11, 15, 16 установлены 11 регулирующих гидравлических клапанов РК.

Защита тепловых сетей и оборудования ПНС ООО «ТСН» и АО «МТСК» от внезапного повышения давления выполнена с помощью клапанов БКС-300 (Быстродействующий сливной клапан) ООО «Екатеринбургское энергетическое общество». Клапаны БКС-300 установлены и введены в эксплуатацию в 2013 г. на ПНС-11, ПНС-15, ПНС-16. В направлении Заводского района и Новобайдаевского микрорайона установлены устройства защиты от внезапного повышения давления.

#### *Общестанционная автоматика ПНС-11*

1. При понижении давления на всасе подающих сетевых насосов ниже уставки, произойдет отключение всех сетевых насосов подающего трубопровода с выдержкой времени. Пока давление понижено, АВР сетевых насосов не сработает (действует запрет).

2. При понижении давления на всасе обратных сетевых насосов ниже уставки, через выдержку времени, настраиваемую для каждого насоса, произойдет отключение сетевых насосов обратного трубопровода.

3. При понижении давления на всасе обратных сетевых насосов ниже уставки, через выдержку времени, настраиваемую для каждого насоса, произойдет отключение сетевых насосов подающего трубопровода.

4. При повышении давления на всасе обратных сетевых насосов выше уставки, через выдержку времени произойдет открытие задвижки №38 на обводной линии РК2 с выдержкой времени.

5. При повышении давления в обратном трубопроводе выше уставки, произойдет срабатывание защиты от повышенного давления (открытия клапана БКС на сброс).

6. При отклонении давления определенного картой уставок на:

- всасе подающих сетевых насосов;
- нагнетании подающих сетевых насосов;
- всасе обратных сетевых насосов;
- напоре обратных сетевых насосов;
- отклонении уровня воды в баках-аккумуляторах ПНС-12 работает предупредительная сигнализация.

7. При аварийном отключении работающего электродвигателя сетевого насоса, автоматически включается резервный.

#### *Общестанционная автоматика ПНС-12*

1. При понижении уровня воды в баках ниже уставки, произойдет отключение работающих сетевых насосов.

2. При повышении уровня воды в баках выше уставки, автоматически закрывается задвижка №5 с выдержкой времени.

3. При аварийном отключении работающего электродвигателя сетевого насоса, автоматически включается резервный.

#### *Общестанционная автоматика ПНС-15*

1. При повышении давления на всасе обратных сетевых насосов выше уставки, через выдержку времени произойдет открытие задвижки №15 на обводной линии РК.

2. При повышении давления в обратном трубопроводе выше уставки, произойдет срабатывание защиты от повышенного давления (открытие клапана БКС на сброс).

3. При повышении давления на всасе обратных сетевых насосов выше уставки, автоматически включается резервный сетевой насос на обратном трубопроводе.

4. При понижении давления на напоре подающих сетевых насосов ниже уставки, автоматически включается резервный сетевой насос на подающем трубопроводе.

5. При понижении давления на всасе подающих сетевых насосов ниже уставки, отключаются насосы на подающем и обратном трубопроводе с выдержкой времени 5 секунд.

6. При повышении давления на напоре подающих сетевых насосов выше уставки, отключаются сетевые насосы на подающем трубопроводе с выдержкой времени 5 секунд.

7. При отклонении давления определенного картой уставок на:

- всасе подающих сетевых насосов;
- нагнетании подающих сетевых насосов;
- всасе обратных сетевых насосов;
- напоре обратных сетевых насосов срабатывает предупредительная сигнализация.

8. При аварийном отключении работающего электродвигателя сетевого насоса, автоматически включается резервный.

#### *Общестанционная автоматика ПНС-16*

1. При повышении давления на всасе обратных сетевых насосов выше уставки, автоматически включается резервный сетевой насос на обратном трубопроводе.

2. При повышении давления на всасе обратных сетевых насосов выше уставки, через выдержку времени произойдет открытие задвижки №0-10 на обводной линии РК2.

3. При отклонении давления определенного картой уставок на:

- всасе подающих сетевых насосов;
- нагнетании подающих сетевых насосов;
- всасе обратных сетевых насосов;
- напоре обратных сетевых насосов сработает предупредительная сигнализация.

4. При понижении давления на напоре подающих сетевых насосов ниже уставки, автоматически включается резервный сетевой насос на подающем трубопроводе.

5. При повышении давления в обратном трубопроводе выше уставки, произойдет срабатывание защиты от повышенного давления (открытие клапана БКС на сброс).

6. При аварийном отключении работающего электродвигателя сетевого насоса, автоматически включается резервный.

#### *Общестанционная автоматика СРП НС-16*

1. При понижении уровня воды в баках ниже уставки, произойдет отключение работающих сетевых насосов.

2. При повышении уровня воды в баках выше уставки, автоматически закрывается задвижка №0-14 на линии заполнения бака.

3. При аварийном отключении работающего электродвигателя сетевого насоса, автоматически включается резервный.

4. При отклонении давления определенного картой уставок на:

- понижении уровня воды в баках;

- повышении уровня воды баках сработает предупредительная сигнализация.

При аварийном отключении работающего электродвигателя сетевого насоса, автоматически включается резервный.

### **3.22. Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию**

В соответствии с п. 6 ст. 15 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении»:

«В случае выявления бесхозяйных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) орган местного самоуправления поселения или городского округа до признания права собственности на указанные бесхозяйные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозяйными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозяйные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозяйных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозяйных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования».

В соответствии с п. 4 ст. 8 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении»:

«В случае, если организации, осуществляющие регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, осуществляют эксплуатацию тепловых сетей, собственник или иной законный владелец которых не установлен (бесхозные тепловые сети), затраты на содержание, ремонт, эксплуатацию таких тепловых сетей учитываются при установлении тарифов в отношении указанных организаций в порядке, установленном основами ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации».

На территории Новокузнецкого городского округа распространена практика, когда застройщик после сдачи построенных объектов перестает обслуживать и тепловые сети к ним. Теплосетевым организациям, работающим в районе застройки, приходится принимать указанные тепловые сети на обслуживание. Часть таких бесхозных тепловых сетей выявлена КУМИ г. Новокузнецка и передана в эксплуатацию ООО «ТСН» соответствующими распоряжениями. Бесхозные сети, непосредственно присоединенные к тепловым сетям ООО «СибЭнерго», официально не признаны таковыми. На текущий момент проводится процедура присвоения данным тепловым сетям статуса бесхозных. Для дальнейшей разработки схемы теплоснабжения примем допущение, что указанные сети будут признаны бесхозными и будут переданы в обслуживание и эксплуатацию ООО «СибЭнерго». Перечень выявленных бесхозных сетей представлен в таблице ниже.

Таблица 59 – Перечень выявленных бесхозных сетей

Источник	Обслуживающая организация (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозным)	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность тр-дов (1-трубное исполнение), м	Матхарактеристика, м <sup>2</sup>	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
КТЭЦ	ТСН	ТК-20-6 - наружная стена ж.д. ул. Петракова, 45	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	24,00	2,14	минвата	1983	1983
КТЭЦ	ТСН	ТК-20-6 - наружная стена ж.д. ул. Петракова, 45	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	24,00	2,14	минвата	1983	1983
КТЭЦ	ТСН	ТК-20-5 - Наружная стена ж.д. ул. Петракова, 47	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	18,00	1,60	минвата	1986	1986
КТЭЦ	ТСН	ТК-20-5 - Наружная стена ж.д. ул. Петракова, 47	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	18,00	1,60	минвата	1986	1986
КТЭЦ	ТСН	ТК-20-16а - ТК-20-16б	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	76,00	8,21	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	ТК-20-16а - ТК-20-16б	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	76,00	8,21	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	ТК-20-16б - Наружная стена ж.д. ул. Петракова, 41а	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	18,00	1,60	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	ТК-20-16б - Наружная стена ж.д. ул. Петракова, 41а	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	18,00	1,60	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	ТК-20-16б - Наружная стена ж.д. ул. Петракова, 41б	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	27,00	2,40	минвата	1983	1983
КТЭЦ	ТСН	ТК-20-16б - Наружная стена ж.д. ул. Петракова, 41б	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	27,00	2,40	минвата	1983	1983
КТЭЦ	ТСН	ТК-20-12б - Наружная стена ж.д. ул. Петракова, 41б	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	39,00	3,47	минвата	1983	1983
КТЭЦ	ТСН	ТК-20-12б - Наружная стена ж.д. ул. Петракова, 41б	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	39,00	3,47	минвата	1983	1983
КТЭЦ	ТСН	ТК-20-18 - Наружная стена ж.д. ул. Екимова, 14	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	8,00	0,71	минвата	1983	1983
КТЭЦ	ТСН	ТК-20-18 - Наружная стена ж.д. ул. Екимова, 14	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	8,00	0,71	минвата	1983	1983
КТЭЦ	ТСН	ТК-20-10 - Наружная стена ул. Екимова, 32б	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	10,00	1,08	минвата	1983	1983
КТЭЦ	ТСН	ТК-20-10 - Наружная стена ул. Екимова, 32б	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	10,00	1,08	минвата	1983	1983
КТЭЦ	ТСН	Наружная стена ж.д. Петракова, 45 - ИТП-2 ж.д. Петракова, 45	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	4,00	0,36	минвата	1983	1983
КТЭЦ	ТСН	Наружная стена ж.д. Петракова, 45 - ИТП-2 ж.д. Петракова, 45	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	4,00	0,36	минвата	1983	1983
КТЭЦ	ТСН	К-2 - УТ-1	ГВС;Отопление	подача	подземная	250	85,00	23,21	минвата	2002	2002
КТЭЦ	ТСН	К-2 - УТ-1	ГВС;Отопление	обратка	подземная	250	85,00	23,21	минвата	2002	2002
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул.Ленина, 95	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	5,00	0,54	минвата	2002	2002
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул.Ленина, 95	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	5,00	0,54	минвата	2002	2002
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул. Народная, 11б	ГВС;Отопление	подача	подземная	70	22,50	1,71	минвата	2002	2002
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул. Народная, 11б	ГВС;Отопление	обратка	подземная	70	22,50	1,71	минвата	2002	2002
КТЭЦ	ТСН	ТК-66 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 1	ГВС;Отопление	подача	подземная	70	68,00	5,17	минвата	1998	1998
КТЭЦ	ТСН	ТК-66 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 1	ГВС;Отопление	обратка	подземная	50	68,00	3,88	минвата	1998	1998
КТЭЦ	ТСН	УТ-19 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых, 14Б	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	32,00	2,85	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-19 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых, 14Б	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	32,00	2,85	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-20 - УТ-22	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	31,00	3,35	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-20 - УТ-22	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	31,00	3,35	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-22 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых, 14Б	ГВС;Отопление	подача	подземная	70	18,50	1,41	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-22 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых, 14Б	ГВС;Отопление	обратка	подземная	70	18,50	1,41	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-22 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых, 10А	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	81,00	7,21	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-22 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых, 10А	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	81,00	7,21	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-2 - 1УТ-23	ГВС;Отопление	подача	подземная	200	95,00	20,81	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-2 - 1УТ-23	ГВС;Отопление	обратка	подземная	200	95,00	20,81	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-23 - УТ-24	ГВС;Отопление	подача	подземная	200	92,00	20,15	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-23 - УТ-24	ГВС;Отопление	обратка	подземная	200	92,00	20,15	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-24 - УТ-25	ГВС;Отопление	подача	подземная	200	61,50	13,47	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-24 - УТ-25	ГВС;Отопление	обратка	подземная	200	61,50	13,47	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-23 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых. 10а	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	20,00	1,78	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-23 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых. 10а	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	20,00	1,78	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-24 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых, 4Б	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	18,00	1,60	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-24 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых, 4Б	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	18,00	1,60	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-25 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых. 4Б	ГВС;Отопление	подача	подземная	70	20,00	1,52	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-25 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых. 4Б	ГВС;Отопление	обратка	подземная	70	20,00	1,52	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-25 - УТ-26	ГВС;Отопление	подача	подземная	150	35,00	5,57	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-25 - УТ-26	ГВС;Отопление	обратка	подземная	150	35,00	5,57	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-26 - УТ-27	ГВС;Отопление	подача	подземная	150	220,50	35,06	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-26 - УТ-27	ГВС;Отопление	обратка	подземная	150	220,50	35,06	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-27 - УТ-28	ГВС;Отопление	подача	подземная	150	152,50	24,25	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-27 - УТ-28	ГВС;Отопление	обратка	подземная	150	152,50	24,25	минвата	2009	2009

Источник	Обслуживающая организация (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозяйным)	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность тр-дов (1-трубное исполнение), м	Матхарактеристика, м <sup>2</sup>	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
КТЭЦ	ТСН	ТК-25 - УТ-3	ГВС;Отопление	подача	подземная	300	84,00	27,30	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	ТК-25 - УТ-3	ГВС;Отопление	обратка	подземная	300	84,00	27,30	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-3 - УТ-5	ГВС;Отопление	подача	подземная	200	107,00	23,43	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-3 - УТ-5	ГВС;Отопление	обратка	подземная	200	107,00	23,43	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-5 - УТ-6	ГВС;Отопление	подача	подземная	200	86,00	18,83	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-5 - УТ-6	ГВС;Отопление	обратка	подземная	200	86,00	18,83	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-6 - УТ-7	ГВС;Отопление	подача	подземная	200	60,00	13,14	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-6 - УТ-7	ГВС;Отопление	обратка	подземная	200	60,00	13,14	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-7 - УТ-8	ГВС;Отопление	подача	подземная	200	110,00	24,09	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-7 - УТ-8	ГВС;Отопление	обратка	подземная	200	110,00	24,09	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-8 - УТ-9	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	38,00	4,10	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-8 - УТ-9	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	38,00	4,10	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-8 - УТ-10	ГВС;Отопление	подача	подземная	200	62,00	13,58	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-8 - УТ-10	ГВС;Отопление	обратка	подземная	200	62,00	13,58	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-10 - УТ-11	ГВС;Отопление	подача	подземная	200	82,00	17,96	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-10 - УТ-11	ГВС;Отопление	обратка	подземная	200	82,00	17,96	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-11 - УТ-12	ГВС;Отопление	подача	подземная	150	57,00	9,06	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-11 - УТ-12	ГВС;Отопление	обратка	подземная	150	57,00	9,06	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-12 - УТ-13	ГВС;Отопление	подача	подземная	150	80,00	12,72	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-12 - УТ-13	ГВС;Отопление	обратка	подземная	150	80,00	12,72	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-13 - УТ-14	ГВС;Отопление	подача	подземная	150	59,00	9,38	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-13 - УТ-14	ГВС;Отопление	обратка	подземная	150	59,00	9,38	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-14 - УТ-15	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	41,00	4,43	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-14 - УТ-15	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	41,00	4,43	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-15 - УТ-16	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	21,00	1,87	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-15 - УТ-16	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	21,00	1,87	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-14 - УТ-2	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	68,00	7,34	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-14 - УТ-2	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	68,00	7,34	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-3 - УТ-4	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	38,00	4,10	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-3 - УТ-4	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	38,00	4,10	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-3 - УТ-17	ГВС;Отопление	подача	подземная	200	120,00	26,28	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-3 - УТ-17	ГВС;Отопление	обратка	подземная	200	120,00	26,28	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-17 - УТ-18	ГВС;Отопление	подача	подземная	200	60,00	13,14	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-17 - УТ-18	ГВС;Отопление	обратка	подземная	200	60,00	13,14	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-18 - УТ-19	ГВС;Отопление	подача	подземная	200	85,00	18,62	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-18 - УТ-19	ГВС;Отопление	обратка	подземная	200	85,00	18,62	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-19 - УТ-20	ГВС;Отопление	подача	подземная	200	30,00	6,57	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-19 - УТ-20	ГВС;Отопление	обратка	подземная	200	30,00	6,57	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-20 - УТ-21	ГВС;Отопление	подача	подземная	200	100,00	21,90	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-20 - УТ-21	ГВС;Отопление	обратка	подземная	200	100,00	21,90	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-2 - УТ-1	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	52,00	5,62	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-2 - УТ-1	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	52,00	5,62	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-2 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 5	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	8,00	0,71	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-2 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 5	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	8,00	0,71	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 5	ГВС;Отопление	подача	подземная	70	48,00	3,65	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 5	ГВС;Отопление	обратка	подземная	70	48,00	3,65	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-5 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 11	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	11,00	0,98	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-5 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 11	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	11,00	0,98	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-4 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 11	ГВС;Отопление	подача	подземная	70	7,00	0,53	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-4 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 11	ГВС;Отопление	обратка	подземная	70	7,00	0,53	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-4 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. №2	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	14,00	1,25	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-4 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. №2	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	14,00	1,25	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-6 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 9	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	12,00	1,07	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-6 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 9	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	12,00	1,07	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-7 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 9	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	11,00	0,98	минвата	2009	2009

Источник	Обслуживающая организация (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозяйным)	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность тр-дов (1-трубное исполнение), м	Матхарактеристика, м <sup>2</sup>	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
КТЭЦ	ТСН	УТ-7 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 9	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	11,00	0,98	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-21 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 4	ГВС;Отопление	подача	подземная	70	12,00	0,91	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-21 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 4	ГВС;Отопление	обратка	подземная	70	12,00	0,91	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-9 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 7	ГВС;Отопление	подача	подземная	70	16,00	1,22	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-9 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 7	ГВС;Отопление	обратка	подземная	70	16,00	1,22	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	.УТ-9 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 7	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	50,00	5,40	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	.УТ-9 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 7	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	50,00	5,40	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-12 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 7	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	5,00	0,45	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-12 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 7	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	5,00	0,45	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-11 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 8	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	14,00	1,25	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-11 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 8	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	14,00	1,25	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-2 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 1	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	23,00	2,05	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-2 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 1	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	23,00	2,05	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-16 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 2	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	24,00	2,14	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-16 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 2	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	24,00	2,14	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-16 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 3	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	22,00	1,96	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-16 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 3	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	22,00	1,96	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-15 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 4	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	11,00	0,98	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-15 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 4	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	11,00	0,98	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-13 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 4	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	62,00	5,52	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-13 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых 4	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	62,00	5,52	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-11 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 12	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	14,00	1,25	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-11 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 12	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	14,00	1,25	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-21 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 12	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	38,00	3,38	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-21 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 12	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	38,00	3,38	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-19 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 13	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	12,00	1,07	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-19 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 13	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	12,00	1,07	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-20 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 13	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	12,00	1,07	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-20 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 13	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	12,00	1,07	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-17 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 14	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	16,00	1,42	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-17 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 14	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	16,00	1,42	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-18 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 14	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	12,00	1,07	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-18 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 14	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	12,00	1,07	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-10 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 12	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	71,50	7,72	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-10 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 12	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	71,50	7,72	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 12 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 12	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	37,00	3,29	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 12 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 12	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	37,00	3,29	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 12 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 12	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	8,00	0,71	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 12 - Наружная стена ж.д. ул. Братьев Сизых стр. 12	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	8,00	0,71	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-28 - УТ-28а	ГВС;Отопление	подача	подземная	150	59,50	9,46	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-28 - УТ-28а	ГВС;Отопление	обратка	подземная	150	59,50	9,46	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-28а - УТ-29	ГВС;Отопление	подача	подземная	150	65,50	10,41	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-28а - УТ-29	ГВС;Отопление	обратка	подземная	150	65,50	10,41	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-29 - УТ-30	ГВС;Отопление	подача	подземная	125	195,00	25,94	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-29 - УТ-30	ГВС;Отопление	обратка	подземная	125	195,00	25,94	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-30 - УТ-31	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	209,00	22,57	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-30 - УТ-31	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	209,00	22,57	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-31 - Наружная стена ж.д. ул. 40 лет Победы, 4	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	19,00	2,05	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-31 - Наружная стена ж.д. ул. 40 лет Победы, 4	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	19,00	2,05	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-31 - Наружная стена ж.д. ул. 40 лет Победы, 6	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	8,00	0,71	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-31 - Наружная стена ж.д. ул. 40 лет Победы, 6	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	8,00	0,71	минвата	2009	2009



Источник	Обслуживающая организация (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозяйным)	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность тр-дов (1-трубное исполнение), м	Матхарактеристика, м <sup>2</sup>	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
КТЭЦ	ТСН	УТ-30 - УТ-32	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	31,50	3,40	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-30 - УТ-32	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	31,50	3,40	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-32 - Наружная стена-1 ж.д. ул. 40 лет Победы, 8	ГВС;Отопление	подача	подземная	70	20,00	1,52	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-32 - Наружная стена-1 ж.д. ул. 40 лет Победы, 8	ГВС;Отопление	обратка	подземная	70	20,00	1,52	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-32 - Наружная стена-2 ж.д. ул. 40 лет Победы, 8	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	85,00	7,57	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-32 - Наружная стена-2 ж.д. ул. 40 лет Победы, 8	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	85,00	7,57	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-32 - Наружная стена ж.д. ул. 40 лет Победы, 10	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	14,00	1,25	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-32 - Наружная стена ж.д. ул. 40 лет Победы, 10	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	14,00	1,25	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-29 - Наружная стена ж.д. ул. 40 лет Победы, 12	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	37,00	4,00	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-29 - Наружная стена ж.д. ул. 40 лет Победы, 12	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	37,00	4,00	минвата	2009	2009
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 - УТ-17	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	324,00	28,84	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 - УТ-17	ГВС;Отопление	обратка	подземная	70	324,00	24,62	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-17 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 8	ГВС;Отопление	подача	подземная	50	30,00	1,71	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-17 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 8	ГВС;Отопление	обратка	подземная	40	30,00	1,35	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-17 - УТ-12	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	164,00	14,60	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-17 - УТ-12	ГВС;Отопление	обратка	подземная	70	164,00	12,46	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-12 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 8	ГВС;Отопление	подача	подземная	50	40,00	2,28	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-12 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 8	ГВС;Отопление	обратка	подземная	40	40,00	1,80	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-12 - УТ-13	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	60,00	5,34	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-12 - УТ-13	ГВС;Отопление	обратка	подземная	70	60,00	4,56	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-13 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 8	ГВС;Отопление	подача	подземная	40	32,00	1,44	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-13 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 8	ГВС;Отопление	обратка	подземная	40	32,00	1,44	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-13 - УТ-14	ГВС;Отопление	подача	подземная	70	52,00	3,95	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-13 - УТ-14	ГВС;Отопление	обратка	подземная	50	52,00	2,96	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-14 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 6	ГВС;Отопление	подача	подземная	50	61,00	3,48	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-14 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 6	ГВС;Отопление	обратка	подземная	40	61,00	2,75	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-14 - Наружная стена 2 ж.д. ул. Новобайдаевская, 6	ГВС;Отопление	подача	подземная	50	61,00	3,48	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-14 - Наружная стена 2 ж.д. ул. Новобайдаевская, 6	ГВС;Отопление	обратка	подземная	40	61,00	2,75	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-3 - УТ-35	ГВС;Отопление	подача	подземная	150	58,00	9,22	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-3 - УТ-35	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	58,00	6,26	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-35 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 14	ГВС;Отопление	подача	подземная	50	44,00	2,51	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-35 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 14	ГВС;Отопление	обратка	подземная	40	44,00	1,98	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-35 - УТ-36	ГВС;Отопление	подача	подземная	150	70,00	11,13	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-35 - УТ-36	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	70,00	7,56	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-36 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 14	ГВС;Отопление	подача	подземная	50	44,00	2,51	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-36 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 14	ГВС;Отопление	обратка	подземная	40	44,00	1,98	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-36 - УТ-37	ГВС;Отопление	подача	подземная	150	46,00	7,31	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-36 - УТ-37	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	46,00	4,97	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-37 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 16	ГВС;Отопление	подача	подземная	50	30,00	1,71	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-37 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 16	ГВС;Отопление	обратка	подземная	40	30,00	1,35	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-37 - УТ-38	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	88,00	7,83	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-37 - УТ-38	ГВС;Отопление	обратка	подземная	70	88,00	6,69	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-38 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 18	ГВС;Отопление	подача	подземная	50	32,00	1,82	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-38 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 18	ГВС;Отопление	обратка	подземная	40	32,00	1,44	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-38 - УТ-39	ГВС;Отопление	подача	подземная	70	78,00	5,93	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-38 - УТ-39	ГВС;Отопление	обратка	подземная	50	78,00	4,45	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-39 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 18а	ГВС;Отопление	подача	подземная	50	48,00	2,74	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-39 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 18а	ГВС;Отопление	обратка	подземная	40	48,00	2,16	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-39 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 20	ГВС;Отопление	подача	подземная	50	76,00	4,33	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-39 - Наружная стена ж.д. ул. Новобайдаевская, 20	ГВС;Отопление	обратка	подземная	40	76,00	3,42	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	ТК-19 - ТК-20	ГВС;Отопление	подача	подземная	800	115,00	94,30	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	ТК-19 - ТК-20	ГВС;Отопление	обратка	подземная	800	115,00	94,30	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	ТК-20 - ТК-21	ГВС;Отопление	подача	подземная	800	220,00	180,40	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	ТК-20 - ТК-21	ГВС;Отопление	обратка	подземная	800	220,00	180,40	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	ТК-21 - ТК-22	ГВС;Отопление	подача	подземная	800	187,00	153,34	минвата	2003	2003

Источник	Обслуживающая организация (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозяйным)	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность тр-дов (1-трубное исполнение), м	Матхарактеристика, м <sup>2</sup>	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
КТЭЦ	ТСН	ТК-21 - ТК-22	ГВС;Отопление	обратка	подземная	800	187,00	153,34	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	ТК-22 - ТК-23	ГВС;Отопление	подача	подземная	800	81,00	66,42	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	ТК-22 - ТК-23	ГВС;Отопление	обратка	подземная	800	81,00	66,42	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	ТК-23 - ТК-24	ГВС;Отопление	подача	подземная	800	90,00	73,80	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	ТК-23 - ТК-24	ГВС;Отопление	обратка	подземная	800	90,00	73,80	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	ТК-24 - ТК-25	ГВС;Отопление	подача	подземная	600	92,00	57,96	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	ТК-24 - ТК-25	ГВС;Отопление	обратка	подземная	600	92,00	57,96	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 - УТ-2	ГВС;Отопление	подача	подземная	200	120,00	26,28	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 - УТ-2	ГВС;Отопление	обратка	подземная	200	120,00	26,28	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-2 - УТ-3	ГВС;Отопление	подача	подземная	200	76,00	16,64	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-2 - УТ-3	ГВС;Отопление	обратка	подземная	200	76,00	16,64	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-3 - Наружная стена пр. Кузнецкстроевский, 9	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	21,00	2,27	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-3 - Наружная стена пр. Кузнецкстроевский, 9	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	21,00	2,27	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-3 - Наружная стена пр. Кузнецкстроевский,9	ГВС;Отопление	подача	подземная	125	82,00	10,91	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-3 - Наружная стена пр. Кузнецкстроевский,9	ГВС;Отопление	обратка	подземная	125	82,00	10,91	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-3 - Наружная стена ул. Орджоникидзе, 37	ГВС;Отопление	подача	подземная	125	38,00	5,05	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-3 - Наружная стена ул. Орджоникидзе, 37	ГВС;Отопление	обратка	подземная	125	38,00	5,05	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-2 - Наружная стена пр. Кузнецкстроевский, 11	ГВС;Отопление	подача	подземная	200	37,00	8,10	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-2 - Наружная стена пр. Кузнецкстроевский, 11	ГВС;Отопление	обратка	подземная	200	37,00	8,10	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	К-10 - Наружная стена пр. Кузнецкстроевский. 21	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	34,00	3,67	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	К-10 - Наружная стена пр. Кузнецкстроевский. 21	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	34,00	3,67	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	ТК-5 Тольятти-УТ-1	ГВС;Отопление	подача	подземная	300	73,00	23,73	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	ТК-5 Тольятти-УТ-1	ГВС;Отопление	обратка	подземная	300	73,00	23,73	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 - Наружная стена ж.д. пр. Пионерский, 58	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	51,00	5,51	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 - Наружная стена ж.д. пр. Пионерский, 58	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	51,00	5,51	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	ТК-9 Тольятти-УТ-1	ГВС;Отопление	подача	подземная	400	59,00	25,13	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	ТК-9 Тольятти-УТ-1	ГВС;Отопление	обратка	подземная	400	59,00	25,13	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 - УТ-1*	ГВС;Отопление	подача	подземная	250	84,00	22,93	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 - УТ-1*	ГВС;Отопление	обратка	подземная	250	84,00	22,93	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-1* - УТ-2	ГВС;Отопление	подача	подземная	250	100,00	27,30	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-1* - УТ-2	ГВС;Отопление	обратка	подземная	250	100,00	27,30	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	.УТ-2 - УТ-3	ГВС;Отопление	подача	подземная	250	46,00	12,56	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	.УТ-2 - УТ-3	ГВС;Отопление	обратка	подземная	250	46,00	12,56	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	.УТ-3 - УТ-4	ГВС;Отопление	подача	подземная	200	53,00	11,61	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	.УТ-3 - УТ-4	ГВС;Отопление	обратка	подземная	200	53,00	11,61	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-4 - УТ-5	ГВС;Отопление	подача	подземная	200	30,00	6,57	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-4 - УТ-5	ГВС;Отопление	обратка	подземная	200	30,00	6,57	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	.УТ-5 - УТ-6	ГВС;Отопление	подача	подземная	150	39,00	6,20	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	.УТ-5 - УТ-6	ГВС;Отопление	обратка	подземная	150	39,00	6,20	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	.УТ-6 - УТ-7	ГВС;Отопление	подача	подземная	150	111,00	17,65	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	.УТ-6 - УТ-7	ГВС;Отопление	обратка	подземная	150	111,00	17,65	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-7 - Наружная стена ж.д. ул. Запорожская, 77	ГВС;Отопление	подача	подземная	125	29,00	3,86	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-7 - Наружная стена ж.д. ул. Запорожская, 77	ГВС;Отопление	обратка	подземная	125	29,00	3,86	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-7 - Наружная стена ул. Запорожская. 75	ГВС;Отопление	подача	подземная	50	38,00	2,17	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-7 - Наружная стена ул. Запорожская. 75	ГВС;Отопление	обратка	подземная	50	38,00	2,17	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-5 - УТ-8	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	67,00	5,96	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-5 - УТ-8	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	67,00	5,96	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-8 - Наружная стена ул. Запорожская, 71	ГВС;Отопление	подача	подземная	70	5,00	0,38	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-8 - Наружная стена ул. Запорожская, 71	ГВС;Отопление	обратка	подземная	70	5,00	0,38	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-6 - Наружная стена ж.д. ул. Запорожская, 736	ГВС;Отопление	подача	подземная	125	32,00	4,26	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-6 - Наружная стена ж.д. ул. Запорожская, 736	ГВС;Отопление	обратка	подземная	125	32,00	4,26	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-4 - Наружная стена ж.д. ул. Запорожская, 696	ГВС;Отопление	подача	подземная	125	22,00	2,93	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-4 - Наружная стена ж.д. ул. Запорожская, 696	ГВС;Отопление	обратка	подземная	125	22,00	2,93	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 - УТ-1а	ГВС;Отопление	подача	подземная	200	88,00	19,27	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 - УТ-1а	ГВС;Отопление	обратка	подземная	200	88,00	19,27	минвата	2003	2003

Источник	Обслуживающая организация (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозяйным)	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность тр-дов (1-трубное исполнение), м	Матхарактеристика, м <sup>2</sup>	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
КТЭЦ	ТСН	УТ-1а - Наружная стена ж.д. пр. Ермакова, 28	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	10,00	1,08	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-1а - Наружная стена ж.д. пр. Ермакова, 28	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	10,00	1,08	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-1а - Наружная стена ж.д. пр. Ермакова, 24	ГВС;Отопление	подача	подземная	125	38,00	5,05	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-1а - Наружная стена ж.д. пр. Ермакова, 24	ГВС;Отопление	обратка	подземная	125	38,00	5,05	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-1а - УТ-2а	ГВС;Отопление	подача	подземная	200	89,00	19,49	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-1а - УТ-2а	ГВС;Отопление	обратка	подземная	200	89,00	19,49	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-2а - Наружная стена ж.д. пр. Ермакова, 18	ГВС;Отопление	подача	подземная	125	28,00	3,72	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-2а - Наружная стена ж.д. пр. Ермакова, 18	ГВС;Отопление	обратка	подземная	125	28,00	3,72	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-2а - УТ-3а	ГВС;Отопление	подача	подземная	200	76,00	16,64	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-2а - УТ-3а	ГВС;Отопление	обратка	подземная	200	76,00	16,64	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-3а - Наружная стена ж.д. пр. Ермакова, 16	ГВС;Отопление	подача	подземная	125	29,00	3,86	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-3а - Наружная стена ж.д. пр. Ермакова, 16	ГВС;Отопление	обратка	подземная	125	29,00	3,86	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-1* - Наружная стена ж.д. пр. Ермакова, 30	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	22,00	2,38	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-1* - Наружная стена ж.д. пр. Ермакова, 30	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	22,00	2,38	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-1* - УТ-26	ГВС;Отопление	подача	подземная	125	128,00	17,02	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-1* - УТ-26	ГВС;Отопление	обратка	подземная	125	128,00	17,02	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-26 - Наружная стена ж.д. пр. Ермакова. 34	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	16,00	1,73	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-26 - Наружная стена ж.д. пр. Ермакова. 34	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	16,00	1,73	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-26 - (через УТ-36)Наружная стена ж.д. пр. Ермакова. 36	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	135,00	14,58	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-26 - (через УТ-36)Наружная стена ж.д. пр. Ермакова. 36	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	135,00	14,58	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	.УТ-1 - УТ-1*	ГВС;Отопление	подача	подземная	300	178,00	57,85	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	.УТ-1 - УТ-1*	ГВС;Отопление	обратка	подземная	300	178,00	57,85	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-1* - УТ-2*	ГВС;Отопление	подача	подземная	125	59,00	7,85	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-1* - УТ-2*	ГВС;Отопление	обратка	подземная	125	59,00	7,85	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-2 - Стена Ермакова 2	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	4,00	0,36	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-2 - Стена Ермакова 2	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	4,00	0,36	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	*УТ-2 - УТ-3	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	80,00	8,64	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	*УТ-2 - УТ-3	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	80,00	8,64	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-3 - Стена Ермакова 6	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	4,00	0,36	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-3 - Стена Ермакова 6	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	4,00	0,36	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-3 - Стена Ермакова 10	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	80,00	7,12	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-3 - Стена Ермакова 10	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	80,00	7,12	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 * - УТ-2	ГВС;Отопление	подача	подземная	300	200,00	65,00	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 * - УТ-2	ГВС;Отопление	обратка	подземная	300	200,00	65,00	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	;УТ-2 - УТ-3	ГВС;Отопление	подача	подземная	300	110,00	35,75	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	;УТ-2 - УТ-3	ГВС;Отопление	обратка	подземная	300	110,00	35,75	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-3 -УТ-4	ГВС;Отопление	подача	подземная	200	112,50	24,64	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-3 -УТ-4	ГВС;Отопление	обратка	подземная	200	112,50	24,64	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	.УТ-4 - УТ-5	ГВС;Отопление	подача	подземная	200	8,50	1,86	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	.УТ-4 - УТ-5	ГВС;Отопление	обратка	подземная	200	8,50	1,86	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-2 - Стена Пионерский 60	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	28,00	2,49	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-2 - Стена Пионерский 60	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	28,00	2,49	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-2 - Стена Ермакова 4	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	25,00	2,23	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-2 - Стена Ермакова 4	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	25,00	2,23	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-3 - Стена Пионерский 62	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	30,00	2,67	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-3 - Стена Пионерский 62	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	30,00	2,67	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-4 - Стена Пионерский стр. №Н3А, Н3Б	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	69,00	6,14	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-4 - Стена Пионерский стр. №Н3А, Н3Б	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	69,00	6,14	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-4 - Стена Запорожская, 53	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	4,50	0,49	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-4 - Стена Запорожская, 53	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	4,50	0,49	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-5 - Ответвление на узел Запорожская, 57	ГВС;Отопление	подача	подземная	150	63,50	10,10	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	УТ-5 - Ответвление на узел Запорожская, 57	ГВС;Отопление	обратка	подземная	150	63,50	10,10	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	Ответвление на узел Запорожская, 57 - ИТП ж.д. Запо-	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	61,00	6,59	минвата	2003	2003

Источник	Обслуживающая организация (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозяйным)	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность тр-дов (1-трубное исполнение), м	Матхарактеристика, м <sup>2</sup>	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
		рожская, 61									
КТЭЦ	ТСН	Ответвление на узел Запорожская, 57 - ИТП ж.д. Запорожская, 61	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	61,00	6,59	минвата	2003	2003
КТЭЦ	ТСН	К-18 - К-18а	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	60,00	6,48	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	К-18 - К-18а	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	60,00	6,48	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	К-18а - Наружная стена-1 ж.д. пр.Ермакова, 11	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	16,00	1,42	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	К-18а - Наружная стена-1 ж.д. пр.Ермакова, 11	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	16,00	1,42	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	К-18а - Наружная стена-2 ж.д. пр.Ермакова, 11	ГВС;Отопление	подача	подземная	70	34,50	2,62	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	К-18а - Наружная стена-2 ж.д. пр.Ермакова, 11	ГВС;Отопление	обратка	подземная	70	34,50	2,62	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	К-16 - Наружная стена ж.д. пр.Ермакова, 7	ГВС;Отопление	подача	подземная	125	15,00	2,00	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	К-16 - Наружная стена ж.д. пр.Ермакова, 7	ГВС;Отопление	обратка	подземная	125	15,00	2,00	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	К-4 - УТ-1	ГВС;Отопление	подача	подземная	150	28,00	4,45	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	К-4 - УТ-1	ГВС;Отопление	обратка	подземная	150	28,00	4,45	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	.УТ-1 - УТ-2	ГВС;Отопление	подача	подземная	125	35,50	4,72	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	.УТ-1 - УТ-2	ГВС;Отопление	обратка	подземная	125	35,50	4,72	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-2 - Наружная стена пр.Кузнецкстроевский, 34а	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	8,00	0,71	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-2 - Наружная стена пр.Кузнецкстроевский, 34а	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	8,00	0,71	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-2 - Наружная стена пр.Кузнецкстроевский, 32а	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	30,00	2,67	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-2 - Наружная стена пр.Кузнецкстроевский, 32а	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	30,00	2,67	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-2 - Наружная стена пр.Кузнецкстроевский, 32б	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	48,00	4,27	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-2 - Наружная стена пр.Кузнецкстроевский, 32б	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	48,00	4,27	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	К-1 - Наружная стена ж.д. пр.Ермакова, 3	ГВС;Отопление	подача	подземная	125	40,00	5,32	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	К-1 - Наружная стена ж.д. пр.Ермакова, 3	ГВС;Отопление	обратка	подземная	125	40,00	5,32	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	К-13а - УТ-1	ГВС;Отопление	подача	подземная	70	100,00	7,60	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	К-13а - УТ-1	ГВС;Отопление	обратка	подземная	70	100,00	7,60	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	К-9 - Крыльцо ж.д. Павловского, 5	ГВС;Отопление	подача	подземная	150	43,00	6,84	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	К-9 - Крыльцо ж.д. Павловского, 5	ГВС;Отопление	обратка	подземная	150	43,00	6,84	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 - Наружная стена ж.д. Кузнецкстроевский, 34б	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	5,50	0,49	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 - Наружная стена ж.д. Кузнецкстроевский, 34б	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	5,50	0,49	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	К-3 - Наружная стена ж.д. Павловского, 23	ГВС;Отопление	подача	подземная	70	22,00	1,67	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	К-3 - Наружная стена ж.д. Павловского, 23	ГВС;Отопление	обратка	подземная	70	22,00	1,67	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	К-3в - Наружная стена ж.д. Павловского, 29	ГВС;Отопление	подача	подземная	70	6,00	0,46	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	К-3в - Наружная стена ж.д. Павловского, 29	ГВС;Отопление	обратка	подземная	70	6,00	0,46	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 - Наружная стена ж.д. Пионерский, 57	ГВС;Отопление	подача	подземная	70	28,00	2,13	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 - Наружная стена ж.д. Пионерский, 57	ГВС;Отопление	обратка	подземная	70	28,00	2,13	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	Врезка на ответвлении на ИТП ж.д. ул.Сеченова, 8 - Наружная стена ж.д. ул.Сеченова, 8	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	70,00	6,23	минвата	1959	1959
КТЭЦ	ТСН	Врезка на ответвлении на ИТП ж.д. ул.Сеченова, 8 - Наружная стена ж.д. ул.Сеченова, 8	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	70,00	6,23	минвата	1959	1959
КТЭЦ	ТСН	Наружная стена ж.д. ул.Сеченова, 8 - Наружная стена ж.д. ул.Курбатова, 6	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	33,00	2,94	минвата	1959	1959
КТЭЦ	ТСН	Наружная стена ж.д. ул.Сеченова, 8 - Наружная стена ж.д. ул.Курбатова, 6	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	33,00	2,94	минвата	1959	1959
КТЭЦ	ТСН	Врезка на ответвлении на ИТП ж.д. ул. Кутузова, 29 - Наружная стена ж.д. ул.Кутузова, 29	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	15,50	1,38	минвата	1959	1959
КТЭЦ	ТСН	Врезка на ответвлении на ИТП ж.д. ул. Кутузова, 29 - Наружная стена ж.д. ул.Кутузова, 29	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	15,50	1,38	минвата	1959	1959
КТЭЦ	ТСН	Наружная стена ж.д. ул.Кутузова, 29 - Наружная стена ж.д. ул.Кутузова, 27	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	15,50	1,38	минвата	1959	1959
КТЭЦ	ТСН	Наружная стена ж.д. ул.Кутузова, 29 - Наружная стена ж.д. ул.Кутузова, 27	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	15,50	1,38	минвата	1959	1959
КТЭЦ	ТСН	ТК-8 Сеченова - ТК-10 Сеченова	ГВС;Отопление	подача	подземная	350	255,50	96,32	минвата	1966	1966
КТЭЦ	ТСН	ТК-8 Сеченова - ТК-10 Сеченова	ГВС;Отопление	обратка	подземная	350	255,50	96,32	минвата	1966	1966
КТЭЦ	ТСН	Врезка на транзитном трубопроводе в ж.д. ул Циолковского, 61 -Наружная стена ж.д. ул.Циолковского, 61	ГВС;Отопление	подача	подземная	150	3,00	0,48	минвата	1959	1959
КТЭЦ	ТСН	Врезка на транзитном трубопроводе в ж.д. ул Циолков-	ГВС;Отопление	обратка	подземная	150	3,00	0,48	минвата	1959	1959

Источник	Обслуживающая организация (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозяйным)	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность тр-дов (1-трубное исполнение), м	Матхарактеристика, м <sup>2</sup>	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
		ского, 61 - Наружная стена ж.д. ул. Циолковского, 61									
КТЭЦ	ТСН	Наружная стена ж.д. ул. Циолковского, 61-К-1	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	91,00	14,47	минвата	1959	1959
КТЭЦ	ТСН	Наружная стена ж.д. ул. Циолковского, 61-К-1	ГВС; Отопление	обратка	подземная	150	91,00	14,47	минвата	1959	1959
КТЭЦ	ТСН	Врезка на ответвлении на ИТП ж.д. ул. Тольятти, 56 - Наружная стена ж.д. ул. Тольятти, 56	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	26,00	2,81	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	Врезка на ответвлении на ИТП ж.д. ул. Тольятти, 56 - Наружная стена ж.д. ул. Тольятти, 56	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	26,00	2,81	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	Наружная стена ж.д. ул. Тольятти, 56 - Наружная стена ж.д. ул. Тольятти, 60	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	7,00	0,76	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	Наружная стена ж.д. ул. Тольятти, 56 - Наружная стена ж.д. ул. Тольятти, 60	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	7,00	0,76	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	Наружная стена ж.д. ул. Тольятти, 60 - Ответвление на ИТП ж.д. ул. Тольятти, 60	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	12,00	1,30	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	Наружная стена ж.д. ул. Тольятти, 60 - Ответвление на ИТП ж.д. ул. Тольятти, 60	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	12,00	1,30	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	К-86 - Наружная стена ж.д. ул. Запорожская, 21	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	11,00	1,19	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	К-86 - Наружная стена ж.д. ул. Запорожская, 21	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	11,00	1,19	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	К-3 - УТ-1	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	19,00	3,02	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	К-3 - УТ-1	ГВС; Отопление	обратка	подземная	150	19,00	3,02	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул. Запорожская, 21 а	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	90,00	9,72	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул. Запорожская, 21 а	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	90,00	9,72	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул. Запорожская, 216	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	3,00	0,32	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул. Запорожская, 216	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	3,00	0,32	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	К-4 - Наружная стена ж.д. ул. Свердлова, 22	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	40,00	3,56	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	К-4 - Наружная стена ж.д. ул. Свердлова, 22	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	40,00	3,56	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	К-7 - Наружная стена ж.д. ул. Свердлова, 30	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	53,00	4,72	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	К-7 - Наружная стена ж.д. ул. Свердлова, 30	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	53,00	4,72	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	ТК-3 - УТ-1	ГВС; Отопление	подача	подземная	250	20,00	5,46	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	ТК-3 - УТ-1	ГВС; Отопление	обратка	подземная	250	20,00	5,46	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул. Тольятти, 62/6	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	22,00	2,38	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул. Тольятти, 62/6	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	22,00	2,38	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	*УТ-1 - УТ-2	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	51,00	8,11	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	*УТ-1 - УТ-2	ГВС; Отопление	обратка	подземная	150	51,00	8,11	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	УТ-2 - Наружная стена ж.д. ул. Тольятти, 62/5	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	22,00	2,38	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	УТ-2 - Наружная стена ж.д. ул. Тольятти, 62/5	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	22,00	2,38	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	..УТ-2 - УТ-3	ГВС; Отопление	подача	подземная	150	49,00	7,79	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	..УТ-2 - УТ-3	ГВС; Отопление	обратка	подземная	150	49,00	7,79	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	УТ-3 - Наружная стена ж.д. ул. Тольятти, 62/4	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	22,00	1,96	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	УТ-3 - Наружная стена ж.д. ул. Тольятти, 62/4	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	22,00	1,96	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	*УТ-3 - УТ-4	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	40,00	4,32	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	*УТ-3 - УТ-4	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	40,00	4,32	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	УТ-4 - Наружная стена ж.д. ул. Тольятти, 62/3	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	22,00	2,38	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	УТ-4 - Наружная стена ж.д. ул. Тольятти, 62/3	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	22,00	2,38	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	УТ-4 - Наружная стена ж.д. ул. Тольятти, 62/2	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	64,00	6,91	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	УТ-4 - Наружная стена ж.д. ул. Тольятти, 62/2	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	64,00	6,91	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	т.А - Ответвление на ИТП ж.д. ул. Тольятти, 60	ГВС; Отопление	подача	подземная	80	37,00	3,29	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	т.А - Ответвление на ИТП ж.д. ул. Тольятти, 60	ГВС; Отопление	обратка	подземная	80	37,00	3,29	минвата	2006	2006
КТЭЦ	ТСН	Врезка на транзитном трубопроводе в ж.д. ул. Франкфурта, 10 - Наружная стена ж.д. ул. Франкфурта, 10	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	6,00	0,65	минвата	1999	1999
КТЭЦ	ТСН	Врезка на транзитном трубопроводе в ж.д. ул. Франкфурта, 10 - Наружная стена ж.д. ул. Франкфурта, 10	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	6,00	0,65	минвата	1999	1999
КТЭЦ	ТСН	Наружная стена ж.д. ул. Франкфурта, 10 - Наружная стена ж.д. ул. Франкфурта, 12	ГВС; Отопление	подача	подземная	100	25,00	2,70	минвата	1999	1999
КТЭЦ	ТСН	Наружная стена ж.д. ул. Франкфурта, 10 - Наружная стена ж.д. ул. Франкфурта, 12	ГВС; Отопление	обратка	подземная	100	25,00	2,70	минвата	1999	1999
КТЭЦ	ТСН	К-6 - Наружная стена ж.д. ул. Франкфурта, 8	ГВС; Отопление	подача	подземная	70	6,00	0,46	минвата	1999	1999

Источник	Обслуживающая организация (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозяйным)	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность тр-дов (1-трубное исполнение), м	Матхарактеристика, м <sup>2</sup>	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
КТЭЦ	ТСН	К-6 - Наружная стена ж.д. ул. Франкфурта, 8	ГВС;Отопление	обратка	подземная	70	6,00	0,46	минвата	1999	1999
КТЭЦ	ТСН	К-16 -Наружная стена ж.д. ул. Запорожская. 15а	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	28,00	2,49	минвата	1999	1999
КТЭЦ	ТСН	К-16 -Наружная стена ж.д. ул. Запорожская. 15а	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	28,00	2,49	минвата	1999	1999
КТЭЦ	ТСН	К-5 - УТ-1	ГВС;Отопление	подача	подземная	150	46,00	7,31	минвата	1999	1999
КТЭЦ	ТСН	К-5 - УТ-1	ГВС;Отопление	обратка	подземная	150	46,00	7,31	минвата	1999	1999
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул. Кирова, 133	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	2,00	0,18	минвата	1999	1999
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул. Кирова, 133	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	2,00	0,18	минвата	1999	1999
КТЭЦ	ТСН	..УТ-1 - УТ-2*	ГВС;Отопление	подача	подземная	150	20,00	3,18	минвата	1999	1999
КТЭЦ	ТСН	..УТ-1 - УТ-2*	ГВС;Отопление	обратка	подземная	150	20,00	3,18	минвата	1999	1999
КТЭЦ	ТСН	УТ-2 - Наружная стена ж.л. ул. Кирова. 129	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	27,00	2,40	минвата	1999	1999
КТЭЦ	ТСН	УТ-2 - Наружная стена ж.л. ул. Кирова. 129	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	27,00	2,40	минвата	1999	1999
КТЭЦ	ТСН	.;УТ-2 - УТ-3	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	24,00	2,59	минвата	1999	1999
КТЭЦ	ТСН	.;УТ-2 - УТ-3	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	24,00	2,59	минвата	1999	1999
КТЭЦ	ТСН	УТ-3 - Наружная стена ж.д. ул. Кирова, 127	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	19,00	1,69	минвата	1999	1999
КТЭЦ	ТСН	УТ-3 - Наружная стена ж.д. ул. Кирова, 127	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	19,00	1,69	минвата	1999	1999
КТЭЦ	ТСН	УТ-3 - Наружная стена ж.д. ул. Кирова, 125	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	76,00	6,76	минвата	1999	1999
КТЭЦ	ТСН	УТ-3 - Наружная стена ж.д. ул. Кирова, 125	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	76,00	6,76	минвата	1999	1999
КТЭЦ	ТСН	К-4 - Наружная стена ж.д. ул. Кирова, 131	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	22,00	1,96	минвата	1999	1999
КТЭЦ	ТСН	К-4 - Наружная стена ж.д. ул. Кирова, 131	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	22,00	1,96	минвата	1999	1999
КТЭЦ	ТСН	К-2 - Наружная стена ж.д. ул. Кирова, 105	ГВС;Отопление	подача	подземная	150	72,00	11,45	минвата	1999	1999
КТЭЦ	ТСН	К-2 - Наружная стена ж.д. ул. Кирова, 105	ГВС;Отопление	обратка	подземная	150	72,00	11,45	минвата	1999	1999
КТЭЦ	ТСН	К-15 - Стена Запорожская 15 корп. 1	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	21,00	2,27	минвата	1999	1999
КТЭЦ	ТСН	К-15 - Стена Запорожская 15 корп. 1	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	21,00	2,27	минвата	1999	1999
КТЭЦ	ТСН	К-1а-УТ-1УТ-2	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	108,00	9,61	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	К-1а-УТ-1УТ-2	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	108,00	9,61	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-2 - Наружная стена ж.д. ул.Кирова, 100	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	12,00	1,07	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-2 - Наружная стена ж.д. ул.Кирова, 100	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	12,00	1,07	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	.;УТ-1 - УТ-2	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	24,00	2,14	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	.;УТ-1 - УТ-2	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	24,00	2,14	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-2 - Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 23	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	11,00	0,98	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-2 - Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 23	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	11,00	0,98	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	*УТ-2 - УТ-3	ГВС;Отопление	подача	подземная	150	47,00	7,47	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	*УТ-2 - УТ-3	ГВС;Отопление	обратка	подземная	150	47,00	7,47	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-3 - Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 23	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	15,00	1,34	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-3 - Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 23	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	15,00	1,34	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	.;УТ-3 - УТ-4	ГВС;Отопление	подача	подземная	150	47,00	7,47	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	.;УТ-3 - УТ-4	ГВС;Отопление	обратка	подземная	150	47,00	7,47	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-4 - Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 23	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	12,00	1,07	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-4 - Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 23	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	12,00	1,07	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	.;УТ-4 - УТ-5	ГВС;Отопление	подача	подземная	150	25,00	3,98	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	.;УТ-4 - УТ-5	ГВС;Отопление	обратка	подземная	150	25,00	3,98	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-5 -Наружная стена ж.д. ул.Грдины. 23	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	10,00	0,89	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-5 -Наружная стена ж.д. ул.Грдины. 23	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	10,00	0,89	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-5-УТ-6 - Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 37	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	86,00	9,29	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-5-УТ-6 - Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 37	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	86,00	9,29	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-2 - УТ-7	ГВС;Отопление	подача	подземная	150	53,00	8,43	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-2 - УТ-7	ГВС;Отопление	обратка	подземная	150	53,00	8,43	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-7 - Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 29	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	3,00	0,27	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-7 - Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 29	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	3,00	0,27	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-7 - Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 27	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	8,00	0,71	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-7 - Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 27	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	8,00	0,71	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-7 - Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 27	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	16,00	1,73	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	УТ-7 - Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 27	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	16,00	1,73	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	Наружная стена ж.д. ул. Грдины, 27 - Наружная стена ж.д. ул. Грдины, 27	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	30,00	3,24	минвата	2004	2004

Источник	Обслуживающая организация (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозяйным)	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность тр-дов (1-трубное исполнение), м	Матхарактеристика, м <sup>2</sup>	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
КТЭЦ	ТСН	Наружная стена ж.д. ул. Грдины, 27 - Наружная стена ж.д. ул. Грдины, 27	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	30,00	3,24	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 27 - Наружная стена ж.д. ул.Грдины. 33	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	32,00	3,46	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 27 - Наружная стена ж.д. ул.Грдины. 33	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	32,00	3,46	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	К-3а - Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 26а	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	32,00	3,46	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	К-3а - Наружная стена ж.д. ул.Грдины, 26а	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	32,00	3,46	минвата	2004	2004
КТЭЦ	ТСН	К-1в - Наружная стена ж.д. ул.Тольятти, 96	ГВС;Отопление	подача	подземная	150	16,00	2,54	минвата	1984	1984
КТЭЦ	ТСН	К-1в - Наружная стена ж.д. ул.Тольятти, 96	ГВС;Отопление	обратка	подземная	150	16,00	2,54	минвата	1984	1984
КТЭЦ	ТСН	К-16 - Наружная стена ж.д. ул.Тольятти. 96	ГВС;Отопление	подача	подземная	150	20,00	3,18	минвата	1984	1984
КТЭЦ	ТСН	К-16 - Наружная стена ж.д. ул.Тольятти. 96	ГВС;Отопление	обратка	подземная	150	20,00	3,18	минвата	1984	1984
КТЭЦ	ТСН	К-1а - Наружная стена ж.д. ул. Тольятти 96	ГВС;Отопление	подача	подземная	150	42,00	6,68	минвата	1984	1984
КТЭЦ	ТСН	К-1а - Наружная стена ж.д. ул. Тольятти 96	ГВС;Отопление	обратка	подземная	150	42,00	6,68	минвата	1984	1984
КТЭЦ	ТСН	.К-3 - УТ-1	ГВС;Отопление	подача	подземная	200	60,00	13,14	минвата	1984	1984
КТЭЦ	ТСН	.К-3 - УТ-1	ГВС;Отопление	обратка	подземная	200	60,00	13,14	минвата	1984	1984
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 - Наружная стена ж.д.ул.Тольятти. 56	ГВС;Отопление	подача	подземная	150	14,00	2,23	минвата	1984	1984
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 - Наружная стена ж.д.ул.Тольятти. 56	ГВС;Отопление	обратка	подземная	150	14,00	2,23	минвата	1984	1984
КТЭЦ	ТСН	.УТ-1 - УТ-2.	ГВС;Отопление	подача	подземная	150	54,00	8,59	минвата	1984	1984
КТЭЦ	ТСН	.УТ-1 - УТ-2.	ГВС;Отопление	обратка	подземная	150	54,00	8,59	минвата	1984	1984
КТЭЦ	ТСН	УТ-2 - Наружная стена ж.д.Транспортная, 93а	ГВС;Отопление	подача	подземная	150	32,00	5,09	минвата	1984	1984
КТЭЦ	ТСН	УТ-2 - Наружная стена ж.д.Транспортная, 93а	ГВС;Отопление	обратка	подземная	150	32,00	5,09	минвата	1984	1984
КТЭЦ	ТСН	К-8 - УТ-1	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	51,00	5,51	минвата	1994	1994
КТЭЦ	ТСН	К-8 - УТ-1	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	51,00	5,51	минвата	1994	1994
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул.Батюшкова, 10а	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	4,00	0,36	минвата	1994	1994
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул.Батюшкова, 10а	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	4,00	0,36	минвата	1994	1994
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул.Батюшкова, 10б	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	88,00	7,83	минвата	1994	1994
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул.Батюшкова, 10б	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	88,00	7,83	минвата	1994	1994
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул.Батюшкова. 46	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	11,00	1,19	минвата	1994	1994
КТЭЦ	ТСН	УТ-1 - Наружная стена ж.д. ул.Батюшкова. 46	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	11,00	1,19	минвата	1994	1994
КТЭЦ	ТСН	К-12а - Наружная стена ж.д.Транспортная, 636	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	28,00	3,02	минвата	1994	1994
КТЭЦ	ТСН	К-12а - Наружная стена ж.д.Транспортная, 636	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	28,00	3,02	минвата	1994	1994
КТЭЦ	ТСН	НО-23 - Стена Запорожская 4	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	77,50	8,37	минвата	1959	1959
КТЭЦ	ТСН	НО-23 - Стена Запорожская 4	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	77,50	8,37	минвата	1959	1959
КТЭЦ	ТСН	Нар.ст. ПНС Полосухина - К-10 ул. Полосухина	ГВС;Отопление	подача	подземная	100	558,00	60,26	минвата	1959	1959
КТЭЦ	ТСН	Нар.ст. ПНС Полосухина - К-10 ул. Полосухина	ГВС;Отопление	обратка	подземная	100	558,00	60,26	минвата	1959	1959
КТЭЦ	ТСН	К-10 ул. Полосухина - стена адм.здания Картасская, 55	ГВС;Отопление	подача	подземная	80	210,00	18,69	минвата	1959	1959
КТЭЦ	ТСН	К-10 ул. Полосухина - стена адм.здания Картасская, 55	ГВС;Отопление	обратка	подземная	80	210,00	18,69	минвата	1959	1959
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-13/20 - раужная стена ж.д. ул. Климасенко, 11/3	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	50	22,00	1,25	минвата	1975	1975
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-8/26 - наружная стена общежития ул. Климасенко, 6	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	100	60,00	6,48	минвата	1962	1962
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	Наружная стена общежития ул. Климасенко, 6 до ответвления на ИТП ул. Климасенко, 6	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	100	12,00	1,30	минвата	1962	1962
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	От ответвления на ИТП ул. Климасенко, 6 до наружной стены общежития ул. Климасенко, 6	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	100	12,00	1,30	минвата	1962	1962
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-13/38 - наружная стена ж.д. ул. Климасенко, 11/7	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	70	18,00	1,37	минвата	1989	1989
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-13/38 - наружная стена ж.д. ул. Климасенко, 11/9	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	100	73,00	7,88	минвата	1991	1991
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-10/10 - наружная стена ж.д. ул. Климасенко, 20/3	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	80	56,00	4,98	минвата	1963	1963
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-3а/13 до наружной стены ж.д. ул. Ярославская, 24	Отопление	подача+обратка	подземная	70	100,00	7,60	минвата	2005	2005
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-3а/13 до наружной стены ж.д. ул. Ярославская, 24	ГВС	ГВС	подземная	70	50,00	3,80	минвата	2005	2005
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-3а/13 до наружной стены ж.д. ул. Ярославская, 24	ГВС	ГВС	подземная	50	50,00	2,85	минвата	2005	2005
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-3а/13 до наружной стены ж.д. ул. Ярославская, 22	Отопление	подача+обратка	подземная	70	26,00	1,98	минвата	2007	2007
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-3а/13 до наружной стены ж.д. ул. Ярославская, 22	ГВС	ГВС	подземная	70	13,00	0,99	минвата	2007	2007
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-3а/13 до наружной стены ж.д. ул. Ярославская, 22	ГВС	ГВС	подземная	50	13,00	0,74	минвата	2007	2007
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-3а/5а до наружной стены ж.д. ул. Ярославская, 50	Отопление	подача+обратка	подземная			0,00	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-3а/5а до наружной стены ж.д. ул. Ярославская, 50	ГВС	ГВС	подземная			0,00	минвата	1988	1988

Источник	Обслуживающая организация (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозяйным)	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность тр-дов (1-трубное исполнение), м	Матхарактеристика, м <sup>2</sup>	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-3а/5а до наружной стены ж.д. ул. Ярославская, 50	ГВС	ГВС	подземная			0,00	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-18/73а - наружная стена ж.д. ул. Тореза, 91б	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	80	120,00	10,68	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-13а/17в - УТ-1	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	150	134,00	21,31	полимер	2016	2016
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-1 - УТ-2	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	125	1 070,00	142,31	полимер	2016	2016
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-2 - УТ-3	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	100	100,00	10,80	полимер	2016	2016
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-3 - УТ-4	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	100	92,00	9,94	полимер	2016	2016
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-2 - УТ-5	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	100	126,00	13,61	полимер	2016	2016
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-4 - наружная стена ж.д Клименко, 6в (стр. №1) (ввод №1)	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	80	21,00	1,87	полимер	2016	2016
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-3 - наружная стена ж.д Клименко, 6в (стр. №1) (ввод №2)	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	70	21,00	1,60	полимер	2016	2016
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-5 - наружная стена ж.д Клименко, 6г (стр. №2)	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	70	44,00	3,34	полимер	2016	2016
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-5 - наружная стена ж.д Клименко, 6д (стр. №3)	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	80	188,00	16,73	полимер	2016	2016
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-1 - наружная стена ж.д. ул. Горьковская 10а	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	70	108,00	8,21	полимер	2016	2016
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-1 - наружная стена ж.д. ул. Горьковская 60	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	80	12,00	1,07	полимер	2013	2013
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-8 - УТ-9 - УТ-10	Отопление	подача+обратка	подземная	200	322,00	70,52	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-8 - УТ-9 - УТ-10	ГВС	ГВС	подземная	200	161,00	35,26	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-8 - УТ-9 - УТ-10	ГВС	ГВС	подземная	150	161,00	25,60	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-10 - Наружная стена ул. Рокоссовского, 21	Отопление	подача+обратка	подземная	100	18,00	1,94	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-10 - Наружная стена ул. Рокоссовского, 21	ГВС	ГВС	подземная	100	18,00	1,94	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-10 - УТ-11	Отопление	подача+обратка	подземная	200	244,00	53,44	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-10 - УТ-11	ГВС	ГВС	подземная	200	122,00	26,72	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-10 - УТ-11	ГВС	ГВС	подземная	150	122,00	19,40	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-11 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 23	Отопление	подача+обратка	подземная	70	18,00	1,37	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-11 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 23	ГВС	ГВС	подземная	80	9,00	0,80	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-11 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 23	ГВС	ГВС	подземная	50	9,00	0,51	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-11 - УТ-12	Отопление	подача+обратка	подземная	125	84,00	11,17	минвата	2007	2007
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-11 - УТ-12	ГВС	ГВС	подземная	125	42,00	5,59	минвата	2007	2007
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-11 - УТ-12	ГВС	ГВС	подземная	100	42,00	4,54	минвата	2007	2007
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-12 - УТ-13	Отопление	подача+обратка	подземная	70	108,00	8,21	минвата	2007	2007
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-12 - УТ-13	ГВС	ГВС	подземная	80	54,00	4,81	минвата	2007	2007
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-12 - УТ-13	ГВС	ГВС	подземная	70	54,00	4,10	минвата	2007	2007
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-13 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 23	Отопление	подача+обратка	подземная	70	40,00	3,04	минвата	2007	2007
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-13 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 23	ГВС	ГВС	подземная	80	20,00	1,78	минвата	2007	2007
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-13 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 23	ГВС	ГВС	подземная	70	20,00	1,52	минвата	2007	2007
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-12 - УТ-14	Отопление	подача+обратка	подземная	125	120,00	15,96	минвата	2007	2007
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-12 - УТ-14	ГВС	ГВС	подземная	125	60,00	7,98	минвата	2007	2007
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-12 - УТ-14	ГВС	ГВС	подземная	100	60,00	6,48	минвата	2007	2007
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-14 - УТ-15	Отопление	подача+обратка	подземная	100	100,00	10,80	минвата	2007	2007
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-14 - УТ-15	ГВС	ГВС	подземная	100	50,00	5,40	минвата	2007	2007
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-14 - УТ-15	ГВС	ГВС	подземная	80	50,00	4,45	минвата	2007	2007
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-15 - УТ-16	Отопление	подача+обратка	подземная	70	74,00	5,62	минвата	2007	2007
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-15 - УТ-16	ГВС	ГВС	подземная	80	37,00	3,29	минвата	2007	2007
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-15 - УТ-16	ГВС	ГВС	подземная	70	37,00	2,81	минвата	2007	2007
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-16 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 25	Отопление	подача+обратка	подземная	50	96,00	5,47	минвата	2007	2007
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-16 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 25	ГВС	ГВС	подземная	50	48,00	2,74	минвата	2007	2007
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-16 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 25	ГВС	ГВС	подземная	40	48,00	2,16	минвата	2007	2007
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-16 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 25	Отопление	подача+обратка	подземная	70	24,00	1,82	минвата	2007	2007
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-16 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 25	ГВС	ГВС	подземная	80	16,00	1,42	минвата	2007	2007
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-16 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 25	ГВС	ГВС	подземная	70	16,00	1,22	минвата	2007	2007
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-15 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 25	Отопление	подача+обратка	подземная	80	26,00	2,31	минвата	2007	2007
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-15 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 25	ГВС	ГВС	подземная	80	13,00	1,16	минвата	2007	2007
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-15 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 25	ГВС	ГВС	подземная	70	13,00	0,99	минвата	2007	2007
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-11 - УТ-17	Отопление	подача+обратка	подземная	150	112,00	17,81	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-11 - УТ-17	ГВС	ГВС	подземная	150	56,00	8,90	минвата	1988	1988



Источник	Обслуживающая организация (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозяйным)	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность тр-дов (1-трубное исполнение), м	Матхарактеристика, м <sup>2</sup>	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-11 - УТ-17	ГВС	ГВС	подземная	125	56,00	7,45	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-17 - УТ-18	Отопление	подача+обратка	подземная	150	128,00	20,35	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-17 - УТ-18	ГВС	ГВС	подземная	150	64,00	10,18	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-17 - УТ-18	ГВС	ГВС	подземная	125	64,00	8,51	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-18 - УТ-19	Отопление	подача+обратка	подземная	150	80,00	12,72	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-18 - УТ-19	ГВС	ГВС	подземная	150	40,00	6,36	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-18 - УТ-19	ГВС	ГВС	подземная	100	40,00	4,32	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-19 - УТ-20	Отопление	подача+обратка	подземная	150	106,00	16,85	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-19 - УТ-20	ГВС	ГВС	подземная	125	53,00	7,05	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-19 - УТ-20	ГВС	ГВС	подземная	100	53,00	5,72	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-20 - ТУ-22	Отопление	подача+обратка	подземная	125	118,00	15,69	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-20 - ТУ-22	ГВС	ГВС	подземная	100	59,00	6,37	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-20 - ТУ-22	ГВС	ГВС	подземная	80	59,00	5,25	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-17 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 27	Отопление	подача+обратка	подземная	80	40,00	3,56	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-17 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 27	ГВС	ГВС	подземная	80	20,00	1,78	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-17 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 27	ГВС	ГВС	подземная	50	20,00	1,14	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-18 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 27	Отопление	подача+обратка	подземная	80	40,00	3,56	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-18 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 27	ГВС	ГВС	подземная	80	20,00	1,78	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-18 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 27	ГВС	ГВС	подземная	50	20,00	1,14	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-19 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 27	Отопление	подача+обратка	подземная	80	60,00	5,34	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-19 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 27	ГВС	ГВС	подземная	80	30,00	2,67	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-19 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 27	ГВС	ГВС	подземная	50	30,00	1,71	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-22 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 27	Отопление	подача+обратка	подземная	50	22,00	1,25	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-22 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 27	ГВС	ГВС	подземная	50	22,00	1,25	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-9 - УТ-50	Отопление	подача+обратка	подземная	80	202,00	17,98	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-9 - УТ-50	ГВС	ГВС	подземная	80	101,00	8,99	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-9 - УТ-50	ГВС	ГВС	подземная	50	101,00	5,76	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-50 - УТ-51	Отопление	подача+обратка	подземная	80	102,00	9,08	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-50 - УТ-51	ГВС	ГВС	подземная	80	51,00	4,54	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-50 - УТ-51	ГВС	ГВС	подземная	50	51,00	2,91	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-50 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19	Отопление	подача+обратка	подземная	80	18,00	1,60	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-50 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19	ГВС	ГВС	подземная	70	9,00	0,68	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-50 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19	ГВС	ГВС	подземная	50	9,00	0,51	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-51 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19	Отопление	подача+обратка	подземная	50	22,00	1,25	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-51 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19	ГВС	ГВС	подземная	50	22,00	1,25	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-51 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19	Отопление	подача+обратка	подземная	80	26,00	2,31	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-51 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19	ГВС	ГВС	подземная	80	13,00	1,16	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-51 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19	ГВС	ГВС	подземная	50	13,00	0,74	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-24 - УТ-52	Отопление	подача+обратка	подземная	80	58,00	5,16	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-24 - УТ-52	ГВС	ГВС	подземная	80	29,00	2,58	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-24 - УТ-52	ГВС	ГВС	подземная	50	29,00	1,65	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-52 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19а	Отопление	подача+обратка	подземная	80	22,00	1,96	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-52 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19а	ГВС	ГВС	подземная	80	11,00	0,98	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-52 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19а	ГВС	ГВС	подземная	50	11,00	0,63	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-52 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19а	Отопление	подача+обратка	подземная	80	116,00	10,32	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-52 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19а	ГВС	ГВС	подземная	80	58,00	5,16	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-52 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19а	ГВС	ГВС	подземная	50	58,00	3,31	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-26 - УТ-53	Отопление	подача+обратка	подземная	80	40,00	3,56	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-26 - УТ-53	ГВС	ГВС	подземная	70	20,00	1,52	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-26 - УТ-53	ГВС	ГВС	подземная	50	20,00	1,14	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-53 - УТ-54	Отопление	подача+обратка	подземная	80	62,00	5,52	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-53 - УТ-54	ГВС	ГВС	подземная	70	31,00	2,36	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-53 - УТ-54	ГВС	ГВС	подземная	50	31,00	1,77	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-54 - УТ-54'	Отопление	подача+обратка	подземная	80	50,00	4,45	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-54 - УТ-54'	ГВС	ГВС	подземная	70	25,00	1,90	минвата	1988	1988

Источник	Обслуживающая организация (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозяйным)	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность тр-дов (1-трубное исполнение), м	Матхарактеристика, м <sup>2</sup>	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-54 - УТ-54'	ГВС	ГВС	подземная	50	25,00	1,43	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-53 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19б	Отопление	подача+обратка	подземная	70	22,00	1,67	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-53 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19б	ГВС	ГВС	подземная	70	11,00	0,84	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-53 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19б	ГВС	ГВС	подземная	50	11,00	0,63	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-54 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19б	Отопление	подача+обратка	подземная	50	20,00	1,14	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-54 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19б	ГВС	ГВС	подземная	50	20,00	1,14	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-54' - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19б	Отопление	подача+обратка	подземная	80	20,00	1,78	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-54' - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19б	ГВС	ГВС	подземная	70	10,00	0,76	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-54' - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 19б	ГВС	ГВС	подземная	50	10,00	0,57	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-20 - УТ-21	Отопление	подача+обратка	подземная	80	56,00	4,98	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-20 - УТ-21	ГВС	ГВС	подземная	80	56,00	4,98	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-22 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 31	Отопление	подача+обратка	подземная	80	36,00	3,20	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-22 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 31	ГВС	ГВС	подземная	80	18,00	1,60	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-22 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 31	ГВС	ГВС	подземная	50	18,00	1,03	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-21 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 31	Отопление	подача+обратка	подземная	70	24,00	1,82	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-21 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 31	ГВС	ГВС	подземная	70	12,00	0,91	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-21 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 31	ГВС	ГВС	подземная	50	12,00	0,68	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-21 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 31	Отопление	подача+обратка	подземная	50	124,00	7,07	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-21 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 31	ГВС	ГВС	подземная	50	124,00	7,07	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-22 - УТ-23	Отопление	подача+обратка	подземная	100	140,00	15,12	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-22 - УТ-23	ГВС	ГВС	подземная	100	70,00	7,56	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-22 - УТ-23	ГВС	ГВС	подземная	80	70,00	6,23	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-23 - УТ-23а	Отопление	подача+обратка	подземная	80	174,00	15,49	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-23 - УТ-23а	ГВС	ГВС	подземная	50	174,00	9,92	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-23 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 33	Отопление	подача+обратка	подземная	80	30,00	2,67	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-23 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 33	ГВС	ГВС	подземная	80	15,00	1,34	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-23 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 33	ГВС	ГВС	подземная	50	15,00	0,86	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-23а - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 35	Отопление	подача+обратка	подземная	80	30,00	2,67	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-23а - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 35	ГВС	ГВС	подземная	50	30,00	1,71	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-34 - УТ-35	Отопление	подача+обратка	подземная	200	194,00	42,49	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-34 - УТ-35	ГВС	ГВС	подземная	200	97,00	21,24	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-34 - УТ-35	ГВС	ГВС	подземная	150	97,00	15,42	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-35 - УТ-43	Отопление	подача+обратка	подземная	200	60,00	13,14	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-35 - УТ-43	ГВС	ГВС	подземная	200	30,00	6,57	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-35 - УТ-43	ГВС	ГВС	подземная	150	30,00	4,77	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-43 - УТ-36	Отопление	подача+обратка	подземная	125	168,00	22,34	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-43 - УТ-36	ГВС	ГВС	подземная	125	84,00	11,17	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-43 - УТ-36	ГВС	ГВС	подземная	100	84,00	9,07	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-36 - УТ-37	Отопление	подача+обратка	подземная	125	86,00	11,44	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-36 - УТ-37	ГВС	ГВС	подземная	125	43,00	5,72	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-36 - УТ-37	ГВС	ГВС	подземная	100	43,00	4,64	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-35 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 29	Отопление	подача+обратка	подземная	80	42,00	3,74	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-35 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 29	ГВС	ГВС	подземная	80	21,00	1,87	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-35 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 29	ГВС	ГВС	подземная	50	21,00	1,20	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-36 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 29	Отопление	подача+обратка	подземная	80	38,00	3,38	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-36 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 29	ГВС	ГВС	подземная	80	19,00	1,69	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-36 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 29	ГВС	ГВС	подземная	50	19,00	1,08	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-37 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 29	Отопление	подача+обратка	подземная	80	38,00	3,38	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-37 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 29	ГВС	ГВС	подземная	80	19,00	1,69	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-37 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 29	ГВС	ГВС	подземная	50	19,00	1,08	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-37 - УТ-38	Отопление	подача+обратка	подземная	100	124,00	13,39	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-37 - УТ-38	ГВС	ГВС	подземная	100	62,00	6,70	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-37 - УТ-38	ГВС	ГВС	подземная	80	62,00	5,52	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-38 - УТ-39	Отопление	подача+обратка	подземная	80	134,00	11,93	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-38 - УТ-39	ГВС	ГВС	подземная	80	67,00	5,96	минвата	1988	1988

Источник	Обслуживающая организация (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозяйным)	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность тр-дов (1-трубное исполнение), м	Матхарактеристика, м <sup>2</sup>	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-38 - УТ-39	ГВС	ГВС	подземная	40	67,00	3,02	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-38 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 37	Отопление	подача	подземная	80	17,00	1,51	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-38 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 37	Отопление	обратка	подземная	70	17,00	1,29	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-38 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 37	ГВС	ГВС	подземная	70	17,00	1,29	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-38 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 37	ГВС	ГВС	подземная	50	17,00	0,97	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-39 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 37	Отопление	подача+обратка	подземная	80	40,00	3,56	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-39 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 37	ГВС	ГВС	подземная	80	20,00	1,78	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-39 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 37	ГВС	ГВС	подземная	50	20,00	1,14	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-39 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 37	Отопление	подача+обратка	подземная	50	82,00	4,67	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-39 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 37	ГВС	ГВС	подземная	50	41,00	2,34	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-39 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 37	ГВС	ГВС	подземная	32	41,00	1,56	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-48 - УТ-49	Отопление	подача+обратка	подземная	80	86,00	7,65	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-48 - УТ-49	ГВС	ГВС	подземная	80	43,00	3,83	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-48 - УТ-49	ГВС	ГВС	подземная	50	43,00	2,45	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-48 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 3	Отопление	подача+обратка	подземная	50	44,00	2,51	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-48 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 3	ГВС	ГВС	подземная	50	22,00	1,25	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-48 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 3	ГВС	ГВС	подземная	40	22,00	0,99	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-49 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 3	Отопление	подача+обратка	подземная	70	46,00	3,50	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-49 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 3	ГВС	ГВС	подземная	70	23,00	1,75	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-49 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 3	ГВС	ГВС	подземная	40	23,00	1,04	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-49 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 3	Отопление	подача	подземная	80	50,00	4,45	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-49 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 3	Отопление	обратка	подземная	70	50,00	3,80	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-49 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 3	ГВС	ГВС	подземная	70	50,00	3,80	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-49 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 3	ГВС	ГВС	подземная	50	50,00	2,85	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-43 - УТ-48	Отопление	подача+обратка	подземная	100	108,00	11,66	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-43 - УТ-48	ГВС	ГВС	подземная	100	54,00	5,83	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-43 - УТ-48	ГВС	ГВС	подземная	80	54,00	4,81	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-43 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 29г	Отопление	подача	подземная	80	47,00	4,18	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-43 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 29г	Отопление	обратка	подземная	70	47,00	3,57	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-43 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 29г	ГВС	ГВС	подземная	70	47,00	3,57	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-43 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 29г	ГВС	ГВС	подземная	40	47,00	2,12	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-48 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 29б	Отопление	подача+обратка	подземная	80	76,00	6,76	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-48 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 29б	ГВС	ГВС	подземная	80	38,00	3,38	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-48 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 29б	ГВС	ГВС	подземная	50	38,00	2,17	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-42 - УТ-44	Отопление	подача+обратка	подземная	100	294,00	31,75	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-42 - УТ-44	ГВС	ГВС	подземная	100	147,00	15,88	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-42 - УТ-44	ГВС	ГВС	подземная	80	147,00	13,08	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-44 - УТ-45	Отопление	подача+обратка	подземная	100	64,00	6,91	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-44 - УТ-45	ГВС	ГВС	подземная	100	32,00	3,46	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-44 - УТ-45	ГВС	ГВС	подземная	80	32,00	2,85	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-45 - УТ-46	Отопление	подача+обратка	подземная	80	118,00	10,50	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-45 - УТ-46	ГВС	ГВС	подземная	80	59,00	5,25	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-45 - УТ-46	ГВС	ГВС	подземная	50	59,00	3,36	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-46 - УТ-47	Отопление	подача+обратка	подземная	80	130,00	11,57	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-46 - УТ-47	ГВС	ГВС	подземная	80	65,00	5,79	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-46 - УТ-47	ГВС	ГВС	подземная	50	65,00	3,71	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-45 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 20	Отопление	подача	подземная	80	38,00	3,38	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-45 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 20	Отопление	обратка	подземная	70	38,00	2,89	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-45 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 20	ГВС	ГВС	подземная	70	38,00	2,89	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-45 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 20	ГВС	ГВС	подземная	40	38,00	1,71	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-46 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 20а	Отопление	подача+обратка	подземная	80	30,00	2,67	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-46 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 20а	ГВС	ГВС	подземная	80	15,00	1,34	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-46 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 20а	ГВС	ГВС	подземная	50	15,00	0,86	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-47 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 20а	Отопление	подача+обратка	подземная	80	30,00	2,67	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-47 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 20а	ГВС	ГВС	подземная	80	15,00	1,34	минвата	1988	1988

Источник	Обслуживающая организация (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозяйным)	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность тр-дов (1-трубное исполнение), м	Матхарактеристика, м <sup>2</sup>	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-47 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 20а	ГВС	ГВС	подземная	50	15,00	0,86	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-47 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 20б	Отопление	подача+обратка	подземная	50	76,00	4,33	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-47 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 20б	ГВС	ГВС	подземная	50	38,00	2,17	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-47 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 20б	ГВС	ГВС	подземная	32	38,00	1,44	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-44 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 18	Отопление	подача	подземная	80	53,00	4,72	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-44 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 18	Отопление	обратка	подземная	70	53,00	4,03	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-44 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 18	ГВС	ГВС	подземная	70	53,00	4,03	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-44 - Наружная стена ж.д. ул. Чернышова, 18	ГВС	ГВС	подземная	40	53,00	2,39	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-27 (через УТ-27') - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 13	Отопление	подача+обратка	подземная	50	76,00	4,33	минвата	2015	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-27 (через УТ-27') - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 13	ГВС	ГВС	подземная	50	38,00	2,17	минвата	2015	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-27 (через УТ-27') - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 13	ГВС	ГВС	подземная	40	38,00	1,71	минвата	2015	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-28 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 13	Отопление	подача+обратка	подземная	80	44,00	3,92	минвата	2015	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-28 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 13	ГВС	ГВС	подземная	80	22,00	1,96	минвата	2015	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-28 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 13	ГВС	ГВС	подземная	50	22,00	1,25	минвата	2015	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-29 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 11	Отопление	подача+обратка	подземная	80	56,00	4,98	минвата	2015	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-29 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 11	ГВС	ГВС	подземная	80	28,00	2,49	минвата	2015	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-29 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 11	ГВС	ГВС	подземная	50	28,00	1,60	минвата	2015	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-30 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 5	Отопление	подача+обратка	подземная	50	74,00	4,22	минвата	2015	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-30 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 5	ГВС	ГВС	подземная	50	37,00	2,11	минвата	2015	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-30 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 5	ГВС	ГВС	подземная	40	37,00	1,67	минвата	2015	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-31 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 5	Отопление	подача+обратка	подземная	70	74,00	5,62	минвата	2015	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-31 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 5	ГВС	ГВС	подземная	70	37,00	2,81	минвата	2015	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-31 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 5	ГВС	ГВС	подземная	50	37,00	2,11	минвата	2015	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-32 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 5	Отопление	подача+обратка	подземная	70	64,00	4,86	минвата	2015	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-32 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 5	ГВС	ГВС	подземная	70	32,00	2,43	минвата	2015	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-32 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 5	ГВС	ГВС	подземная	50	32,00	1,82	минвата	2015	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-33 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 5	Отопление	подача+обратка	подземная	50	64,00	3,65	минвата	2015	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-33 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 5	ГВС	ГВС	подземная	50	32,00	1,82	минвата	2015	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-33 - Наружная стена ж.д. ул. 11 Гвардейской Армии, 5	ГВС	ГВС	подземная	40	32,00	1,44	минвата	2015	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	Наружная стена ЦТП-154 - ТК-14а/22	Отопление	подача+обратка	подземная	250	626,00	170,90	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	Наружная стена ЦТП-154 - ТК-14а/22	ГВС	ГВС	подземная	250	313,00	85,45	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	Наружная стена ЦТП-154 - ТК-14а/22	ГВС	ГВС	подземная	200	313,00	68,55	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/22 - ТК-14а/23	Отопление	подача+обратка	подземная	150	204,00	32,44	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/22 - ТК-14а/23	ГВС	ГВС	подземная	150	102,00	16,22	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/22 - ТК-14а/23	ГВС	ГВС	подземная	100	102,00	11,02	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/23 - ТК-14а/29	Отопление	подача+обратка	подземная	100	58,00	6,26	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/23 - ТК-14а/29	ГВС	ГВС	подземная	100	29,00	3,13	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/23 - ТК-14а/29	ГВС	ГВС	подземная	80	29,00	2,58	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/29-ТК-14а/30	Отопление	подача+обратка	подземная	80	202,00	17,98	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/29-ТК-14а/30	ГВС	ГВС	подземная	80	101,00	8,99	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/29-ТК-14а/30	ГВС	ГВС	подземная	70	101,00	7,68	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/30 - ТК-14а/31	Отопление	подача+обратка	подземная	80	44,00	3,92	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/30 - ТК-14а/31	ГВС	ГВС	подземная	80	22,00	1,96	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/30 - ТК-14а/31	ГВС	ГВС	подземная	50	22,00	1,25	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/31 - Наружная стена-1 ж.д. пр. Авиаторов, 67	Отопление	подача+обратка	подземная	80	110,00	9,79	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/31 - Наружная стена-1 ж.д. пр. Авиаторов, 67	ГВС	ГВС	подземная	80	55,00	4,90	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/31 - Наружная стена-1 ж.д. пр. Авиаторов, 67	ГВС	ГВС	подземная	50	55,00	3,14	минвата	1988	1988

Источник	Обслуживающая организация (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозяйным)	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность тр-дов (1-трубное исполнение), м	Матхарактеристика, м <sup>2</sup>	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/31 - аружная стена-2 ж.д. пр. Авиаторов, 67	Отопление	подача+обратка	подземная	70	40,00	3,04	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/31 - аружная стена-2 ж.д. пр. Авиаторов, 67	ГВС	ГВС	подземная	70	20,00	1,52	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/31 - аружная стена-2 ж.д. пр. Авиаторов, 67	ГВС	ГВС	подземная	50	20,00	1,14	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/23 - ТК-14а/26	Отопление	подача+обратка	подземная	125	320,00	42,56	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/23 - ТК-14а/26	ГВС	ГВС	подземная	125	160,00	21,28	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/23 - ТК-14а/26	ГВС	ГВС	подземная	100	160,00	17,28	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/26 - ТК-14а/27	Отопление	подача+обратка	подземная	125	114,00	15,16	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/26 - ТК-14а/27	ГВС	ГВС	подземная	100	57,00	6,16	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/26 - ТК-14а/27	ГВС	ГВС	подземная	80	57,00	5,07	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/27 - ТК-14а/28	Отопление	подача+обратка	подземная	100	128,00	13,82	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/27 - ТК-14а/28	ГВС	ГВС	подземная	100	64,00	6,91	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/27 - ТК-14а/28	ГВС	ГВС	подземная	80	64,00	5,70	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/28 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 18	Отопление	подача+обратка	подземная	80	94,00	8,37	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/28 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 18	ГВС	ГВС	подземная	80	47,00	4,18	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/28 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 18	ГВС	ГВС	подземная	50	47,00	2,68	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/28 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 20	Отопление	подача+обратка	подземная	80	12,00	1,07	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/28 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 20	ГВС	ГВС	подземная	70	6,00	0,46	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/28 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 20	ГВС	ГВС	подземная	50	6,00	0,34	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/27 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 22	Отопление	подача+обратка	подземная	80	14,00	1,25	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/27 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 22	ГВС	ГВС	подземная	80	7,00	0,62	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/27 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 22	ГВС	ГВС	подземная	50	7,00	0,40	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/26 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 24	Отопление	подача+обратка	подземная	80	30,00	2,67	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/26 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 24	ГВС	ГВС	подземная	80	15,00	1,34	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/26 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 24	ГВС	ГВС	подземная	50	15,00	0,86	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/25 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 26	Отопление	подача+обратка	подземная	80	24,00	2,14	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/25 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 26	ГВС	ГВС	подземная	70	12,00	0,91	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/25 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 26	ГВС	ГВС	подземная	50	12,00	0,68	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/24 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 30	Отопление	подача+обратка	подземная	70	16,00	1,22	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/24 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 30	ГВС	ГВС	подземная	70	8,00	0,61	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/24 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 30	ГВС	ГВС	подземная	50	8,00	0,46	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/22 - УТ-5	Отопление	подача+обратка	подземная	200	122,00	26,72	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/22 - УТ-5	ГВС	ГВС	подземная	200	61,00	13,36	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14а/22 - УТ-5	ГВС	ГВС	подземная	150	61,00	9,70	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-5 - УТ-6	Отопление	подача+обратка	подземная	200	104,00	22,78	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-5 - УТ-6	ГВС	ГВС	подземная	200	52,00	11,39	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-5 - УТ-6	ГВС	ГВС	подземная	150	52,00	8,27	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-6 - УТ-7	Отопление	подача+обратка	подземная	200	94,00	20,59	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-6 - УТ-7	ГВС	ГВС	подземная	200	47,00	10,29	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-6 - УТ-7	ГВС	ГВС	подземная	150	47,00	7,47	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-7 - УТ-16	Отопление	подача+обратка	подземная	80	164,00	14,60	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-7 - УТ-16	ГВС	ГВС	подземная	80	82,00	7,30	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-7 - УТ-16	ГВС	ГВС	подземная	50	82,00	4,67	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-16 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 24б	Отопление	подача+обратка	подземная	70	116,00	8,82	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-16 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 24б	ГВС	ГВС	подземная	80	58,00	5,16	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-16 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 24б	ГВС	ГВС	подземная	50	58,00	3,31	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-16 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 24а	Отопление	подача+обратка	подземная	70	22,00	1,67	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-16 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 24а	ГВС	ГВС	подземная	80	11,00	0,98	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-16 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 24а	ГВС	ГВС	подземная	50	11,00	0,63	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-7 - УТ-8	Отопление	подача+обратка	подземная	150	62,00	9,86	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-7 - УТ-8	ГВС	ГВС	подземная	150	31,00	4,93	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-7 - УТ-8	ГВС	ГВС	подземная	125	31,00	4,12	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-8 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 24а	Отопление	подача+обратка	подземная	50	10,00	0,57	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-8 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 24а	ГВС	ГВС	подземная	50	5,00	0,29	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-8 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 24а	ГВС	ГВС	подземная	40	5,00	0,23	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-6 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 16	Отопление	подача	подземная	80	17,00	1,51	минвата	1988	1988

Источник	Обслуживающая организация (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозяйным)	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность тр-дов (1-трубное исполнение), м	Матхарактеристика, м <sup>2</sup>	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-6 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 16	Отопление	обратка	подземная	70	17,00	1,29	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-6 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 16	ГВС	ГВС	подземная	70	17,00	1,29	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-6 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 16	ГВС	ГВС	подземная	50	17,00	0,97	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-5 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 16	Отопление	подача+обратка	подземная	50	24,00	1,37	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-5 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 16	ГВС	ГВС	подземная	50	12,00	0,68	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-5 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 16	ГВС	ГВС	подземная	32	12,00	0,46	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-8 - УТ-9	Отопление	подача+обратка	подземная	150	80,00	12,72	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-8 - УТ-9	ГВС	ГВС	подземная	150	40,00	6,36	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-8 - УТ-9	ГВС	ГВС	подземная	125	40,00	5,32	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-9 - УТ-10	Отопление	подача+обратка	подземная	150	20,00	3,18	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-9 - УТ-10	ГВС	ГВС	подземная	150	10,00	1,59	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-9 - УТ-10	ГВС	ГВС	подземная	125	10,00	1,33	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-10 - УТ-17	Отопление	подача+обратка	подземная	80	180,00	16,02	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-10 - УТ-17	ГВС	ГВС	подземная	80	90,00	8,01	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-10 - УТ-17	ГВС	ГВС	подземная	50	90,00	5,13	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-17 - УТ-18	Отопление	подача+обратка	подземная	80	120,00	10,68	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-17 - УТ-18	ГВС	ГВС	подземная	80	60,00	5,34	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-17 - УТ-18	ГВС	ГВС	подземная	50	60,00	3,42	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-18 - Наружная стена-1 ж.д. ул. Звездова, 14	Отопление	подача+обратка	подземная	70	40,00	3,04	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-18 - Наружная стена-1 ж.д. ул. Звездова, 14	ГВС	ГВС	подземная	80	20,00	1,78	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-18 - Наружная стена-1 ж.д. ул. Звездова, 14	ГВС	ГВС	подземная	50	20,00	1,14	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-18 - Наружная стена-2 ж.д. ул. Звездова, 14	Отопление	подача+обратка	подземная	50	40,00	2,28	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-18 - Наружная стена-2 ж.д. ул. Звездова, 14	ГВС	ГВС	подземная	50	20,00	1,14	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-18 - Наружная стена-2 ж.д. ул. Звездова, 14	ГВС	ГВС	подземная	32	20,00	0,76	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-17 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 22б	Отопление	подача+обратка	подземная	70	52,00	3,95	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-17 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 22б	ГВС	ГВС	подземная	80	26,00	2,31	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-17 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 22б	ГВС	ГВС	подземная	50	26,00	1,48	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-10 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 22а	Отопление	подача+обратка	подземная	70	10,00	0,76	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-10 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 22а	ГВС	ГВС	подземная	80	5,00	0,45	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-10 - Наружная стена ж.д. ул. Звездова, 22а	ГВС	ГВС	подземная	50	5,00	0,29	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-10 - УТ-11	Отопление	подача+обратка	подземная	125	72,00	9,58	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-10 - УТ-11	ГВС	ГВС	подземная	125	36,00	4,79	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-10 - УТ-11	ГВС	ГВС	подземная	100	36,00	3,89	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-11 - УТ-12	Отопление	подача+обратка	подземная	125	80,00	10,64	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-11 - УТ-12	ГВС	ГВС	подземная	125	40,00	5,32	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-11 - УТ-12	ГВС	ГВС	подземная	100	40,00	4,32	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-12 - УТ-13	Отопление	подача+обратка	подземная	100	120,00	12,96	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-12 - УТ-13	ГВС	ГВС	подземная	100	60,00	6,48	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-12 - УТ-13	ГВС	ГВС	подземная	80	60,00	5,34	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-13 - УТ-14	Отопление	подача+обратка	подземная	80	132,00	11,75	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-13 - УТ-14	ГВС	ГВС	подземная	80	66,00	5,87	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-13 - УТ-14	ГВС	ГВС	подземная	50	66,00	3,76	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-14 - Наружная стена-1 ж.д. ул. Звездова, 6	Отопление	подача+обратка	подземная	70	40,00	3,04	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-14 - Наружная стена-1 ж.д. ул. Звездова, 6	ГВС	ГВС	подземная	80	20,00	1,78	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-14 - Наружная стена-1 ж.д. ул. Звездова, 6	ГВС	ГВС	подземная	50	20,00	1,14	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-14 - Наружная стена-1 ж.д. ул. Звездова, 6	Отопление	подача+обратка	подземная	50	40,00	2,28	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-14 - Наружная стена-1 ж.д. ул. Звездова, 6	ГВС	ГВС	подземная	50	20,00	1,14	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-14 - Наружная стена-1 ж.д. ул. Звездова, 6	ГВС	ГВС	подземная	32	20,00	0,76	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-14 - Наружная стена-1 ж.д. ул. Рокоссовского, 20	Отопление	подача+обратка	подземная	70	48,00	3,65	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-14 - Наружная стена-1 ж.д. ул. Рокоссовского, 20	ГВС	ГВС	подземная	80	24,00	2,14	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-14 - Наружная стена-1 ж.д. ул. Рокоссовского, 20	ГВС	ГВС	подземная	50	24,00	1,37	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-12 - Наружная стена-1 ж.д. ул. Звездова, 10	Отопление	подача+обратка	подземная	70	40,00	3,04	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-12 - Наружная стена-1 ж.д. ул. Звездова, 10	ГВС	ГВС	подземная	80	20,00	1,78	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-12 - Наружная стена-1 ж.д. ул. Звездова, 10	ГВС	ГВС	подземная	50	20,00	1,14	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-11 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 18	Отопление	подача+обратка	подземная	70	68,00	5,17	минвата	1988	1988

Источник	Обслуживающая организация (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозяйным)	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность тр-дов (1-трубное исполнение), м	Матхарактеристика, м <sup>2</sup>	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-11 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 18	ГВС	ГВС	подземная	70	34,00	2,58	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-11 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 18	ГВС	ГВС	подземная	50	34,00	1,94	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-8 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 18	Отопление	подача+обратка	подземная	50	92,00	5,24	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-8 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 18	ГВС	ГВС	подземная	50	46,00	2,62	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-8 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 18	ГВС	ГВС	подземная	32	46,00	1,75	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-13 - Наружная стена ж.д. ул. Звезда, 8	Отопление	подача+обратка	подземная	70	36,00	2,74	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-13 - Наружная стена ж.д. ул. Звезда, 8	ГВС	ГВС	подземная	80	18,00	1,60	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-13 - Наружная стена ж.д. ул. Звезда, 8	ГВС	ГВС	подземная	50	18,00	1,03	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-11 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 20	Отопление	подача+обратка	подземная	50	76,00	4,33	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-11 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 20	ГВС	ГВС	подземная	50	38,00	2,20	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-11 - Наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 20	ГВС	ГВС	подземная	32	38,00	1,44	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-4/17 - Наружная стена ж.д. ул. Косыгина, 67	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	80	94,00	8,37	минвата	2008	2008
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-4/28 - Наружная стена ж.д. ул. Косыгина, 71	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	80	98,00	8,72	минвата	2008	2008
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-1а/26 - наружная стена ж.д. пр. Авиаторов, 68	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	80	12,00	1,07	минвата	2004	2004
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-3/63 - ТК-3/63а	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	100	38,00	4,10	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-3/63а - наружная стена ж.д. пр. Архитекторов, 16	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	100	8,00	0,86	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/15 - ТК-14/16	Отопление	подача+обратка	подземная	80	102,00	9,08	минвата	1999	1999
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/15 - ТК-14/16	ГВС	ГВС	подземная	80	51,00	4,54	минвата	1999	1999
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/15 - ТК-14/16	ГВС	ГВС	подземная	70	51,00	3,88	минвата	1999	1999
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/16 - наружная стена ж.д. пр. Мира, 34	Отопление	подача+обратка	подземная	80	38,00	3,38	минвата	1999	1999
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/16 - наружная стена ж.д. пр. Мира, 34	ГВС	ГВС	подземная	80	19,00	1,69	минвата	1999	1999
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/16 - наружная стена ж.д. пр. Мира, 34	ГВС	ГВС	подземная	70	19,00	1,44	минвата	1999	1999
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-20/6 - наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 13	Отопление	подача+обратка	подземная	70	82,00	6,23	минвата	1998	1998
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-20/6 - наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 13	ГВС	ГВС	подземная	70	41,00	3,12	минвата	1998	1998
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-20/6 - наружная стена ж.д. ул. Рокоссовского, 13	ГВС	ГВС	подземная	50	41,00	2,34	минвата	1998	1998
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/36 - ТК-14/37	Отопление	подача+обратка	подземная	150	122,00	19,40	минвата	2006	2006
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/36 - ТК-14/37	ГВС	ГВС	подземная	125	61,00	8,11	минвата	2006	2006
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/36 - ТК-14/37	ГВС	ГВС	подземная	100	61,00	6,59	минвата	2006	2006
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/37 - ТК-14/38	Отопление	подача+обратка	подземная	100	114,00	12,31	минвата	2006	2006
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/37 - ТК-14/38	ГВС	ГВС	подземная	100	57,00	6,16	минвата	2006	2006
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/37 - ТК-14/38	ГВС	ГВС	подземная	80	57,00	5,07	минвата	2006	2006
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/38 - наружная стена ж.д. пр. Авиаторов, 75 (ИТП-3)	Отопление	подача+обратка	подземная	50	58,00	3,31	минвата	2006	2006
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/38 - наружная стена ж.д. пр. Авиаторов, 75 (ИТП-3)	ГВС	ГВС	подземная	50	29,00	1,65	минвата	2006	2006
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/38 - наружная стена ж.д. пр. Авиаторов, 75 (ИТП-3)	ГВС	ГВС	подземная	40	29,00	1,31	минвата	2006	2006
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/38 - наружная стена ж.д. пр. Авиаторов, 75 (ИТП-2)	Отопление	подача+обратка	подземная	50	44,00	2,51	минвата	2006	2006
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/38 - наружная стена ж.д. пр. Авиаторов, 75 (ИТП-2)	ГВС	ГВС	подземная	50	22,00	1,25	минвата	2006	2006
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/38 - наружная стена ж.д. пр. Авиаторов, 75 (ИТП-2)	ГВС	ГВС	подземная	40	22,00	0,99	минвата	2006	2006
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/38 - наружная стена ж.д. пр. Авиаторов, 75 (ИТП-1)	Отопление	подача+обратка	подземная	70	50,00	3,80	минвата	2006	2006
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/38 - наружная стена ж.д. пр. Авиаторов, 75 (ИТП-1)	ГВС	ГВС	подземная	70	25,00	1,90	минвата	2006	2006
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/38 - наружная стена ж.д. пр. Авиаторов, 75 (ИТП-1)	ГВС	ГВС	подземная	50	25,00	1,43	минвата	2006	2006
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/36 - наружная стена ж.д. пр. Авиаторов, 81	Отопление	подача+обратка	подземная	50	136,00	7,75	минвата	2013	2013
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/36 - наружная стена ж.д. пр. Авиаторов, 81	ГВС	ГВС	подземная	70	68,00	5,17	минвата	2013	2013
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/36 - наружная стена ж.д. пр. Авиаторов, 81	ГВС	ГВС	подземная	40	68,00	3,06	минвата	2013	2013
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-20/42 - наружная стена ж.д. ул. Чернышева, 10	Отопление	подача+обратка	подземная	70	42,00	3,19	минвата	2004	2004
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-20/42 - наружная стена ж.д. ул. Чернышева, 10	ГВС	ГВС	подземная	50	21,00	1,20	минвата	2004	2004
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-20/42 - наружная стена ж.д. ул. Чернышева, 10	ГВС	ГВС	подземная	40	21,00	0,95	минвата	2004	2004
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-20/41 - наружная стена ж.д. ул. Чернышева, 8	Отопление	подача+обратка	подземная	70	42,00	3,19	минвата	2003	2003
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-20/41 - наружная стена ж.д. ул. Чернышева, 8	ГВС	ГВС	подземная	50	21,00	1,20	минвата	2003	2003
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-20/41 - наружная стена ж.д. ул. Чернышева, 8	ГВС	ГВС	подземная	32	21,00	0,80	минвата	2003	2003
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-20/45 - УТ-42	Отопление	подача+обратка	подземная	125	44,00	5,85	минвата	2004	2004
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-20/45 - УТ-42	ГВС	ГВС	подземная	125	22,00	2,93	минвата	2004	2004
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-20/45 - УТ-42	ГВС	ГВС	подземная	100	22,00	2,38	минвата	2004	2004
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-42 - наружная стена ж.д. л. Чернышева, 12	Отопление	подача+обратка	подземная	125	54,00	7,18	минвата	2004	2004
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-42 - наружная стена ж.д. л. Чернышева, 12	ГВС	ГВС	подземная	125	27,00	3,59	минвата	2004	2004
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-42 - наружная стена ж.д. л. Чернышева, 12	ГВС	ГВС	подземная	100	27,00	2,92	минвата	2004	2004

Источник	Обслуживающая организация (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозяйным)	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность тр-дов (1-трубное исполнение), м	Матхарактеристика, м <sup>2</sup>	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/33 - наружная стена ж.д. ул. Звезда, 546	Отопление	подача+обратка	подземная			0,00	минвата	2011	2011
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/33 - наружная стена ж.д. ул. Звезда, 546	ГВС	ГВС	подземная			0,00	минвата	2011	2011
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/33 - наружная стена ж.д. ул. Звезда, 546	ГВС	ГВС	подземная			0,00	минвата	2011	2011
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/32 - наружная стена ж.д. ул. Звезда, 606	Отопление	подача+обратка	подземная			0,00	минвата	2011	2011
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/32 - наружная стена ж.д. ул. Звезда, 606	ГВС	ГВС	подземная			0,00	минвата	2011	2011
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/32 - наружная стена ж.д. ул. Звезда, 606	ГВС	ГВС	подземная			0,00	минвата	2011	2011
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/31 - УТ-3	Отопление	подача+обратка	подземная	100	64,00	6,91	минвата	2010	2010
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/31 - УТ-3	ГВС	ГВС	подземная	100	32,00	3,46	минвата	2010	2010
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/31 - УТ-3	ГВС	ГВС	подземная	80	32,00	2,85	минвата	2010	2010
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-3 - УТ-4	Отопление	подача+обратка	подземная	80	114,00	10,15	минвата	2010	2010
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-3 - УТ-4	ГВС	ГВС	подземная	80	57,00	5,07	минвата	2010	2010
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-3 - УТ-4	ГВС	ГВС	подземная	50	57,00	3,25	минвата	2010	2010
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-3 - наружная стена ж.д. Звезда, 64	Отопление	подача+обратка	подземная	50	10,00	0,57	минвата	2010	2010
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-3 - наружная стена ж.д. Звезда, 64	ГВС	ГВС	подземная	70	5,00	0,38	минвата	2010	2010
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-3 - наружная стена ж.д. Звезда, 64	ГВС	ГВС	подземная	50	5,00	0,29	минвата	2010	2010
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-4 - наружная стена ж.д. Звезда, 68	Отопление	подача+обратка	подземная	70	84,00	6,38	минвата	2010	2010
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-4 - наружная стена ж.д. Звезда, 68	ГВС	ГВС	подземная	70	42,00	3,19	минвата	2010	2010
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-4 - наружная стена ж.д. Звезда, 68	ГВС	ГВС	подземная	50	42,00	2,39	минвата	2010	2010
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-4 - наружная стена ж.д. Звезда, 78	Отопление	подача+обратка	подземная	50	8,00	0,46	минвата	2010	2010
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-4 - наружная стена ж.д. Звезда, 78	ГВС	ГВС	подземная	70	4,00	0,30	минвата	2010	2010
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-4 - наружная стена ж.д. Звезда, 78	ГВС	ГВС	подземная	50	4,00	0,23	минвата	2010	2010
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/30 - наружная стена ж.д. ул. Звезда, 62	Отопление	подача+обратка	подземная	50	52,00	2,96	минвата	2009	2009
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/30 - наружная стена ж.д. ул. Звезда, 62	ГВС	ГВС	подземная	70	26,00	1,98	минвата	2009	2009
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/30 - наружная стена ж.д. ул. Звезда, 62	ГВС	ГВС	подземная	50	26,00	1,48	минвата	2009	2009
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/24 - наружная стена ж.д. ул. Звезда, 60	Отопление	подача+обратка	подземная	50	30,00	1,71	минвата	2009	2009
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/24 - наружная стена ж.д. ул. Звезда, 60	ГВС	ГВС	подземная	70	15,00	1,14	минвата	2009	2009
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/24 - наружная стена ж.д. ул. Звезда, 60	ГВС	ГВС	подземная	50	15,00	0,86	минвата	2009	2009
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/25 - наружная стена ж.д. ул. Звезда, 58	Отопление	подача+обратка	подземная	70	44,00	3,34	минвата	2008	2008
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/25 - наружная стена ж.д. ул. Звезда, 58	ГВС	ГВС	подземная	80	22,00	1,96	минвата	2008	2008
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/25 - наружная стена ж.д. ул. Звезда, 58	ГВС	ГВС	подземная	50	22,00	1,25	минвата	2008	2008
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/26 - наружная стена ж.д. ул. Звезда, 54	Отопление	подача+обратка	подземная	50	62,00	3,53	минвата	2008	2008
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/26 - наружная стена ж.д. ул. Звезда, 54	ГВС	ГВС	подземная	70	31,00	2,36	минвата	2008	2008
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/26 - наружная стена ж.д. ул. Звезда, 54	ГВС	ГВС	подземная	50	31,00	1,77	минвата	2008	2008
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/26 - наружная стена ж.д. ул. Звезда, 62а к.2	Отопление	подача+обратка	подземная	50	32,00	1,82	минвата	2016	2016
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/26 - наружная стена ж.д. ул. Звезда, 62а к.2	ГВС	ГВС	подземная	50	16,00	0,91	минвата	2016	2016
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/26 - наружная стена ж.д. ул. Звезда, 62а к.2	ГВС	ГВС	подземная	32	16,00	0,61	минвата	2016	2016
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/24 - наружная стена ж.д. ул. Звезда, 62а к.1	Отопление	подача+обратка	подземная	50	40,00	2,28	минвата	2016	2016
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/24 - наружная стена ж.д. ул. Звезда, 62а к.1	ГВС	ГВС	подземная	50	20,00	1,14	минвата	2016	2016
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/24 - наружная стена ж.д. ул. Звезда, 62а к.1	ГВС	ГВС	подземная	32	20,00	0,76	минвата	2016	2016
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/20 - наружная стена ж.д. пр. Мира, 50	Отопление	подача+обратка	подземная			0,00	минвата	2008	2008
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/20 - наружная стена ж.д. пр. Мира, 50	ГВС	ГВС	подземная			0,00	минвата	2008	2008
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/20 - наружная стена ж.д. пр. Мира, 50	ГВС	ГВС	подземная			0,00	минвата	2008	2008
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/19 - УТ-1	Отопление	подача+обратка	подземная			0,00	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/19 - УТ-1	ГВС	ГВС	подземная			0,00	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-14/19 - УТ-1	ГВС	ГВС	подземная			0,00	минвата	1988	1988
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-1 - наружная стена ж.д. пр. Мира, 58	Отопление	подача+обратка	подземная	50	48,00	2,74	минвата	2010	2010
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-1 - наружная стена ж.д. пр. Мира, 58	ГВС	ГВС	подземная	70	24,00	1,82	минвата	2010	2010
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-1 - наружная стена ж.д. пр. Мира, 58	ГВС	ГВС	подземная	50	24,00	1,37	минвата	2010	2010
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-1 - УТ-2	Отопление	подача+обратка	подземная	70	58,00	4,41	минвата	2010	2010
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-1 - УТ-2	ГВС	ГВС	подземная	80	29,00	2,58	минвата	2010	2010
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-1 - УТ-2	ГВС	ГВС	подземная	50	29,00	1,65	минвата	2010	2010
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-2 - наружная стена ж.д. ул. Звезда, 74	Отопление	подача+обратка	подземная	70	48,00	3,65	минвата	2010	2010
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-2 - наружная стена ж.д. ул. Звезда, 74	ГВС	ГВС	подземная	70	24,00	1,82	минвата	2010	2010
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-2 - наружная стена ж.д. ул. Звезда, 74	ГВС	ГВС	подземная	50	24,00	1,37	минвата	2010	2010
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-2 - наружная стена ж.д. ул. Звезда, 70	Отопление	подача+обратка	подземная	50	144,00	8,21	минвата	2010	2010



Источник	Обслуживающая организация (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозяйным)	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность тр-дов (1-трубное исполнение), м	Матхарактеристика, м <sup>2</sup>	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-2 - наружная стена ж.д. ул. Звездова, 70	ГВС	ГВС	подземная	70	72,00	5,47	минвата	2010	2010
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-2 - наружная стена ж.д. ул. Звездова, 70	ГВС	ГВС	подземная	50	72,00	4,10	минвата	2010	2010
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	ТК-1а/2 - УТ-1	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	125	72,00	9,58	минвата	2013	2013
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-1 - Наружная стена ж.д. Архитекторов, 27	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	100	116,00	12,53	минвата	2013	2013
ЗСТЭЦ	СибЭнерго	УТ-1 - Наружная стена ж.д. Архитекторов, 27	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	100	32,00	3,46	минвата	2013	2013
ЦТЭЦ	СибЭнерго	ТК-11 - наружная стена ж.д. ул. Вокзальная, 17а	Отопление	подача+обратка	подземная	50	42,00	2,39	минвата	2005	2005
ЦТЭЦ	СибЭнерго	ТК-11 - наружная стена ж.д. ул. Вокзальная, 17а	ГВС	ГВС	подземная	50	21,00	1,20	минвата	2005	2005
ЦТЭЦ	СибЭнерго	ТК-11 - наружная стена ж.д. ул. Вокзальная, 17а	ГВС	ГВС	подземная	80	21,00	1,87	минвата	2005	2005
ЦТЭЦ	СибЭнерго	ТК-10 - ТК-10/1	Отопление	подача+обратка	подземная	100	52,00	5,62	минвата	2003	2003
ЦТЭЦ	СибЭнерго	ТК-10 - ТК-10/1	ГВС	ГВС	подземная	100	26,00	2,81	минвата	2003	2003
ЦТЭЦ	СибЭнерго	ТК-10 - ТК-10/1	ГВС	ГВС	подземная	80	26,00	2,31	минвата	2003	2003
ЦТЭЦ	СибЭнерго	ТК-10/1 - наружная стена ж.д. ул. Вокзальная, 21	Отопление	подача+обратка	подземная	70	48,00	3,65	минвата	2003	2003
ЦТЭЦ	СибЭнерго	ТК-10/1 - наружная стена ж.д. ул. Вокзальная, 21	ГВС	ГВС	подземная	70	24,00	1,82	минвата	2003	2003
ЦТЭЦ	СибЭнерго	ТК-10/1 - наружная стена ж.д. ул. Вокзальная, 21	ГВС	ГВС	подземная	50	24,00	1,37	минвата	2003	2003
ЦТЭЦ	СибЭнерго	ТК-10/1 - наружная стена ж.д. ул. Вокзальная, 21а	Отопление	подача+обратка	подземная	70	12,00	0,91	минвата	2003	2003
ЦТЭЦ	СибЭнерго	ТК-10/1 - наружная стена ж.д. ул. Вокзальная, 21а	ГВС	ГВС	подземная	70	6,00	0,46	минвата	2003	2003
ЦТЭЦ	СибЭнерго	ТК-10/1 - наружная стена ж.д. ул. Вокзальная, 21а	ГВС	ГВС	подземная	50	6,00	0,34	минвата	2003	2003
ЦТЭЦ	СибЭнерго	ТК-10/1 - наружная стена ж.д. ул. Вокзальная, 21б	Отопление	подача+обратка	подземная	70	34,00	2,58	минвата	2003	2003
ЦТЭЦ	СибЭнерго	ТК-10/1 - наружная стена ж.д. ул. Вокзальная, 21б	ГВС	ГВС	подземная	70	17,00	1,29	минвата	2003	2003
ЦТЭЦ	СибЭнерго	ТК-10/1 - наружная стена ж.д. ул. Вокзальная, 21б	ГВС	ГВС	подземная	50	17,00	0,97	минвата	2003	2003
ЦТЭЦ	СибЭнерго	К-1* - УТ-1	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	150	204,00	32,44	минвата	2007	2007
ЦТЭЦ	СибЭнерго	УТ-1 - наружная стена ж.д. ул. Курако, 17а (ИТП-1)	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	70	44,00	3,34	минвата	2007	2007
ЦТЭЦ	СибЭнерго	УТ-1 - УТ-2	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	150	72,00	11,45	минвата	2007	2007
ЦТЭЦ	СибЭнерго	УТ-2 - наружная стена ж.д. ул. Курако, 17а (ИТП-2)	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	100	40,00	4,32	минвата	2007	2007
ЦТЭЦ	СибЭнерго	УТ-2 - УТ-3	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	100	122,00	13,18	минвата	2007	2007
ЦТЭЦ	СибЭнерго	УТ-3 - наружная стена ж.д. ул. Курако, 17а (ИТП-3)	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	70	42,00	3,19	минвата	2007	2007
ЦТЭЦ	СибЭнерго	УТ-2 - наружная стена ж.д. ул. Курако, 17б	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная			0,00	минвата	2007	2007
ЦТЭЦ	СибЭнерго	УТ-3 - наружная стена ж.д. ул. Курако, 19б	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная			0,00	минвата	2007	2007
ЦТЭЦ	СибЭнерго	К-2 - наружная стена ж.д. ул. Спартака, 16а	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	70	34,00	2,58	минвата	1979	1979
ЦТЭЦ	СибЭнерго	К-2 - наружная стена ж.д. ул. Спартака, 14б	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная			0,00	минвата	2013	2013
ЦТЭЦ	СибЭнерго	ТК-3а - наружная стена ж.д. пр. Пионерский, 23а	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	100	30,00	3,24	минвата	1996	1996
ЦТЭЦ	СибЭнерго	ТК-2 - наружная стена ж.д. ул. Кирова, 25а	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	80	32,00	2,85	минвата	2004	2004
ЦТЭЦ	СибЭнерго	К-3 - К-3б	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	150	132,00	20,99	минвата	2004	2004
ЦТЭЦ	СибЭнерго	К-3б - К-3а	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	150	84,00	13,36	минвата	2004	2004
ЦТЭЦ	СибЭнерго	К-3а - наружная стена ж.д. пр. Строителей, 86	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	80	12,00	1,07	минвата	2004	2004
ЦТЭЦ	СибЭнерго	К-3а - наружная стена ж.д. пр. Строителей, 88	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	80	80,00	7,12	минвата	2004	2004
ЦТЭЦ	СибЭнерго	ТК-18 - УТ-1	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	125	184,00	24,47	минвата	2011	2011
ЦТЭЦ	СибЭнерго	УТ-1 - УТ-2	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	125	254,00	33,78	минвата	2011	2011
ЦТЭЦ	СибЭнерго	УТ-1 - наружная стена ж.д. пр. Строителей, 88а	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	80	92,00	8,19	минвата	2011	2011
ЦТЭЦ	СибЭнерго	УТ-2 - наружная стена ж.д. пр. Строителей, 90	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	125	16,00	2,13	минвата	2011	2011
ЦТЭЦ	СибЭнерго	ТК-3 - наружная стена ж.д. пр. Строителей, 42	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	80	14,00	1,25	минвата	2006	2006
ЦТЭЦ	СибЭнерго	УТ-1 - наружная стена ж.д. ул. Фестивальная, 7а	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная			0,00	минвата	2012	2012
ЦТЭЦ	СибЭнерго	ТК-17 - наружная стена ж.д. пр. Строителей, 60	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная			0,00	минвата	1991	1991
ЦТЭЦ	СибЭнерго	ТК-12 - наружная стена ж.д. пр. Строителей, 56	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная			0,00	минвата	2006	2006
ЦТЭЦ	СибЭнерго	К-7 - наружная стена ж.д. ул. Ноградская, 11	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная			0,00	минвата	2005	2005
ЦТЭЦ	СибЭнерго	ТК-5 - наружная стена ж.д. ул. Спартака, 4	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная			0,00	минвата	2009	2009
ЦТЭЦ	СибЭнерго	ТК-22 - УТ	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная			0,00	минвата	2014	2014
ЦТЭЦ	СибЭнерго	УТ - наружная стена ж.д. пр. Строителей, 90б	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная			0,00	минвата	2014	2014
ЦТЭЦ	СибЭнерго	УТ - наружная стена ж.д. пр. Строителей, 88б	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная			0,00	минвата	2014	2014
ЦТЭЦ	СибЭнерго	ТК-17 - наружная стена ж.д. ул. Ноградская, 19	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная			0,00	минвата	1988	1988
ЦТЭЦ	СибЭнерго	ТК-18' - наружная стена ж.д. ул. Всесторонняя, 15	Отопление	подача+обратка	подземная			0,00	минвата	1992	1992
ЦТЭЦ	СибЭнерго	ТК-18' - наружная стена ж.д. ул. Всесторонняя, 15	ГВС	ГВС	подземная			0,00	минвата	1992	1992
Абашевская районная котельная	СибЭнерго	ТК-41 - УТ-1	Отопление	подача+обратка	подземная	80	94,00	8,37	минвата	2008	2008
Абашевская рай-	СибЭнерго	ТК-41 - УТ-1	ГВС	ГВС	подземная	80	47,00	4,18	минвата	2008	2008

Источник	Обслуживающая организация (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозяйным)	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность тр-дов (1-трубное исполнение), м	Матхарактеристика, м <sup>2</sup>	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
онная котельная											
Абашевская районная котельная	СибЭнерго	ТК-41 - УТ-1	ГВС	ГВС	подземная	50	47,00	2,68	минвата	2008	2008
Абашевская районная котельная	СибЭнерго	УТ-1 Наружная стена ж.д. День Шахтера, 10а	Отопление	подача+обратка	подземная	70	18,00	1,37	минвата	2008	2008
Абашевская районная котельная	СибЭнерго	УТ-1 Наружная стена ж.д. День Шахтера, 10а	ГВС	ГВС	подземная	50	9,00	0,51	минвата	2008	2008
Абашевская районная котельная	СибЭнерго	УТ-1 Наружная стена ж.д. День Шахтера, 10а	ГВС	ГВС	подземная	32	9,00	0,34	минвата	2008	2008
Абашевская районная котельная	СибЭнерго	УТ-1 Наружная стена ж.д. День Шахтера, 10а	Отопление	подача+обратка	подземная	70	158,00	12,01	минвата	2008	2008
Абашевская районная котельная	СибЭнерго	УТ-1 Наружная стена ж.д. День Шахтера, 10а	ГВС	ГВС	подземная	50	78,00	4,45	минвата	2008	2008
Абашевская районная котельная	СибЭнерго	УТ-1 Наружная стена ж.д. День Шахтера, 10а	ГВС	ГВС	подземная	32	78,00	2,96	минвата	2008	2008
Байдаевская центральная котельная №2	СибЭнерго	ТК-65 - наружная стена ж.д. ул. Мурманская, 47/2	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	100	14,00	1,51	минвата	1989	1989
Байдаевская центральная котельная №2	СибЭнерго	ТК-67 - УТ-1	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	150	64,00	10,18	полимер	2012	2012
Байдаевская центральная котельная №2	СибЭнерго	УТ-1 - УТ-2	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	125	174,00	23,14	полимер	2012	2012
Байдаевская центральная котельная №2	СибЭнерго	УТ-1 - наружная стена ж.д. ул. Мурманская, 47/8	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	80	70,00	6,23	полимер	2012	2012
Байдаевская центральная котельная №2	СибЭнерго	УТ-1 - наружная стена ж.д. ул. Тульская, 21	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	100	14,00	1,51	полимер	2012	2012
Байдаевская центральная котельная №2	СибЭнерго	УТ-2 - наружная стена ж.д. ул. Тульская, 19 (ввод №1)	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	100	46,00	4,97	полимер	2012	2012
Байдаевская центральная котельная №2	СибЭнерго	УТ-2 - наружная стена ж.д. ул. Тульская, 19 (ввод №2)	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	80	60,00	5,34	полимер	2012	2012
Зырянская районная котельная	СибЭнерго	УТ-1 - наружная стена ж.д. ул. Пархоменко, 71а	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	100	54,00	5,83	минвата	1988	1988
Зырянская районная котельная	СибЭнерго	ТК-14 - наружная стена ж.д. ул. Зырянская, 74б	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	100	210,00	22,68	минвата	2010	2010
Зырянская районная котельная	СибЭнерго	ТК-123 - наружная стена ж.д. ул. Радищева, 30	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	80	30,00	2,67	минвата	1977	1977
Куйбышевская центральная котельная	СибЭнерго	ТК-50 - наружная стена ж.д. ул. Челюскина, 22	Отопление	подача+обратка	подземная	80	106,00	9,43	минвата	2009	2009
Куйбышевская центральная котельная	СибЭнерго	ТК-50 - наружная стена ж.д. ул. Челюскина, 22	ГВС	ГВС	подземная	80	53,00	4,72	минвата	2009	2009
Куйбышевская центральная котельная	СибЭнерго	ТК-23/9 - наружная стена ж.д. ул. Челюскина, 38	Отопление	подача+обратка	подземная	80	34,00	3,03	минвата	2009	2009
Куйбышевская центральная котельная	СибЭнерго	ТК-23/9 - наружная стена ж.д. ул. Челюскина, 38	ГВС	ГВС	подземная	80	17,00	1,51	минвата	2009	2009
Куйбышевская центральная котельная	СибЭнерго	ТК-40/1 - УТ-1	Отопление	подача+обратка	подземная	150	28,00	4,45	минвата	2010	2010

Источник	Обслуживающая организация (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозяйным)	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ду, мм	Протяженность тр-дов (1-трубное исполнение), м	Матхарактеристика, м <sup>2</sup>	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
Куйбышевская центральная котельная	СибЭнерго	ТК-40/1 - УТ-1	ГВС	ГВС	подземная	150	14,00	2,23	минвата	2010	2010
Куйбышевская центральная котельная	СибЭнерго	УТ-1 - УТ-2	Отопление	подача+обратка	подземная	150	150,00	23,85	минвата	2010	2010
Куйбышевская центральная котельная	СибЭнерго	УТ-1 - УТ-2	ГВС	ГВС	подземная	150	75,00	11,93	минвата	2010	2010
Куйбышевская центральная котельная	СибЭнерго	УТ-2 - ТК-40/2	Отопление	подача+обратка	подземная	150	36,00	5,72	минвата	2010	2010
Куйбышевская центральная котельная	СибЭнерго	УТ-2 - ТК-40/2	ГВС	ГВС	подземная	150	18,00	2,86	минвата	2010	2010
Куйбышевская центральная котельная	СибЭнерго	УТ-1 - наружная стена ж.д. ул. 1 Мая, 13	Отопление	подача+обратка	подземная	70	34,00	2,58	минвата	2010	2010
Куйбышевская центральная котельная	СибЭнерго	УТ-1 - наружная стена ж.д. ул. 1 Мая, 13	ГВС	ГВС	подземная	70	17,00	1,29	минвата	2010	2010
Куйбышевская центральная котельная	СибЭнерго	УТ-2 - наружная стена ж.д. ул. Челюскина, 28а	Отопление	подача+обратка	подземная	70	40,00	3,04	минвата	2010	2010
Куйбышевская центральная котельная	СибЭнерго	УТ-2 - наружная стена ж.д. ул. Челюскина, 28а	ГВС	ГВС	подземная	70	20,00	1,52	минвата	2010	2010
Куйбышевская центральная котельная	СибЭнерго	ТК-22 - УТ-1	Отопление	подача+обратка	подземная	100	102,00	11,02	минвата	2010	2010
Куйбышевская центральная котельная	СибЭнерго	ТК-22 - УТ-1	ГВС	ГВС	подземная	100	51,00	5,51	минвата	2010	2010
Куйбышевская центральная котельная	СибЭнерго	УТ-1 - наружная стена ж.д. ул. К. Маркса, 14а	Отопление	подача+обратка	подземная			0,00	минвата	2010	2010
Куйбышевская центральная котельная	СибЭнерго	УТ-1 - наружная стена ж.д. ул. К. Маркса, 14а	ГВС	ГВС	подземная			0,00	минвата	2010	2010
Куйбышевская центральная котельная	СибЭнерго	ТК-23/1- наружная стена ж.д. ул. К. Маркса, 7а	Отопление	подача+обратка	подземная			0,00	минвата	2014	2014
Куйбышевская центральная котельная	СибЭнерго	ТК-23/1- наружная стена ж.д. ул. К. Маркса, 7а	ГВС	ГВС	подземная			0,00	минвата	2014	2014
Куйбышевская центральная котельная	СибЭнерго	ТК-35/8 - наружная стена ж.д. ул. 1 Мая, 2а	Отопление	подача+обратка	подземная	80	28,00	2,49	минвата	1988	1988
Куйбышевская центральная котельная	СибЭнерго	ТК-35/8 - наружная стена ж.д. ул. 1 Мая, 2а	ГВС	ГВС	подземная	80	14,00	1,25	минвата	1988	1988
Новоильинская газовая котельная	СибЭнерго	ТК-1а/12 - УТ-2	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	150	132,00	20,99	полимер	2016	2016
Новоильинская газовая котельная	СибЭнерго	УТ-2 - Наружная стена ж.д. Авиаторов, 58 (ИТП-1)	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	100	24,00	2,59	полимер	2016	2016
Новоильинская газовая котельная	СибЭнерго	УТ-2 - Наружная стена ж.д. Авиаторов, 58 (ИТП-2)	ГВС;Отопление	подача+обратка	подземная	125	12,00	1,60	полимер	2016	2016

Источник	Обслуживающая организация (организация, тепловые сети которой непосредственно присоединены к бесхозяйным)	Наименование участка	Назначение участка	Тип линии	Вид прокладки	Ди, мм	Протяженность тр-дов (1-трубное исполнение), м	Матхарактеристика, м <sup>2</sup>	Тип изоляции	Год последнего капремонта	Год ввода
Итого	-	-	-	-	-	-	57 980,0	8 379,0	-	-	-

## **4. Зоны действия источников тепловой энергии**

### **4.1. Описание изменений в зонах действия источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

По сравнению с базовым вариантом Схемы теплоснабжения, изменения зон действия источников тепловой энергии не произошло. Мероприятий по переключению тепловой нагрузки потребителей в 2017-2018 гг. не планировалось.

Изменение зон теплоснабжения за 2017-2018 гг. связано с подключением новых потребителей, источник теплоснабжения которых определен базовым проектом. Как правило, потребители тепловой энергии, введенные в эксплуатацию в 2017-2018 гг., расположены в границах существующих кварталов – уплотнительная застройка.

### **4.2. Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения на территории поселения, городского округа, города федерального значения**

#### **4.2.1. Зона действия Кузнецкой ТЭЦ**

Выдача тепловой мощности от КТЭЦ запроектирована в горячей воде и в паре. Транспорт тепловой энергии осуществляется по тепломагистралям от бойлерных установок №1 диаметром 2Ду 700 мм, №№2,3 диаметром по 2Ду 600 мм и пиковой водогрейной котельной диаметром 2Ду 1000 мм на общий коллектор и далее по тепломагистралям в Центральный, Кузнецкий и Орджоникидзевский районы.

Пар промышленным потребителям отпускается следующих параметров: от 2,5 до 7 кгс/см<sup>2</sup> (линия НКАЗ-П) свыше 13 кгс/см<sup>2</sup> по двум паропроводам: линия Химфарм завода и непосредственно от КТЭЦ на АО «РУСАЛ Новокузнецк».

*Зона действия тепломагистралей Кузнецкой ТЭЦ:*

1. Центральный район – юго-восточная часть, в границах улиц: Транспортная, Кутузова, Бардина проспект, Павловского, Тольятти, Запорожская;

2. Кузнецкий район – жилищно-коммунальный и промышленный секторы в границах улиц: Кузнецкое шоссе, Анодная, Алюминиевая, Дорожная, Екимова, Шункова, Водопадная, Народная, Ферросплавный пр-д;

3. Орджоникидзевский район – Новобайдаевский район и ряд промышленных предприятий по улицам Шахтеров проезд, Зорге, 40 лет Победы, Гвардейская, Новобайдаевская.

4. Куйбышевский район – в границах ул. Транспортная, ул. Циолковского, ул. Кутузова, пр. Дружбы, пр. Октябрьский.

В таблице ниже приведен перечень конечных потребителей тепла по районам города в зоне действия Кузнецкой ТЭЦ.

**Таблица 60 – Перечень конечных потребителей тепла по районам города в зоне действия Кузнецкой ТЭЦ**

<b>Конечный потребитель (адрес)</b>
<i>Кузнецкий район</i>
Кузнецкое ш-се 3, 25
Ленинградская, 44
Молодежная, 6/1
Алюминиевая, 3
Петракова, 63, 77а (Молекулярно-генетич. центр)
Екимова, 10 ,34
Шункова 1а, 2, 25 (школа №50)
Водопадная, 1 8
Народная 1а (торг.центр), 27, 29(школа №100)
Достоевского, 2 (автоцентр)
Картасская, 55
Смирнова, 13
Толмачева 41/4, 69 (адм. здание)
<i>Центральный район</i>
Франкфурта, 22
Свердлова, 30
Запорожская, 77
Павловского, 1, 19
Орджоникидзе, 29 (банк Москвы)
Спартака, 24
Кирова, 45
Бардина проспект, 26 (адм.здан. ГКБ №1)
Кутузова, 23, 31
Циолковского, 6
Транспортная 10, 14 (торгово-строительный компл.), 51а, 91 (ТЦ Адмирал), 103а, 117
Кондомское ш., 3 (хоз. корпуса)
<i>Орджоникидзевский район</i>
Зорге 8, 50
Новобайдаевская 2 (ТЦ Восток), 6, 20
40 лет Победы 1,12
Братьев Сизых, 3

#### 4.2.2. Зона действия Западно-Сибирской ТЭЦ филиала АО «ЕВРАЗ ЗСМК»

Выдача тепловой мощности от ЗС ТЭЦ запроектирована в горячей воде. Транспорт тепловой энергии от ТЭЦ осуществляется по тепловым сетям, головной участок выполнен в четырехтрубном исполнении диаметром 1200 мм, протяженностью около 500 м. Далее три тепломагистрали диаметром 700 мм (две подающих и одна обратная) идут на Новоильинский район и две диаметром 1200 мм на Заводской.

*Зона действия тепломагистралей Западно-Сибирской ТЭЦ:*

1. Заводской район – промзона Западно-Сибирского металлургического комбината и жилищно-коммунальный сектор в границах улиц: Автотранспортная, Белградская, Бакинская, Заводское шоссе, Клименко, Советской Армии пр-т, 13-й микрорайон, Моховая;

2. Новоильинский район - жилищно-коммунальный сектор и ряд промышленных предприятий в границах улиц: Косыгина, Космонавтов, Олимпийская, проспект Архитекторов, проспект Авиаторов, Чернышова, Звезда, проспект Мира.

В таблице ниже приведен перечень конечных потребителей тепла по районам города в зоне действия Западно-Сибирской ТЭЦ.

**Таблица 61 – Перечень конечных потребителей тепла по районам города в зоне действия Западно-Сибирской ТЭЦ**

<b>Потребитель (адрес)</b>
<i>Заводской район</i>
Белградская, 7
Первостроителей, 13
Чекистов проезд, 13
Горьковская, 67
40 лет ВЛКСМ, 116/Б
Мориса Гореза 80, 105, 121
Клименко 12, 16, 19, 29
Советской Армии пр-т, 56
13-й микрорайон 7, 17а
Моховая, 7 к1 8
<i>Новоильинский район</i>
Косыгина 3, 35, 67
Космонавтов 10, 14
Олимпийская, 20
Авиаторов 9, 56
Архитекторов, 15
Чернышова, 16
Рокоссовского 35, 37
Звезда 6, 42

#### 4.2.3. Зона действия Центральной ТЭЦ

В таблице ниже приведен перечень конечных потребителей тепла по районам города в зоне действия Центральной ТЭЦ.

**Таблица 62 – Перечень конечных потребителей тепла по районам города в зоне действия Центральной ТЭЦ**

Конечный потребитель (адрес)
Рудокопровая, 28
Отдельная, 5а
Тушинская, 5
Промышленная, 18
Всесторонняя, 46
Циолковского, 11
Кутузова, 60
Бардина пр-т, 28
Кирова, 39
Пионерский пр-т, 45
Орджоникидзе 40, 54
Металлургов пр-т, 42
Покрышкина, 8
Белана 1, 25
Строителей пр-т, 94
Кольцевая, 15
ДОЗ 2а, Ермака2

#### 4.2.4. Зона действия котельных

*Муниципальные котельные*, эксплуатируемые ООО «Сибэнерго», снабжают теплом локальные районы небольшого радиуса действия.

Выдача тепловой мощности от муниципальных котельных осуществляется преимущественно по двухтрубным тепловым сетям по открытой схеме. Общая протяженность тепловых сетей в однострубно-м исчислении составляет около 220 км.

В таблице ниже приведены зоны действия наиболее крупных муниципальных котельных.

**Таблица 63 – Зоны действия наиболее крупных муниципальных котельных г. Новокузнецка**

№ п/п	Наименование котельной	Район тепловых сетей
1	Куйбышевская центральная	<i>Куйбышевский р-н:</i> ул. Челюскина, Соломиной, К. Маркса, Димитрова и 1 Мая
2	Зыряновская районная	<i>Орджоникидзевский р-н:</i> ул. Новаторов, Дузенко, Зыряновская, Пржевальского, Радищева, Пархоменко, Скоростная, Уютная
3	Байдаевская Центральная	<i>Орджоникидзевский р-н:</i> ул. Мурманская, Рубцовская, Черняховского, Разведчиков, Славгородская
4	Абашевская районная	<i>Орджоникидзевский р-н:</i> ул. Кавказская, Маркшейдерская, Кольская, Юбилейная, Пушкина
5	Притомская	<i>Орджоникидзевский р-н:</i> пос. Притомский: ул. Интернетная, Дорстроевская, О. Дундича
6	Листвяги	<i>Куйбышевский р-н:</i> пос. Листвяги: ул. Учительская, ул. Каирская, ул. Луговая, ул. Серпуховская, ул. Суданская, ул. Кубинская

Радиус действия прочих муниципальных котельных незначителен, а некоторые из них встроенные, т.е. обслуживают конкретно данный объект (школы, д/сады).

*Ведомственные котельные* снабжают теплом промышленные предприятия, а также жилые дома на ул. Тушинская, ул. Ливинская, 31, ул. Кандалепская.



Ведомственные (промышленные) энергоисточники, в большинстве своем, составляют единое целое с предприятием и расположены на одной промплощадке. Отдельные промышленные предприятия, не имеющие своих источников тепла, и расположенные в зонах действия ближайших котельных заключают напрямую с ними договор на теплоснабжение.

Радиус действия тепловых сетей от промышленных котельных, исходя из вышесказанного, незначителен, поэтому информация о протяженности сетей не предоставлена.

В городе 61 ведомственная котельная суммарной тепловой нагрузкой - 213,3 Гкал/ч, в том числе: в паре - 80,4 т/ч и в горячей воде - 165,03 Гкал/ч.

Ведомственная электростанция шахты «Полосухинская» тепловой мощностью 2,47 Гкал/ч и присоединенной нагрузкой – 1,74 Гкал/ч обеспечивает собственные нужды шахты.

#### **4.3. Перечень котельных, находящихся в зоне радиуса эффективного теплоснабжения источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии**

В границах существующих систем теплоснабжения на базе ТЭЦ города Новокузнецка отсутствуют котельные. Базовой версией и актуализированной версией рассматриваются решения по увеличению зоны действия существующих источников комбинированной выработки путем переключения котельных ООО «Сибэнерго»:

- Байдаевской и Зыряновской на КТЭЦ;
- Куйбышевской – на ЦТЭЦ.

Детально возможности расширения зон действия ТЭЦ представлены в Главе 5.

Результаты оценки зон эффективного теплоснабжения представлены в Главе 7.

## **5. ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ**

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

При актуализации Схемы теплоснабжения произошли следующие ключевые изменения в части тепловых нагрузок потребителей:

1) Учтена динамика изменения договорных нагрузок. Значимым для актуализации Схемы теплоснабжения является анализ фактических темпов присоединения потребителей. В соответствии с рекомендациями Минэнерго, произведена оценка среднего ежегодного ввода тепловой нагрузки, которая представлена в таблице 64.

За 3 года тепловая нагрузка потребителей увеличилась на 86,2 Гкал/ч. Причинами столь существенного изменения нагрузки являются:

- учет всех ведомственных систем теплоснабжения, осуществляющих регулируемую деятельность (в базовой версии были представлены не все организации, осуществляющие регулируемые виды деятельности);

- умеренное развитие города, с подключением перспективных потребителей. Как видно, за 3 года в зоне действия ТЭЦ было подключено порядка 8,5 Гкал/ч, в зоне котельных ООО «Сибэнерго» - 8,3 Гкал/ч. При этом зафиксировано сохранение нагрузки в зоне ЗСТЭЦ, что связано с подключением новых потребителей к Новоильинской газовой котельной.

Следует отметить также снижение нагрузки в зоне ЦТЭЦ, что может быть связано с обновлением базы договоров при передаче потребителей от МП «ССК» и, как следствие, уточнением договорных нагрузок.

2) Расчетная нагрузка на коллекторах определена с учетом достигнутого максимума тепловой нагрузки, пересчитанного от фактически достигнутой температуры наружного воздуха к расчетному значению в соответствии с СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99 (-39°C), в период 2015-2018 гг. Проведен анализ динамики изменения расчетной нагрузки в период 2015-2018 гг.

3) Уточнены нормативы потребления тепловой энергии на отопление, ГВС и норматив на подогрев холодной воды.

**Таблица 64 - Изменение тепловых нагрузок в разрезе источников централизованного теплоснабжения с года утверждения базовой версии Схемы теплоснабжения**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Тепловая нагрузка с ГВС <sub>ср</sub> , Гкал/ч		Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч		
		01.01.2016	01.01.2019	сумма за 3 года	среднегодовой за 3 года	доля, % от 2016 г.
<b>Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</b>						
1	КТЭЦ	933,5	947,0	13,5	4,5	1%
2	ЗСТЭЦ	1390,7	1390,7	0,0	0,0	0%
3	ЦТЭЦ	591,0	586,0	-5,0	-1,7	-1%
<b>ИТОГО по ТЭЦ</b>		<b>2915</b>	<b>2924</b>	<b>8,5</b>	<b>2,8</b>	<b>0%</b>
<b>Котельные, находящиеся в эксплуатации ООО «Сибэнерго»</b>						
4	Абашевская районная котельная	36,54	33,99	-2,5	-0,8	-7%
5	Байдаевская центральная котельная № 2	34,48	34,59	0,1	0,0	0%
6	Зыряновская районная котельная	58,79	58,16	-0,6	-0,2	-1%
7	Котельная пос. Притомский	13,63	11,51	-2,1	-0,7	-16%
8	Котельная № 19	0,45	0,45	0,0	0,0	0%
9	Котельная № 72	0,11	0,23	0,1	0,0	113%
10	Котельная УПК	0,35	0,27	-0,1	0,0	-23%
11	Котельная ОРК «Таргай»	0,60	0,60	0,0	0,0	0%
12	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	2,71	2,33	-0,4	-0,1	-14%
13	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	2,56	2,58	0,0	0,0	1%
14	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	0,23	0,12	-0,1	0,0	-50%
15	Куйбышевская центральная котельная	51,45	59,70	8,3	2,8	16%
16	Котельная пос. Листвяги	6,11	8,85	2,7	0,9	45%
17	Котельная № 6	1,38	1,70	0,3	0,1	23%
18	Котельная Садопарковая	0,79	0,92	0,1	0,0	16%
19	Котельная №32 (БПОУ)	1,23	2,83	1,6	0,5	130%
20	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	0,60	0,48	-0,1	0,0	-19%
21	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	0,08	1,07	1,0	0,3	1239%
22	Котельная проф. «Бунгурский»	0,48	0,41	-0,1	0,0	-14%
23	Котельная «РТРС»	0,34	0,33	0,0	0,0	-2%
24	Оздоровительного лагеря «Голубь»	0,21	0,22	0,0	0,0	6%
25	Котельная школа № 1	0,30	0,32	0,0	0,0	7%
26	Котельная школа № 23	0,25	0,22	0,0	0,0	-11%
27	Котельная школа № 37	0,34	0,34	0,0	0,0	0%
28	Котельная школа № 43	0,31	0,31	0,0	0,0	0%
29	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	0,45	0,21	-0,2	-0,1	-53%
30	Котельная школа № 16	0,24	0,24	0,0	0,0	0%
31	Котельная детского сада № 123	0,04	0,03	0,0	0,0	-18%
32	Полосухинская	0,44	0,05	-0,4	-0,1	-88%
33	Кузнецкая крепость	0,21	0,15	-0,1	0,0	-27%
34	Котельная НКХП	0,00	0,80	0,8	0,3	100%
<b>ИТОГО по котельным, находящимся в эксплуатации ООО «Сибэнерго»</b>		<b>215,7</b>	<b>224,0</b>	<b>8,3</b>	<b>2,8</b>	<b>4%</b>
<b>Прочие котельные, от которых осуществляется регулируемое теплоснабжение</b>						
35	Новоильинская газовая котельная	6,32	11,4	5,1	1,7	80%
36	Котельная АО «Евразруда»		41,7	41,7	13,9	100%
37	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный		0,90	0,9	0,3	100%
38	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный (ДВТУ-3)		10,23	10,2	3,4	100%
39	Котельная ст. Абагур-Лесной ПМС-2		0,92	0,9	0,3	100%

№ п/п	Наименование теплоисточника	Тепловая нагрузка с ГВС <sub>ср</sub> , Гкал/ч		Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч		
		01.01.2016	01.01.2019	сумма за 3 года	среднегодовой за 3 года	доля, % от 2016 г.
40	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точирино		2,30	2,3	0,8	100%
41	Котельная ООО ТК «Садовая»		4,65	4,6	1,5	100%
42	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»		3,51	3,5	1,2	100%
<b>ИТОГО по прочим котельным, от которых осуществляется регулируемое теплоснабжение</b>		<b>6,3</b>	<b>75,6</b>	<b>69,3</b>	<b>23,1</b>	<b>1096%</b>
<b>ИТОГО по муниципальному образованию</b>		<b>3137</b>	<b>3223</b>	<b>86,2</b>	<b>28,7</b>	<b>13%</b>

## 5.2. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления

В соответствии с п. 2 ч. 1 ПП РФ от 03.04.2018 №405 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»:

*«...ж) "элемент территориального деления" - территория поселения, городского округа или её часть, установленная по границам административно-территориальных единиц;*

*з) "расчетный элемент территориального деления" - территория поселения, городского округа или её часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения...».*

В соответствии с действующим Генеральным планом, в состав муниципального образования входит 6 административных районов:

1. Заводской;
2. Кузнецкий;
3. Куйбышевский;
4. Новоильинский;
5. Орджоникидзевский;
6. Центральный.

Административные районы города представлены на рисунке 47. В свою очередь, планировочные районы разделены кадастровые кварталы, **которые приняты в настоящем проекте в качестве расчетных элементов территориального деления.**



**Рисунок 49 – Административные районы города Новокузнецка (расчетные элементы территориального деления)**

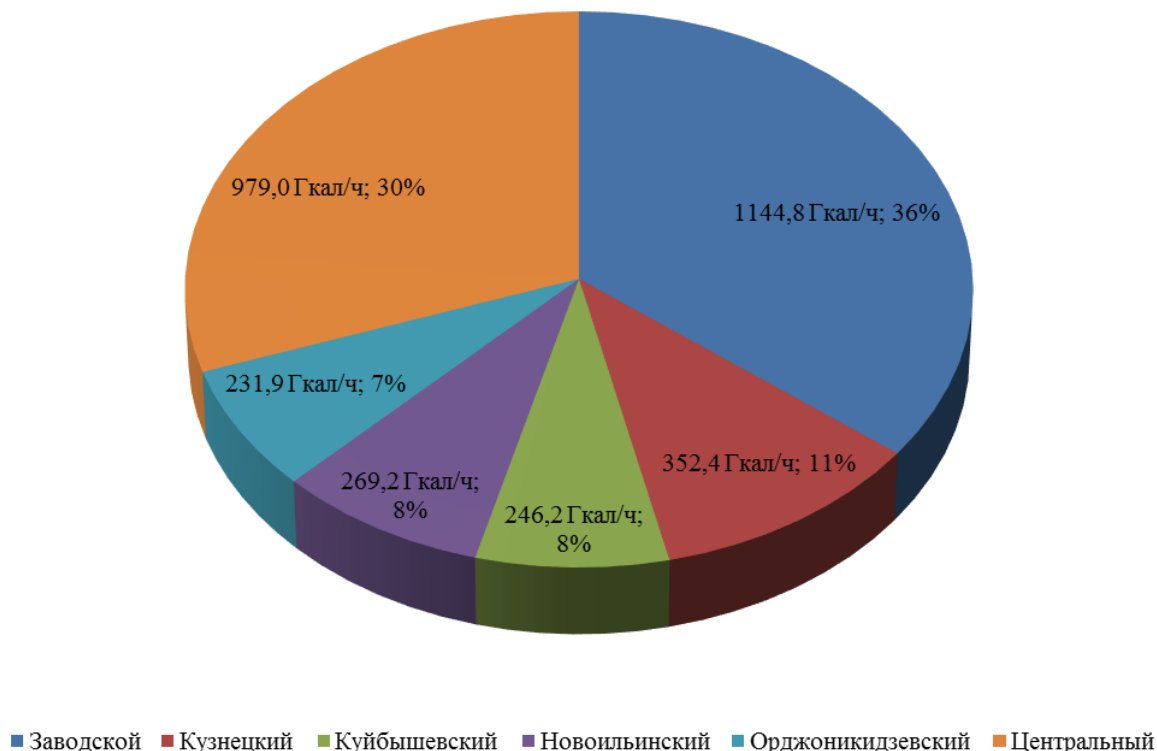
Базовый спрос на тепловую мощность представлен:

- в таблице 65 – в разрезе источников тепловой энергии;
- в таблице 66 и на рисунке 48 – в разрезе расчетных элементов территориального деления.

Существенное влияние на величину спроса оказывают следующие факторы:

- плотность постоянно проживающего населения;
- оснащенность объектами общественно-деловой застройки;
- наличие промышленных предприятий.

Подробно структура спроса на тепловую мощность представлена в разделе 5.7.



**Рисунок 50 – Распределение договорного теплоснабжения при расчетных температурах наружного воздуха в разрезе административных районов, по состоянию на 01.01.2019 г.**

**Таблица 65 – Потребность в тепловой мощности, в разрезе источников тепловой энергии, по состоянию на 01.01.2019 г.**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Спрос на тепловую мощность, Гкал/ч				
		отопление	вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>
<b>Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</b>						
1	КТЭЦ	668,7	95,7	127,8	54,8	947,0
2	ЗСТЭЦ	1165,9	0,0	86,0	138,8	1390,7
3	ЦТЭЦ	354,0	44,2	77,0	110,8	586,0
<b>ИТОГО по ТЭЦ</b>		<b>2189</b>	<b>140</b>	<b>291</b>	<b>304</b>	<b>2924</b>
<b>Котельные, находящиеся в эксплуатации ООО «Сибэнерго»</b>						
4	Абашевская районная котельная	26,92	0,89	6,18	0,00	33,99
5	Байдаевская центральная котельная № 2	27,46	1,32	5,81	0,00	34,59
6	Зырянская районная котельная	42,92	2,38	12,85	0,00	58,16
7	Котельная пос. Притомский	10,18	0,05	1,27	0,00	11,51
8	Котельная № 19	0,44	0,00	0,01	0,00	0,45
9	Котельная № 72	0,19	0,00	0,04	0,00	0,23
10	Котельная УПК	0,26	0,00	0,01	0,00	0,27
11	Котельная ОРК «Таргай»	0,51	0,00	0,09	0,00	0,60
12	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	2,26	0,00	0,07	0,00	2,33
13	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	2,47	0,00	0,10	0,00	2,58
14	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	0,12	0,00	0,00	0,00	0,12
15	Куйбышевская центральная котельная	46,69	3,00	10,01	0,00	59,70
16	Котельная пос. Листвяги	5,23	0,07	3,55	0,00	8,85
17	Котельная № 6	1,63	0,00	0,07	0,00	1,70
18	Котельная Садопарковая	0,76	0,00	0,15	0,00	0,92
19	Котельная №32 (БПОУ)	1,87	0,32	0,65	0,00	2,83

№ п/п	Наименование теплоисточника	Спрос на тепловую мощность, Гкал/ч				
		отопление	вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>
20	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	0,44	0,00	0,04	0,00	0,48
21	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	1,00	0,00	0,07	0,00	1,07
22	Котельная проф. «Бунгурский»	0,34	0,00	0,08	0,00	0,41
23	Котельная «РТС»	0,30	0,00	0,03	0,00	0,33
24	Оздоровительного лагеря «Голубь»	0,19	0,00	0,03	0,00	0,22
25	Котельная школа № 1	0,29	0,00	0,03	0,00	0,32
26	Котельная школа № 23	0,21	0,00	0,01	0,00	0,22
27	Котельная школа № 37	0,32	0,00	0,02	0,00	0,34
28	Котельная школа № 43	0,30	0,00	0,01	0,00	0,31
29	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	0,21	0,00	0,00	0,00	0,21
30	Котельная школа № 16	0,23	0,00	0,01	0,00	0,24
31	Котельная детского сада № 123	0,03	0,00	0,00	0,00	0,03
32	Полосухинская	0,05	0,00	0,00	0,00	0,05
33	Кузнецкая крепость	0,15	0,00	0,00	0,00	0,15
34	Котельная НКХП	0,72	0,00	0,08	0,00	0,80
<b>ИТОГО по котельным, находящимся в эксплуатации ООО «Сибэнерго»</b>		<b>174,7</b>	<b>8,0</b>	<b>41,3</b>	<b>0,0</b>	<b>224,0</b>
<b>Прочие котельные, от которых осуществляется регулируемое теплоснабжение</b>						
35	Новоильинская газовая котельная	10,31	0,00	1,06	0,00	11,38
36	Котельная АО «Евразруда»	41,7	0,0	0,0	0,00	41,7
37	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	0,90	0,00	0,00	0,00	0,90
38	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный (ДВТУ-3)	10,23	0,00	0,00	0,00	10,23
39	Котельная ст. Абагур-Лесной ПМС-2	0,92	0,00	0,00	0,00	0,92
40	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точилино	2,30	0,00	0,00	0,00	2,30
41	Котельная ООО ТК «Садовая»	4,65	0,00	0,00	0,00	4,65
42	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	3,51	0,00	0,00	0,00	3,51
<b>ИТОГО по прочим котельным, от которых осуществляется регулируемое теплоснабжение</b>		<b>74,6</b>	<b>0,0</b>	<b>1,1</b>	<b>0,0</b>	<b>75,6</b>
<b>ИТОГО по муниципальному образованию</b>		<b>2438</b>	<b>148</b>	<b>333</b>	<b>304</b>	<b>3223</b>

Таблица 66 – Потребность в тепловой мощности в разрезе расчетных элементов территориального деления, по состоянию на 01.01.2019 г.

Элемент территориального деления	Спрос на тепловую мощность, Гкал/ч					
	отопление	вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>	
<b>Административные районы</b>						
Заводской	972,5	0,0	33,5	138,8	1144,8	
Кузнецкий	250,4	20,8	26,4	54,8	352,4	
Куйбышевский	189,7	22,4	34,1	0,0	246,2	
Новоильинский	210,8	0,0	58,4	0,0	269,2	
Орджоникидзевский	171,1	11,6	49,1	0,0	231,9	
Центральный	643,4	93,1	131,6	110,8	979,0	
<b>ИТОГО по административным районам</b>		<b>2438</b>	<b>148</b>	<b>333</b>	<b>304</b>	<b>3223</b>
<b>Кадастровые кварталы</b>						
42:30:0101006	0,53	0,03	0,07	0,00	0,64	
42:30:0102002	17,69	1,07	2,42	0,00	21,18	
42:30:0102003	1,29	0,08	0,18	0,00	1,55	
42:30:0102004	13,28	0,81	1,82	0,00	15,90	
42:30:0102005	4,17	0,25	0,57	0,00	5,00	
42:30:0102006	8,96	0,54	1,22	0,00	10,72	
42:30:0102007	9,26	0,56	1,27	0,00	11,09	
42:30:0102008	0,15	0,01	0,02	0,00	0,18	
42:30:0102009	4,55	0,28	0,62	0,00	5,45	
42:30:0102010	7,74	0,47	1,06	0,00	9,27	
42:30:0102014	1,52	0,09	0,21	0,00	1,82	
42:30:0102015	1,52	0,09	0,21	0,00	1,82	

Элемент территориального деления	Спрос на тепловую мощность, Гкал/ч				
	отопление	вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>
42:30:0102016	3,04	0,18	0,41	0,00	3,64
42:30:0102017	6,30	0,38	0,86	0,00	7,54
42:30:0102020	10,55	0,64	1,44	0,00	12,63
42:30:0102021	3,04	0,18	0,41	0,00	3,64
42:30:0102022	2,58	0,16	0,35	0,00	3,09
42:30:0102024	5,54	0,34	0,76	0,00	6,63
42:30:0102028	3,04	0,18	0,41	0,00	3,64
42:30:0102029	3,80	0,23	0,52	0,00	4,54
42:30:0102030	3,57	0,22	0,49	0,00	4,27
42:30:0102031	4,17	0,25	0,57	0,00	5,00
42:30:0102032	6,07	0,37	0,83	0,00	7,27
42:30:0102034	19,05	1,16	2,60	0,00	22,81
42:30:0102037	0,61	0,04	0,08	0,00	0,73
42:30:0102053	1,29	0,08	0,18	0,00	1,55
42:30:0102054	0,99	0,06	0,13	0,00	1,18
42:30:0102055	0,53	0,03	0,07	0,00	0,64
42:30:0102056	0,76	0,05	0,10	0,00	0,91
42:30:0103005	0,08	0,00	0,01	0,00	0,09
42:30:0103006	0,08	0,00	0,01	0,00	0,09
42:30:0103007	0,38	0,02	0,05	0,00	0,45
42:30:0103009	2,88	0,18	0,39	0,00	3,45
42:30:0103020	0,15	0,01	0,02	0,00	0,18
42:30:0103023	0,53	0,03	0,07	0,00	0,64
42:30:0104035	33,85	2,05	4,63	54,83	95,36
42:30:0104050	0,53	0,03	0,07	0,00	0,64
42:30:0104055	57,76	3,51	7,89	0,00	69,16
42:30:0104056	46,83	2,84	6,40	0,00	56,07
42:30:0104062	65,35	3,97	8,93	0,00	78,25
42:30:0104071	10,02	0,61	1,37	0,00	12,00
42:30:0201005	0,08	0,00	0,01	0,00	0,09
42:30:0201009	0,15	0,01	0,02	0,00	0,18
42:30:0201018	0,23	0,01	0,03	0,00	0,27
42:30:0201019	8,96	0,54	1,22	0,00	10,72
42:30:0202001	5,39	0,33	0,74	0,00	6,45
42:30:0202002	2,66	0,16	0,36	0,00	3,18
42:30:0202003	12,22	0,74	1,67	0,00	14,63
42:30:0202004	3,72	0,23	0,51	0,00	4,45
42:30:0202005	7,44	0,45	1,02	0,00	8,91
42:30:0202006	4,63	0,28	0,63	0,00	5,54
42:30:0202007	4,55	0,28	0,62	0,00	5,45
42:30:0202008	39,85	2,42	5,45	0,00	47,71
42:30:0202009	18,14	1,10	2,48	0,00	21,72
42:30:0202010	1,29	0,08	0,18	0,00	1,55
42:30:0202011	1,06	0,06	0,15	0,00	1,27
42:30:0202012	1,29	0,08	0,18	0,00	1,55
42:30:0202013	0,08	0,00	0,01	0,00	0,09
42:30:0202014	1,44	0,09	0,20	0,00	1,73
42:30:0203001	13,81	0,84	1,89	0,00	16,54
42:30:0203002	4,86	0,29	0,66	0,00	5,82
42:30:0203003	9,18	0,56	1,26	0,00	11,00
42:30:0203004	2,66	0,16	0,36	0,00	3,18
42:30:0203005	5,39	0,33	0,74	0,00	6,45
42:30:0203006	6,30	0,38	0,86	0,00	7,54
42:30:0203007	3,57	0,22	0,49	0,00	4,27
42:30:0203008	7,13	0,43	0,97	0,00	8,54
42:30:0203009	5,62	0,34	0,77	0,00	6,73
42:30:0203010	5,77	0,35	0,79	0,00	6,91
42:30:0203011	6,07	0,37	0,83	0,00	7,27
42:30:0203012	7,13	0,43	0,97	0,00	8,54



Элемент территориального деления	Спрос на тепловую мощность, Гкал/ч				
	отопление	вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>
42:30:0203027	0,23	0,01	0,03	0,00	0,27
42:30:0203028	3,19	0,19	0,44	0,00	3,82
42:30:0203029	1,06	0,06	0,15	0,00	1,27
42:30:0203030	8,65	0,53	1,18	0,00	10,36
42:30:0204012	0,53	0,03	0,07	0,00	0,64
42:30:0204013	0,15	0,01	0,02	0,00	0,18
42:30:0204014	0,08	0,00	0,01	0,00	0,09
42:30:0204043	0,68	0,04	0,09	0,00	0,82
42:30:0204088	1,44	0,09	0,20	0,00	1,73
42:30:0205007	0,53	0,03	0,07	0,00	0,64
42:30:0205009	1,06	0,06	0,15	0,00	1,27
42:30:0206002	0,38	0,02	0,05	0,00	0,45
42:30:0206006	0,30	0,02	0,04	0,00	0,36
42:30:0206038	1,37	0,08	0,19	0,00	1,64
42:30:0206040	2,43	0,15	0,33	0,00	2,91
42:30:0207011	1,14	0,07	0,16	0,00	1,36
42:30:0207012	0,46	0,03	0,06	0,00	0,55
42:30:0207015	0,38	0,02	0,05	0,00	0,45
42:30:0207049	11,39	0,69	1,56	0,00	13,63
42:30:0207051	10,40	0,63	1,42	0,00	12,45
42:30:0207052	2,43	0,15	0,33	0,00	2,91
42:30:0207053	2,81	0,17	0,38	0,00	3,36
42:30:0207054	0,53	0,03	0,07	0,00	0,64
42:30:0210055	1,06	0,06	0,15	0,00	1,27
42:30:0210063	0,23	0,01	0,03	0,00	0,27
42:30:0210071	18,44	1,12	2,52	0,00	22,08
42:30:0211002	0,76	0,05	0,10	0,00	0,91
42:30:0211006	0,68	0,04	0,09	0,00	0,82
42:30:0211022	0,68	0,04	0,09	0,00	0,82
42:30:0212057	14,35	0,87	1,96	0,00	17,18
42:30:0212060	5,09	0,31	0,69	0,00	6,09
42:30:0212061	11,16	0,68	1,52	0,00	13,36
42:30:0212062	20,04	1,22	2,74	0,00	23,99
42:30:0213001	0,53	0,03	0,07	0,00	0,64
42:30:0219003	0,30	0,02	0,04	0,00	0,36
42:30:0219037	0,38	0,02	0,05	0,00	0,45
42:30:0225009	0,46	0,03	0,06	0,00	0,55
42:30:0227012	0,38	0,02	0,05	0,00	0,45
42:30:0228001	0,53	0,03	0,07	0,00	0,64
42:30:0228002	0,15	0,01	0,02	0,00	0,18
42:30:0228003	4,02	0,24	0,55	0,00	4,82
42:30:0228004	2,58	0,16	0,35	0,00	3,09
42:30:0228005	1,29	0,08	0,18	0,00	1,55
42:30:0228009	0,15	0,01	0,02	0,00	0,18
42:30:0228010	0,46	0,03	0,06	0,00	0,55
42:30:0228013	1,82	0,11	0,25	0,00	2,18
42:30:0301004	15,94	0,97	2,18	0,00	19,09
42:30:0301006	11,08	0,67	1,51	0,00	13,27
42:30:0301009	22,77	1,38	3,11	0,00	27,26
42:30:0301011	6,30	0,38	0,86	0,00	7,54
42:30:0301013	5,09	0,31	0,69	0,00	6,09
42:30:0301014	13,74	0,83	1,88	0,00	16,45
42:30:0301017	13,66	0,83	1,87	0,00	16,36
42:30:0301018	7,67	0,47	1,05	0,00	9,18
42:30:0301020	3,19	0,19	0,44	0,00	3,82
42:30:0301021	1,75	0,11	0,24	0,00	2,09
42:30:0301023	6,60	0,40	0,90	0,00	7,91
42:30:0301024	7,36	0,45	1,01	0,00	8,82
42:30:0301025	4,25	0,26	0,58	0,00	5,09

Элемент территориального деления	Спрос на тепловую мощность, Гкал/ч				
	отопление	вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>
42:30:0301026	17,69	1,07	2,42	0,00	21,18
42:30:0301027	6,60	0,40	0,90	0,00	7,91
42:30:0301029	5,16	0,31	0,71	0,00	6,18
42:30:0301030	3,42	0,21	0,47	0,00	4,09
42:30:0301031	5,84	0,35	0,80	0,00	7,00
42:30:0301032	8,50	0,52	1,16	0,00	10,18
42:30:0301033	19,13	1,16	2,61	0,00	22,90
42:30:0301034	4,55	0,28	0,62	0,00	5,45
42:30:0301035	8,88	0,54	1,21	0,00	10,63
42:30:0301036	11,61	0,70	1,59	0,00	13,91
42:30:0301037	2,96	0,18	0,40	0,00	3,54
42:30:0301038	4,25	0,26	0,58	0,00	5,09
42:30:0301039	8,20	0,50	1,12	0,00	9,82
42:30:0301041	6,00	0,36	0,82	0,00	7,18
42:30:0301042	6,22	0,38	0,85	0,00	7,45
42:30:0301043	11,54	0,70	1,58	0,00	13,81
42:30:0301044	11,99	0,73	1,64	0,00	14,36
42:30:0301045	9,72	0,59	1,33	0,00	11,63
42:30:0301046	31,96	1,94	4,37	0,00	38,26
42:30:0301047	12,83	0,78	1,75	0,00	15,36
42:30:0301048	11,99	0,73	1,64	0,00	14,36
42:30:0301049	10,25	0,62	1,40	0,00	12,27
42:30:0301063	26,41	1,60	3,61	0,00	31,63
42:30:0301066	14,73	0,89	2,01	0,00	17,63
42:30:0301067	0,23	0,01	0,03	0,00	0,27
42:30:0301068	39,09	2,37	5,34	0,00	46,80
42:30:0301069	18,29	1,11	2,50	0,00	21,90
42:30:0301070	28,31	1,72	3,87	0,00	33,90
42:30:0302001	9,87	0,60	1,35	0,00	11,81
42:30:0302002	5,77	0,35	0,79	0,00	6,91
42:30:0302003	5,69	0,35	0,78	0,00	6,82
42:30:0302005	7,74	0,47	1,06	0,00	9,27
42:30:0302007	7,67	0,47	1,05	0,00	9,18
42:30:0302015	5,77	0,35	0,79	0,00	6,91
42:30:0302016	12,30	0,75	1,68	0,00	14,72
42:30:0302040	15,86	0,96	2,17	0,00	18,99
42:30:0302050	10,63	0,64	1,45	0,00	12,72
42:30:0302051	39,77	2,41	5,44	0,00	47,62
42:30:0302053	20,95	1,27	2,86	0,00	25,08
42:30:0302056	45,62	2,77	6,23	0,00	54,62
42:30:0302058	16,55	1,00	2,26	0,00	19,81
42:30:0302059	15,86	0,96	2,17	0,00	18,99
42:30:0302064	15,64	0,95	2,14	0,00	18,72
42:30:0302065	24,74	1,50	3,38	0,00	29,63
42:30:0302067	22,39	1,36	3,06	0,00	26,81
42:30:0302071	23,45	1,42	3,21	0,00	28,08
42:30:0302072	27,02	1,64	3,69	0,00	32,35
42:30:0302073	24,14	1,46	3,30	0,00	28,90
42:30:0302074	3,34	0,20	0,46	0,00	4,00
42:30:0303004	1,75	0,11	0,24	0,00	2,09
42:30:0303090	0,91	0,06	0,12	110,83	111,92
42:30:0303094	2,81	0,17	0,38	0,00	3,36
42:30:0303096	16,77	1,02	2,29	0,00	20,09
42:30:0303097	0,30	0,02	0,04	0,00	0,36
42:30:0303098	4,48	0,27	0,61	0,00	5,36
42:30:0305076	0,53	0,03	0,07	0,00	0,64
42:30:0306004	0,30	0,02	0,04	0,00	0,36
42:30:0306005	0,08	0,00	0,01	0,00	0,09
42:30:0306007	0,83	0,05	0,11	0,00	1,00

Элемент территориального деления	Спрос на тепловую мощность, Гкал/ч				
	отопление	вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>
42:30:0306010	0,61	0,04	0,08	0,00	0,73
42:30:0306011	0,08	0,00	0,01	0,00	0,09
42:30:0306012	0,23	0,01	0,03	0,00	0,27
42:30:0306013	0,91	0,06	0,12	0,00	1,09
42:30:0306014	0,46	0,03	0,06	0,00	0,55
42:30:0306015	0,30	0,02	0,04	0,00	0,36
42:30:0306084	2,96	0,18	0,40	0,00	3,54
42:30:0306085	0,53	0,03	0,07	0,00	0,64
42:30:0306087	1,21	0,07	0,17	0,00	1,45
42:30:0409049	12,30	0,75	1,68	0,00	14,72
42:30:0410062	0,61	0,04	0,08	0,00	0,73
42:30:0410070	1,44	0,09	0,20	138,77	140,49
42:30:0411072	1,67	0,10	0,23	0,00	2,00
42:30:0411073	12,68	0,77	1,73	0,00	15,18
42:30:0412008	17,91	1,09	2,45	0,00	21,45
42:30:0412009	15,79	0,96	2,16	0,00	18,90
42:30:0412010	14,80	0,90	2,02	0,00	17,72
42:30:0412011	8,12	0,49	1,11	0,00	9,72
42:30:0412012	3,57	0,22	0,49	0,00	4,27
42:30:0412013	10,17	0,62	1,39	0,00	12,18
42:30:0412014	9,64	0,59	1,32	0,00	11,54
42:30:0412015	8,05	0,49	1,10	0,00	9,63
42:30:0412016	24,59	1,49	3,36	0,00	29,45
42:30:0412017	20,80	1,26	2,84	0,00	24,90
42:30:0412018	41,52	2,52	5,67	0,00	49,71
42:30:0412019	25,20	1,53	3,44	0,00	30,17
42:30:0412020	0,46	0,03	0,06	0,00	0,55
42:30:0412021	18,37	1,11	2,51	0,00	21,99
42:30:0412022	10,70	0,65	1,46	0,00	12,81
42:30:0412067	0,83	0,05	0,11	0,00	1,00
42:30:0413001	9,72	0,59	1,33	0,00	11,63
42:30:0413002	6,38	0,39	0,87	0,00	7,63
42:30:0413003	10,17	0,62	1,39	0,00	12,18
42:30:0413004	0,83	0,05	0,11	0,00	1,00
42:30:0413005	9,87	0,60	1,35	0,00	11,81
42:30:0413006	6,83	0,41	0,93	0,00	8,18
42:30:0413007	4,25	0,26	0,58	0,00	5,09
42:30:0413008	0,08	0,00	0,01	0,00	0,09
42:30:0413009	1,29	0,08	0,18	0,00	1,55
42:30:0413011	0,61	0,04	0,08	0,00	0,73
42:30:0414025	14,35	0,87	1,96	0,00	17,18
42:30:0414050	13,28	0,81	1,82	0,00	15,90
42:30:0416002	0,30	0,02	0,04	0,00	0,36
42:30:0501001	33,93	2,06	4,64	0,00	40,62
42:30:0501002	27,17	1,65	3,71	0,00	32,54
42:30:0501003	3,72	0,23	0,51	0,00	4,45
42:30:0501004	9,49	0,58	1,30	0,00	11,36
42:30:0501005	3,57	0,22	0,49	0,00	4,27
42:30:0501007	0,38	0,02	0,05	0,00	0,45
42:30:0501008	2,35	0,14	0,32	0,00	2,82
42:30:0501009	3,11	0,19	0,43	0,00	3,73
42:30:0501010	3,72	0,23	0,51	0,00	4,45
42:30:0501011	4,25	0,26	0,58	0,00	5,09
42:30:0501012	7,59	0,46	1,04	0,00	9,09
42:30:0501020	5,31	0,32	0,73	0,00	6,36
42:30:0501046	8,73	0,53	1,19	0,00	10,45
42:30:0502002	1,14	0,07	0,16	0,00	1,36
42:30:0502057	1,29	0,08	0,18	0,00	1,55
42:30:0502058	11,01	0,67	1,50	0,00	13,18

Элемент территориального деления	Спрос на тепловую мощность, Гкал/ч				
	отопление	вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>
42:30:0502059	3,80	0,23	0,52	0,00	4,54
42:30:0504050	0,91	0,06	0,12	0,00	1,09
42:30:0505006	19,89	1,21	2,72	0,00	23,81
42:30:0505007	10,63	0,64	1,45	0,00	12,72
42:30:0505008	14,27	0,87	1,95	0,00	17,09
42:30:0505009	9,79	0,59	1,34	0,00	11,72
42:30:0505010	2,13	0,13	0,29	0,00	2,54
42:30:0505011	0,38	0,02	0,05	0,00	0,45
42:30:0505012	10,70	0,65	1,46	0,00	12,81
42:30:0505013	5,01	0,30	0,68	0,00	6,00
42:30:0505014	4,71	0,29	0,64	0,00	5,63
42:30:0505015	4,25	0,26	0,58	0,00	5,09
42:30:0505016	0,08	0,00	0,01	0,00	0,09
42:30:0505017	3,11	0,19	0,43	0,00	3,73
42:30:0505019	1,44	0,09	0,20	0,00	1,73
42:30:0505020	1,29	0,08	0,18	0,00	1,55
42:30:0505024	0,15	0,01	0,02	0,00	0,18
42:30:0505025	1,14	0,07	0,16	0,00	1,36
42:30:0505026	0,38	0,02	0,05	0,00	0,45
42:30:0505029	0,30	0,02	0,04	0,00	0,36
42:30:0506004	0,30	0,02	0,04	0,00	0,36
42:30:0506031	6,00	0,36	0,82	0,00	7,18
42:30:0506032	1,44	0,09	0,20	0,00	1,73
42:30:0506036	2,28	0,14	0,31	0,00	2,73
42:30:0507002	1,06	0,06	0,15	0,00	1,27
42:30:0507022	3,80	0,23	0,52	0,00	4,54
42:30:0507023	1,14	0,07	0,16	0,00	1,36
42:30:0507024	8,73	0,53	1,19	0,00	10,45
42:30:0507025	10,78	0,65	1,47	0,00	12,91
42:30:0507026	5,92	0,36	0,81	0,00	7,09
42:30:0507027	9,34	0,57	1,28	0,00	11,18
42:30:0508001	0,15	0,01	0,02	0,00	0,18
42:30:0508070	9,56	0,58	1,31	0,00	11,45
42:30:0509001	0,53	0,03	0,07	0,00	0,64
42:30:0509003	0,08	0,00	0,01	0,00	0,09
42:30:0510010	0,83	0,05	0,11	0,00	1,00
42:30:0602050	11,01	0,67	1,50	0,00	13,18
42:30:0602051	26,34	1,60	3,60	0,00	31,54
42:30:0602052	26,49	1,61	3,62	0,00	31,72
42:30:0602053	25,58	1,55	3,50	0,00	30,63
42:30:0602056	5,84	0,35	0,80	0,00	7,00
42:30:0603058	44,63	2,71	6,10	0,00	53,44
42:30:0603060	23,45	1,42	3,21	0,00	28,08
42:30:0604056	0,15	0,01	0,02	0,00	0,18
42:30:0604057	42,96	2,61	5,87	0,00	51,44
42:30:0605054	26,11	1,58	3,57	0,00	31,26
42:30:0605055	30,67	1,86	4,19	0,00	36,72
<b>ИТОГО по кадастровым кварталам</b>	<b>2438</b>	<b>148</b>	<b>333</b>	<b>304</b>	<b>3223</b>

### 5.3. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

В соответствии с п. 2 ч. 1 ПП РФ от 03.04.2018 №405 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»:

*«...к) "расчетная тепловая нагрузка" - тепловая нагрузка, определяемая на основе данных о фактическом отпуске тепловой энергии за полный отопительный период, предшествующий началу разработки схемы теплоснабжения, приведенная в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения к расчетной температуре наружного воздуха...».*

Порядок определения расчетной тепловой нагрузки на коллекторах теплоисточника регламентирован формулой Пб.9 Методических рекомендаций по разработке Схем теплоснабжения (в соответствии с величиной достигнутого максимума тепловой нагрузки), по формуле:

$$Q^P = Q^{DM} \frac{t_{вн} - t_n^P}{t_{вн} - t_n^\Phi} \quad (1)$$

где  $Q^{DM}$  – среднесуточная нагрузка, в период достигнутого максимума, Гкал/ч;

$t_{вн}$  – усредненная по системе теплоснабжения температура воздуха внутри помещения (принято 18°C);

$t_n^P$  – расчетная температура наружного воздуха (-39°C согласно СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99);

$t_n^\Phi$  – фактическая температура наружного воздуха, в период достигнутого максимума (принято по справке о погодных условиях, выданной Кемеровским филиалом ЦГМС - филиал ФГБУ «Западно-Сибирское УГМС» Новокузнецкая гидрометеорологическая обсерватория).

В таблице 67 представлены следующие сведения, требуемые для вычисления расчетной нагрузки на коллекторах теплоисточника (за 2015-2018 гг.):

- дата достижения максимума отпуска тепловой энергии с коллекторов;
- величина достигнутого максимума;
- среднесуточная температура наружного воздуха в период достигнутого максимума.

С целью повышения точности результатов, расчетная нагрузка определена не по 1, а по 5 суткам достигнутого максимума теплоотпуска в периоды стояния температур наружного воздуха, близких к расчетным значениям для проектирования системы отопления.

Таблица 67 – Параметры достигнутого максимума тепловой нагрузки и величина расчетной тепловой нагрузки на коллекторах

№ п/п	Наименование теплоисточника	2015 год					2016 год					2017 год					2018 год				
		Дата	Суточный от-пуск, Гкал	Темпера-тура наружно-го возду-ха, °С	Средне-суточ-ный отпуск, Гкал/ч	Расчет-ная нагрузка, Гкал/ч	Дата	Суточ-ный отпуск, Гкал	Темпера-тура наружно-го возду-ха, °С	Средне-суточ-ный отпуск, Гкал/ч	Расчет-ная нагрузка, Гкал/ч	Дата	Суточ-ный отпуск, Гкал	Темпера-тура наружно-го возду-ха, °С	Средне-суточ-ный отпуск, Гкал/ч	Расчет-ная нагрузка, Гкал/ч	Дата	Суточ-ный отпуск, Гкал	Темпера-тура наружно-го возду-ха, °С	Средне-суточ-ный отпуск, Гкал/ч	Расчет-ная нагрузка, Гкал/ч
1	КТЭЦ	24 янв	11679	-22,0	486,63	693,8	16 ноя	11713	-21,6	488,0	703,0	11 фев	10376	-16,2	432,3	719,7	24 янв	12729	-31,2	530,4	615,1
		25 янв	12283	-25,9	511,79	664,8	17 ноя	11913	-24,7	496,4	662,6	12 фев	10979	-20,4	457,5	678,9	25 янв	12897	-32,0	537,4	612,9
		26 янв	12489	-27,0	520,38	658,8	18 ноя	12285	-26,0	511,9	662,8	13 фев	11543	-19,4	481,0	733,0	26 янв	13201	-27,7	550,1	685,9
		27 янв	12424	-23,3	517,67	714,6	19 ноя	11198	-26,7	466,6	595,4	14 фев	11008	-16,1	458,7	765,8	27 янв	13136	-28,1	547,4	676,5
		28 янв	10597	-12,1	441,54	837,3	20 ноя	11635	-24,7	484,8	646,8	15 фев	11055	-18,2	460,6	725,3	28 янв	12918	-25,8	538,3	700,0
2	ЗСТЭЦ	24 янв	7938	-22,0	330,74	471,5	16 ноя	9413	-21,6	392,22	565,0	11 фев	8517	-16,2	354,86	590,7	20 янв	9072	-30,1	378,02	448,2
		25 янв	9313	-25,9	388,06	504,1	17 ноя	9415	-24,7	392,31	523,7	12 фев	8544	-20,4	356,01	528,3	21 янв	9630	-32,1	401,23	456,7
		26 янв	9205	-27,0	383,54	485,6	18 ноя	9502	-26,0	395,93	512,7	13 фев	8597	-19,4	358,21	545,9	22 янв	10155	-29,0	423,11	513,0
		27 янв	8865	-23,3	369,38	509,9	19 ноя	9538	-26,7	397,41	507,1	14 фев	8513	-16,1	354,72	592,2	23 янв	10128	-29,7	421,99	504,7
		28 янв	7548	-12,1	314,50	596,4	20 ноя	9530	-24,7	397,06	529,8	15 фев	8564	-18,2	356,83	561,9	24 янв	10267	-30,3	427,78	504,4
3	ЦТЭЦ (городская застройка)	17 ноя	5707	-14,0	237,79	423,6	16 ноя	6350	-22,4	264,57	373,7	11 фев	5366	-17,6	223,58	358,1	20 янв	6120	-30,1	254,98	302,3
		18 ноя	5756	-15,4	239,83	409,3	17 ноя	6974	-24,7	290,58	387,5	12 фев	5747	-19,6	239,47	363,5	21 янв	6321	-32,1	263,36	299,8
		19 ноя	5967	-17,2	248,60	402,6	18 ноя	7501	-26,7	312,55	398,7	13 фев	5988	-16,2	249,50	416,2	22 янв	6422	-29,0	267,59	324,5
		20 ноя	5969	-18,4	248,70	389,4	19 ноя	7263	-25,4	302,60	397,9	14 фев	5961	-16,9	248,36	406,2	23 янв	6666	-29,7	277,75	332,2
		21 ноя	5996	-17,0	249,84	406,9	20 ноя	7215	-24,7	300,64	401,2	15 фев	5945	-17,1	247,70	402,4	24 янв	6884	-30,3	286,84	338,2
3	ЦТЭЦ (прочие на коллекторах)	17 ноя	2057	-14,0	85,69	152,6	16 ноя	1935	-22,4	80,64	113,9	11 фев	1701	-17,6	70,90	113,5	20 янв	2007	-30,1	83,62	99,1
		18 ноя	2161	-15,4	90,04	153,7	17 ноя	2067	-24,7	86,11	114,8	12 фев	1819	-19,6	75,78	115,0	21 янв	2122	-32,1	88,41	100,6
		19 ноя	2232	-17,2	93,02	150,6	18 ноя	2191	-26,7	91,28	116,5	13 фев	1901	-16,2	79,19	132,1	22 янв	2129	-29,0	88,70	107,5
		20 ноя	2261	-18,4	94,19	147,5	19 ноя	2186	-25,4	91,10	119,8	14 фев	1874	-16,9	78,07	127,7	23 янв	2181	-29,7	90,86	108,7
		21 ноя	2239	-17,0	93,28	151,9	20 ноя	2174	-24,7	90,57	120,9	15 фев	1861	-17,1	77,55	126,0	24 янв	2238	-30,3	93,25	110,0
4	Абашевская районная котельная	Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					16 дек	448	-15,7	18,68	31,6	20 янв	427	-30,1	17,80	21,1
		Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					17 дек	451	-11,3	18,81	36,6	21 янв	463	-32,1	19,30	22,0
		Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					18 дек	428	-15,3	17,82	30,5	22 янв	469	-29,0	19,54	23,7
		Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					19 дек	444	-18,1	18,49	29,2	23 янв	479	-29,7	19,95	23,9
		Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					20 дек	445	-17,8	18,54	29,5	24 янв	460	-30,3	19,16	22,6
5	Байдаевская центральная котельная № 2	Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					16 дек	429	-15,7	17,87	30,2	20 янв	474	-30,1	19,76	23,4
		Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					17 дек	444	-11,3	18,51	36,0	21 янв	474	-32,1	19,75	22,5
		Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					18 дек	440	-15,3	18,32	31,4	22 янв	515	-29,0	21,48	26,0
		Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					19 дек	453	-18,1	18,87	29,8	23 янв	535	-29,7	22,29	26,7
		Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					20 дек	463	-17,8	19,28	30,7	24 янв	537	-30,3	22,39	26,4
6	Зыряновская районная котельная	Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					16 дек	415	-15,7	17,28	29,2	20 янв	924	-30,1	38,49	45,6
		Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					17 дек	451	-11,3	18,81	36,6	21 янв	975	-32,1	40,63	46,2
		Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					18 дек	386	-15,3	16,08	27,6	22 янв	978	-29,0	40,75	49,4
		Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					19 дек	420	-18,1	17,49	27,7	23 янв	992	-29,7	41,34	49,4
		Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					20 дек	420	-17,8	17,50	27,8	24 янв	1010	-30,3	42,10	49,6
7	Котельная пос. Притомский	Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					16 дек	213	-15,7	8,86	15,0	20 янв	227	-30,1	9,45	11,2
		Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					17 дек	215	-11,3	8,94	17,4	21 янв	233	-32,1	9,69	11,0
		Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					18 дек	187	-15,3	7,78	13,3	22 янв	241	-29,0	10,05	12,2
		Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					19 дек	197	-18,1	8,20	13,0	23 янв	243	-29,7	10,13	12,1
		Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					20 дек	199	-17,8	8,30	13,2	24 янв	244	-30,3	10,18	12,0
8	Котельная № 19	Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					16 дек	8,23	-15,7	0,34	0,58	20 янв	5,29	-30,1	0,22	0,3
		Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					17 дек	8,45	-11,3	0,35	0,69	21 янв	5,76	-32,1	0,24	0,3
		Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					18 дек	8,45	-15,3	0,35	0,60	22 янв	5,61	-29,0	0,23	0,3
		Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					19 дек	8,27	-18,1	0,34	0,54	23 янв	5,92	-29,7	0,25	0,3
		Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					20 дек	8,71	-17,8	0,36	0,58	24 янв	5,85	-30,3	0,24	0,3
9	Котельная № 72	Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					16 дек	1,70	-15,7	0,07	0,12	20 янв	1,41	-30,1	0,06	0,07
		Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					17 дек	1,67	-11,3	0,07	0,14	21 янв	1,91	-32,1	0,08	0,09
		Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					18 дек	1,57	-15,3	0,07	0,11	22 янв	2,02	-29,0	0,08	0,10
		Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					19 дек	1,66	-18,1	0,07	0,11	23 янв	1,95	-29,7	0,08	0,10
		Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					20 дек	1,68	-17,8	0,07	0,11	24 янв	1,98	-30,3	0,08	0,10
10	Котельная УПК	Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					16 дек	5,97	-15,7	0,25	0,42	20 янв		-30,1	0,00	0,0
		Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					17 дек	5,11	-11,3	0,21	0,41	21 янв		-32,1	0,00	0,0
		Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					18 дек	4,64	-15,3	0,19	0,33	22 янв		-29,0	0,00	0,0
		Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					19 дек	6,16	-18,1	0,26	0,41	23 янв		-29,7	0,00	0,0

№ п/п	Наименование теплоисточника	2015 год					2016 год					2017 год					2018 год					
		Дата	Суточный от-пуск, Гкал	Темпера-тура наружно-го возду-ха, °С	Средне-суточ-ный отпуск, Гкал/ч	Расчет-ная нагрузка, Гкал/ч	Дата	Суточ-ный отпуск, Гкал	Темпера-тура наружно-го возду-ха, °С	Средне-суточ-ный отпуск, Гкал/ч	Расчет-ная нагрузка, Гкал/ч	Дата	Суточ-ный отпуск, Гкал	Темпера-тура наружно-го возду-ха, °С	Средне-суточ-ный отпуск, Гкал/ч	Расчет-ная нагрузка, Гкал/ч	Дата	Суточ-ный отпуск, Гкал	Темпера-тура наружно-го возду-ха, °С	Средне-суточ-ный отпуск, Гкал/ч	Расчет-ная нагрузка, Гкал/ч	
11	Котельная ОРК «Таргай»	Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					20 дек	6,07	-17,8	0,25	0,40	24 янв		-30,3	0,00	0,0	
												16 дек	14,8	-15,7	0,62	1,04	20 янв	16,1	-30,1	0,67	0,80	
												17 дек	14,2	-11,3	0,59	1,15	21 янв	16,8	-32,1	0,70	0,79	
												18 дек	14,1	-15,3	0,59	1,01	22 янв	17,9	-29,0	0,75	0,91	
												19 дек	14,7	-18,1	0,61	0,97	23 янв	19,5	-29,7	0,81	0,97	
												20 дек	15,3	-17,8	0,64	1,01	24 янв	18,6	-30,3	0,78	0,92	
12	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					16 дек	52,0	-15,7	2,17	3,67	20 янв	55,9	-30,1	2,33	2,8	
												17 дек	51,8	-11,3	2,16	4,20	21 янв	57,2	-32,1	2,38	2,7	
												18 дек	46,0	-15,3	1,92	3,29	22 янв	56,6	-29,0	2,36	2,9	
												19 дек	51,4	-18,1	2,14	3,39	23 янв	60,2	-29,7	2,51	3,0	
												20 дек	51,4	-17,8	2,14	3,41	24 янв	61,1	-30,3	2,54	3,0	
13	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					16 дек	46,7	-15,7	1,95	3,29	20 янв	49,3	-30,1	2,05	2,43	
												17 дек	46,0	-11,3	1,92	3,73	21 янв	52,7	-32,1	2,20	2,50	
												18 дек	43,2	-15,3	1,80	3,09	22 янв	51,8	-29,0	2,16	2,62	
												19 дек	44,7	-18,1	1,86	2,95	23 янв	52,3	-29,7	2,18	2,60	
												20 дек	44,5	-17,8	1,85	2,95	24 янв	51,2	-30,3	2,13	2,51	
14	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					16 дек	3,07	-15,7	0,13	0,22	20 янв	3,05	-30,1	0,13	0,15	
												17 дек	2,93	-11,3	0,12	0,24	21 янв	3,15	-32,1	0,13	0,15	
												18 дек	2,92	-15,3	0,12	0,21	22 янв	3,05	-29,0	0,13	0,15	
												19 дек	2,95	-18,1	0,12	0,19	23 янв	3,16	-29,7	0,13	0,16	
												20 дек	2,91	-17,8	0,12	0,19	24 янв	3,36	-30,3	0,14	0,17	
15	Куйбышевская центральная котельная	Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					16 дек	747	-15,7	31,12	52,61	20 янв		-30,1	0,00	0,0	
												17 дек	753	-11,3	31,39	61,08	21 янв		-32,1	0,00	0,0	
												18 дек	682	-15,3	28,40	48,69	22 янв		-29,0	0,00	0,0	
												19 дек	706	-18,1	29,42	46,52	23 янв		-29,7	0,00	0,0	
												20 дек	711	-17,8	29,61	47,09	24 янв		-30,3	0,00	0,0	
16	Котельная пос. Листвяги	Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					16 дек	101	-15,7	4,21	7,12	20 янв	111	-30,1	4,61	5,47	
												17 дек	101	-11,3	4,20	8,18	21 янв	124	-32,1	5,16	5,87	
												18 дек	91	-15,3	3,79	6,50	22 янв	126	-29,0	5,24	6,36	
												19 дек	95	-18,1	3,97	6,27	23 янв	124	-29,7	5,18	6,19	
												20 дек	99	-17,8	4,11	6,53	24 янв	127	-30,3	5,31	6,26	
17	Котельная № 6	Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					16 дек	12,3	-15,7	0,51	0,87	20 янв	10,9	-30,1	0,45	0,54	
												17 дек	13,0	-11,3	0,54	1,06	21 янв	12,9	-32,1	0,54	0,61	
												18 дек	10,9	-15,3	0,46	0,78	22 янв	15,2	-29,0	0,63	0,77	
												19 дек	12,8	-18,1	0,53	0,84	23 янв	18,1	-29,7	0,75	0,90	
												20 дек	12,5	-17,8	0,52	0,83	24 янв	16,6	-30,3	0,69	0,82	
18	Котельная Садо-парковая	Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					16 дек	14,8	-15,7	0,62	1,05	20 янв		-30,1	0,00	0,0	
												17 дек	13,7	-11,3	0,57	1,11	21 янв		-32,1	0,00	0,0	
												18 дек	13,0	-15,3	0,54	0,93	22 янв		-29,0	0,00	0,0	
												19 дек	14,7	-18,1	0,61	0,97	23 янв		-29,7	0,00	0,0	
												20 дек	15,3	-17,8	0,64	1,01	24 янв		-30,3	0,00	0,0	
19	Котельная №32 (БПОУ)	Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					16 дек	Показания отсутствуют или недостоверны					20 янв	20,4	-30,1	0,85	1,01
												17 дек						21 янв	21,9	-32,1	0,91	1,04
												18 дек						22 янв	23,5	-29,0	0,98	1,19
												19 дек						23 янв	22,0	-29,7	0,91	1,09
												20 дек						24 янв	23,9	-30,3	1,00	1,17
20	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					16 дек	2,44	-15,7	0,10	0,17	20 янв		-30,1	0,00	0,0	
												17 дек	2,69	-11,3	0,11	0,22	21 янв		-32,1	0,00	0,0	
												18 дек	2,54	-15,3	0,11	0,18	22 янв		-29,0	0,00	0,0	
												19 дек	2,71	-18,1	0,11	0,18	23 янв		-29,7	0,00	0,0	
												20 дек	2,54	-17,8	0,11	0,17	24 янв		-30,3	0,00	0,0	
21	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					16 дек	16,09	-15,7	0,67	1,13	20 янв		-30,1	0,00	0,0	
												17 дек	16,34	-11,3	0,68	1,32	21 янв		-32,1	0,00	0,0	
												18 дек	16,54	-15,3	0,69	1,18	22 янв		-29,0	0,00	0,0	
												19 дек	17,91	-18,1	0,75	1,18	23 янв		-29,7	0,00	0,0	
												20 дек	17,12	-17,8	0,71	1,13	24 янв		-30,3	0,00	0,0	
22	Котельная проф.	Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					16 дек	7,23	-15,7	0,30	0,51	20 янв		-30,1	0,00	0,0	

№ п/п	Наименование теплоисточника	2015 год					2016 год					2017 год					2018 год				
		Дата	Суточный от-пуск, Гкал	Темпера-тура наружно-го возду-ха, °С	Средне-суточ-ный отпуск, Гкал/ч	Расчет-ная нагрузка, Гкал/ч	Дата	Суточ-ный отпуск, Гкал	Темпера-тура наружно-го возду-ха, °С	Средне-суточ-ный отпуск, Гкал/ч	Расчет-ная нагрузка, Гкал/ч	Дата	Суточ-ный отпуск, Гкал	Темпера-тура наружно-го возду-ха, °С	Средне-суточ-ный отпуск, Гкал/ч	Расчет-ная нагрузка, Гкал/ч	Дата	Суточ-ный отпуск, Гкал	Темпера-тура наружно-го возду-ха, °С	Средне-суточ-ный отпуск, Гкал/ч	Расчет-ная нагрузка, Гкал/ч
	«Бунгурский»											17 дек	9,38	-11,3	0,39	0,76	21 янв		-32,1	0,00	0,0
												18 дек	7,77	-15,3	0,32	0,56	22 янв		-29,0	0,00	0,0
												19 дек	9,85	-18,1	0,41	0,65	23 янв		-29,7	0,00	0,0
												20 дек	10,45	-17,8	0,44	0,69	24 янв		-30,3	0,00	0,0
												16 дек	3,79	-15,7	0,16	0,27	20 янв		-30,1	0,00	0,0
23	Котельная «РТРС»	Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					17 дек	4,42	-11,3	0,18	0,36	21 янв		-32,1	0,00	0,0
												18 дек	4,20	-15,3	0,18	0,30	22 янв		-29,0	0,00	0,0
												19 дек	4,42	-18,1	0,18	0,29	23 янв		-29,7	0,00	0,0
												20 дек	4,63	-17,8	0,19	0,31	24 янв		-30,3	0,00	0,0
												16 дек	3,40	-15,7	0,14	0,24	20 янв		-30,1	0,00	0,0
24	Оздоровительного лагеря «Голубь»	Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					17 дек	3,39	-11,3	0,14	0,27	21 янв		-32,1	0,00	0,0
												18 дек	3,28	-15,3	0,14	0,23	22 янв		-29,0	0,00	0,0
												19 дек	3,09	-18,1	0,13	0,20	23 янв		-29,7	0,00	0,0
												20 дек	3,54	-17,8	0,15	0,23	24 янв		-30,3	0,00	0,0
												16 дек					20 янв		-30,1	0,00	0,0
25	Котельная школа № 1	Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					17 дек	Показания отсутствуют или недостоверны				21 янв		-32,1	0,00	0,0
												18 дек					22 янв		-29,0	0,00	0,0
												19 дек					23 янв		-29,7	0,00	0,0
												20 дек					24 янв		-30,3	0,00	0,0
												16 дек					4,29	-15,7	0,18	0,30	20 янв
26	Котельная школа № 23	Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					17 дек	4,07	-11,3	0,17	0,33	21 янв		-32,1	0,00	0,0
												18 дек	3,70	-15,3	0,15	0,26	22 янв		-29,0	0,00	0,0
												19 дек	4,44	-18,1	0,19	0,29	23 янв		-29,7	0,00	0,0
												20 дек	4,36	-17,8	0,18	0,29	24 янв		-30,3	0,00	0,0
												16 дек	5,67	-15,7	0,24	0,40	20 янв		-30,1	0,00	0,0
27	Котельная школа № 37	Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					17 дек	5,42	-11,3	0,23	0,44	21 янв		-32,1	0,00	0,0
												18 дек	5,09	-15,3	0,21	0,36	22 янв		-29,0	0,00	0,0
												19 дек	5,34	-18,1	0,22	0,35	23 янв		-29,7	0,00	0,0
												20 дек	5,72	-17,8	0,24	0,38	24 янв		-30,3	0,00	0,0
												16 дек	4,24	-15,7	0,18	0,30	20 янв		-30,1	0,00	0,0
28	Котельная школа № 43	Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					17 дек	4,97	-11,3	0,21	0,40	21 янв		-32,1	0,00	0,0
												18 дек	4,44	-15,3	0,19	0,32	22 янв		-29,0	0,00	0,0
												19 дек	4,68	-18,1	0,20	0,31	23 янв		-29,7	0,00	0,0
												20 дек	5,16	-17,8	0,22	0,34	24 янв		-30,3	0,00	0,0
												16 дек					20 янв		-30,1	0,00	0,0
29	Котельная интер-нат № 66 (Мон-тажник)	Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					17 дек	Показания отсутствуют или недостоверны				21 янв		-32,1	0,00	0,0
												18 дек					22 янв		-29,0	0,00	0,0
												19 дек					23 янв		-29,7	0,00	0,0
												20 дек					24 янв		-30,3	0,00	0,0
												16 дек					3,53	-15,7	0,15	0,25	20 янв
30	Котельная школа № 16	Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					17 дек	3,07	-11,3	0,13	0,25	21 янв		-32,1	0,00	0,0
												18 дек	3,20	-15,3	0,13	0,23	22 янв		-29,0	0,00	0,0
												19 дек	3,30	-18,1	0,14	0,22	23 янв		-29,7	0,00	0,0
												20 дек	3,48	-17,8	0,15	0,23	24 янв		-30,3	0,00	0,0
												16 дек	0,57	-15,7	0,02	0,04	20 янв	0,72	-30,1	0,03	0,04
31	Котельная детско-го сада № 123	Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					17 дек	0,58	-11,3	0,02	0,05	21 янв	0,69	-32,1	0,03	0,03
												18 дек	0,56	-15,3	0,02	0,04	22 янв	0,69	-29,0	0,03	0,04
												19 дек	0,55	-18,1	0,02	0,04	23 янв	0,68	-29,7	0,03	0,03
												20 дек	0,52	-17,8	0,02	0,03	24 янв	0,90	-30,3	0,04	0,04
												16 дек	12,7	-15,7	0,53	0,89	20 янв	16,8	-30,1	0,70	0,83
32	Полосухинская	Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					17 дек	10,3	-11,3	0,43	0,83	21 янв	16,9	-32,1	0,70	0,80
												18 дек	9,1	-15,3	0,38	0,65	22 янв	17,1	-29,0	0,71	0,87
												19 дек	9,7	-18,1	0,41	0,64	23 янв	16,1	-29,7	0,67	0,80
												20 дек	13,8	-17,8	0,58	0,92	24 янв	16,9	-30,3	0,71	0,83
												16 дек	1,89	-15,7	0,08	0,13	20 янв		-30,1	0,00	0,0
33	Кузнецкая кре-пость	Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					17 дек	1,93	-11,3	0,08	0,16	21 янв		-32,1	0,00	0,0
												18 дек	1,85	-15,3	0,08	0,13	22 янв		-29,0	0,00	0,0



№ п/п	Наименование теплоисточника	2015 год					2016 год					2017 год					2018 год					
		Дата	Суточный от-пуск, Гкал	Темпера-тура наружно-го возду-ха, °С	Средне-суточ-ный отпуск, Гкал/ч	Расчет-ная нагрузка, Гкал/ч	Дата	Суточ-ный отпуск, Гкал	Темпера-тура наружно-го возду-ха, °С	Средне-суточ-ный отпуск, Гкал/ч	Расчет-ная нагрузка, Гкал/ч	Дата	Суточ-ный отпуск, Гкал	Темпера-тура наружно-го возду-ха, °С	Средне-суточ-ный отпуск, Гкал/ч	Расчет-ная нагрузка, Гкал/ч	Дата	Суточ-ный отпуск, Гкал	Темпера-тура наружно-го возду-ха, °С	Средне-суточ-ный отпуск, Гкал/ч	Расчет-ная нагрузка, Гкал/ч	
											19 дек	1,99	-18,1	0,08	0,13	23 янв		-29,7	0,00	0,0		
											20 дек	2,00	-17,8	0,08	0,13	24 янв		-30,3	0,00	0,0		
34	Котельная НКХП	Показания отсутствуют					Показания отсутствуют					16 дек	Показания отсутствуют или недостоверны					20 янв		-30,1	0,00	0,0
												17 дек						21 янв		-32,1	0,00	0,0
												18 дек						22 янв		-29,0	0,00	0,0
												19 дек						23 янв		-29,7	0,00	0,0
												20 дек						24 янв		-30,3	0,00	0,0

По остальным источникам тепловой энергии показания приборов учета не предоставлены, либо не могут быть предоставлены по причине отсутствия коммерческого и технического учета тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети. Как показывает опыт разработки и актуализации Схем теплоснабжения, расчетная тепловая нагрузка на коллекторах котельных составляет 70÷90% от суммы договорных величин нагрузок потребителей и нормативных потерь тепловой мощности в тепловых сетях. Для целей актуализации Схемы теплоснабжения принято допущение, что величина расчетной нагрузки конечных потребителей составляет 85% от договорных значений.

Динамика изменения расчетных нагрузок представлена в таблице 68. Для целей инвестиционного планирования принята расчетная тепловая нагрузка на коллекторах за базовый период - 2018 г.

**Таблица 68 – Расчетные тепловые нагрузки на коллекторах теплоисточников, полученные на основании анализа величины достигнутого максимума тепловой нагрузки, и динамика их изменения в период 2015-2018 гг.**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Расчетная нагрузка на коллекторах, Гкал/ч				Расчетная нагрузка на коллекторах (горячая вода), Гкал/ч				Расчетная нагрузка на коллекторах (пар), Гкал/ч				Примечание
		2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018	
<b>Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</b>														
1	КТЭЦ	758,9	699,1	769,5	730,9	713,9	654,1	724,5	685,9	45,0	45,0	45,0	45,0	сумма: 1) Факт на коллекторах в ГВ 2) Нагрузка в паре
2	ЗСТЭЦ	1228,5	1242,6	1278,8	1200,4	1117,5	1131,6	1167,8	1089,4	111,0	111,0	111,0	111,0	сумма: 1) Отпуск на городскую застройку 2) Спрос на собственные нужды комбината (с коэффициентом 0,8) 3) Нагрузка по прямым договорам (с коэффициентом 0,8)
3	ЦТЭЦ	613,0	564,4	567,6	480,0	557,6	509,0	512,1	424,6	55,4	55,4	55,4	55,4	сумма: 1) Факт на городскую застройку в ГВ 2) Факт потребителям на коллекторах в ГВ 3) Нагрузка в паре (с коэффициентом 0,5)
<b>ИТОГО по ТЭЦ</b>		<b>2600</b>	<b>2506</b>	<b>2616</b>	<b>2411</b>	<b>2389</b>	<b>2295</b>	<b>2404</b>	<b>2200</b>	<b>211</b>	<b>211</b>	<b>211</b>	<b>211</b>	
<b>Котельные, находящиеся в эксплуатации ООО «Сибэнерго»</b>														
4	Абашевская районная котельная			31,5	22,6			31,5	22,6					
5	Байдаевская центральная котельная № 2			31,6	25,0			31,6	25,0					
6	Зыряновская районная котельная			29,8	48,1			29,8	48,1					
7	Котельная пос. Притомский			14,38	11,71			14,38	11,71					
8	Котельная № 19			0,60	0,28			0,60	0,28					
9	Котельная № 72			0,12	0,09			0,12	0,09					
10	Котельная УПК			0,39	0,39			0,39	0,39					
11	Котельная ОРК «Таргай»			1,04	0,88			1,04	0,88					
12	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной			3,59	2,87			3,59	2,87					
13	Котельная № 2 п. Абагур-			3,20	2,53			3,20	2,53					

№ п/п	Наименование теплоисточника	Расчетная нагрузка на коллекторах, Гкал/ч				Расчетная нагрузка на коллекторах (горячая вода), Гкал/ч				Расчетная нагрузка на коллекторах (пар), Гкал/ч				Примечание
		2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018	
	Лесной													
14	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной			0,21	0,16			0,21	0,16					
15	Куйбышевская центральная котельная			51,2	51,2			51,2	51,2					
16	Котельная пос. Листвяги			6,92	6,03			6,92	6,03					
17	Котельная № 6			0,87	0,73			0,87	0,73					
18	Котельная Садопарковая			1,01	1,01			1,01	1,01					
19	Котельная №32 (БПОУ)			2,29	2,29			2,29	2,29					
20	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский			0,18	0,18			0,18	0,18					
21	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский			1,19	1,19			1,19	1,19					
22	Котельная проф. «Бунгурский»			0,63	0,63			0,63	0,63					
23	Котельная «РТРС»			0,30	0,30			0,30	0,30					
24	Оздоровительного лагеря «Голубь»			0,24	0,24			0,24	0,24					
25	Котельная школа № 1			0,29	0,29			0,29	0,29					
26	Котельная школа № 23			0,30	0,30			0,30	0,30					
27	Котельная школа № 37			0,39	0,39			0,39	0,39					
28	Котельная школа № 43			0,33	0,33			0,33	0,33					
29	Котельная интернат № 66 (Монтажник)			0,28	0,28			0,28	0,28					
30	Котельная школа № 16			0,23	0,23			0,23	0,23					
31	Котельная детского сада № 123			0,04	0,04			0,04	0,04					
32	Полосухинская			0,79	0,83			0,79	0,83					
33	Кузнецкая крепость			0,14	0,14			0,14	0,14					
34	Котельная НКХП			0,72	0,72			0,72	0,72					
<b>ИТОГО по котельным, находящимся в эксплуатации ООО «Сиб-энерго»</b>				<b>184,8</b>	<b>182,0</b>			<b>184,8</b>	<b>182,0</b>			<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	
<b>Прочие котельные, от которых осуществляется регулируемое теплоснабжение</b>														
35	Новоильинская газовая котельная			10,27	10,27			10,27	10,27					
36	Котельная АО «Евразруда»			37,7	37,7			37,69	37,69					
37	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный			0,81	0,81			0,81	0,81					
38	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-			9,24	9,24			9,24	9,24					

№ п/п	Наименование теплоисточника	Расчетная нагрузка на коллекторах, Гкал/ч				Расчетная нагрузка на коллекторах (горячая вода), Гкал/ч				Расчетная нагрузка на коллекторах (пар), Гкал/ч				Примечание
		2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018	
	Сортировочный (ДВТУ-3)													
39	Котельная ст. Абагур-Лесной ПМС-2			0,83	0,83			0,83	0,83					
40	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точилено			2,08	2,08			2,08	2,08					
41	Котельная ООО ТК «Садовая»			4,20	4,20			4,20	4,20					
42	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»			3,17	3,17			3,17	3,17					
<b>ИТОГО по прочим котельным, от которых осуществляется регулируемое теплоснабжение</b>				<b>68,3</b>	<b>68,3</b>			<b>68,3</b>	<b>68,3</b>			<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	
<b>ИТОГО по муниципальному образованию</b>				<b>2869,0</b>	<b>2661,5</b>			<b>2657,5</b>	<b>2450,1</b>			<b>211,4</b>	<b>211,4</b>	

Для определения расчетной нагрузки конечных потребителей (а не на коллекторах) необходимо иметь достаточно достоверную статистику значений потребления тепловой мощности у всех потребителей, что в настоящее время невозможно, ввиду отсутствия 100%-ой оснащённости потребителей приборами учета (фактическая оснащённость представлена в разделе 3 Главы 1 «Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя»). Следовательно, в настоящем проекте принято следующее допущение: фактические значения потерь тепловой мощности соответствуют значениям нормируемых потерь тепловой мощности (определяются в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 10.08.2012 г. №325 «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя»).

Вычисление достаточно достоверного значения расчетных нагрузок конечных потребителей по видам теплопотребления на данном этапе также не представляется возможным, поскольку необходима 100%-ая степень оснащённости потребителей приборами учета тепловой энергии. Настоящим проектом для определения расчетных нагрузок по видам теплопотребления произведено пропорциональное разделение, в зависимости от величины договорной нагрузки. Например, расчетная нагрузка отопления потребителей определена по следующей формуле:

$$Q_{\text{O}}^{\text{P}} = \frac{Q_{\text{O}}^{\text{D}}}{Q_{\text{O}}^{\text{D}} + Q_{\text{B}}^{\text{D}} + Q_{\text{ГВС}}^{\text{D}}} (Q_{\text{кол}}^{\text{P}} - Q_{\text{пот}}) \quad (1)$$

где  $Q_{\text{O}}^{\text{D}}$  – договорная нагрузка отопления, Гкал/ч;

$Q_{\text{B}}^{\text{D}}$  – договорная нагрузка вентиляции, Гкал/ч;

$Q_{\text{ГВС}}^{\text{D}}$  – среднечасовая договорная нагрузка ГВС, Гкал/ч;

$Q_{\text{кол}}^{\text{P}}$  – расчетная нагрузка на коллекторах, полученная путем пересчета достигнутого максимума на расчетную температуру наружного воздуха для проектирования системы отопления, Гкал/ч;

$Q_{\text{пот}}$  – нормируемая (нормативная) величина потерь тепловой мощности в тепловых сетях при расчетной температуре наружного воздуха (-39 °С), Гкал/ч.

Расчетная нагрузка вентиляции потребителей определена по следующей формуле:

$$Q_{\text{B}}^{\text{P}} = \frac{Q_{\text{B}}^{\text{D}}}{Q_{\text{O}}^{\text{D}} + Q_{\text{B}}^{\text{D}} + Q_{\text{ГВС}}^{\text{D}}} (Q_{\text{кол}}^{\text{P}} - Q_{\text{пот}}) \quad (2)$$

Расчетная среднечасовая нагрузка ГВС потребителей определена по следующей формуле:

$$Q_{\text{ГВС}}^{\text{P}} = \frac{Q_{\text{ГВС}}^{\text{D}}}{Q_{\text{O}}^{\text{D}} + Q_{\text{B}}^{\text{D}} + Q_{\text{ГВС}}^{\text{D}}} (Q_{\text{кол}}^{\text{P}} - Q_{\text{пот}}) \quad (3)$$

Значения принятых расчетных тепловых нагрузок конечных потребителей, соответствующих величине потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии, представлены в таблице 69.

**Таблица 69 – Расчетные тепловые нагрузки конечных потребителей тепловой энергии, по состоянию на 01.01.2019 г.**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей (без учета потерь тепловой энергии в тепловых сетях), Гкал/ч				
		отопление	вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	технология в паре	СУММА с учетом ГВС <sub>ср</sub>
<b>Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</b>						
1	КТЭЦ	458,2	65,6	87,6	45,0	656,3
2	ЗСТЭЦ	1035,7	0,0	76,4	38,8	1150,9
3	ЦТЭЦ	246,6	30,8	53,6	110,8	441,8
<b>ИТОГО по ТЭЦ</b>		<b>1740</b>	<b>96</b>	<b>218</b>	<b>195</b>	<b>2249</b>
<b>Котельные, находящиеся в эксплуатации ООО «Сибэнерго»</b>						
4	Абашевская районная котельная	11,8	0,4	2,7	0,0	14,9
5	Байдаевская центральная котельная № 2	16,8	0,8	3,6	0,0	21,2
6	Зырянская районная котельная	30,9	1,7	9,3	0,0	41,9
7	Котельная пос. Притомский	7,8	0,0	1,0	0,0	8,8
8	Котельная № 19	0,25	0,00	0,01	0,00	0,25
9	Котельная № 72	0,07	0,00	0,02	0,00	0,09
10	Котельная УПК	0,35	0,00	0,02	0,00	0,36
11	Котельная ОРК «Таргай»	0,56	0,00	0,10	0,00	0,65
12	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	2,22	0,00	0,07	0,00	2,28
13	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	1,88	0,00	0,08	0,00	1,96
14	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	0,12	0,00	0,00	0,00	0,12
15	Куйбышевская центральная котельная	33,3	2,1	7,1	0,0	42,5
16	Котельная пос. Листвяги	2,94	0,04	1,99	0,00	4,97
17	Котельная № 6	0,59	0,00	0,02	0,00	0,61
18	Котельная Садопарковая	0,75	0,00	0,15	0,00	0,91
19	Котельная №32 (БПОУ)	1,36	0,23	0,47	0,00	2,07
20	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	0,05	0,00	0,01	0,00	0,06
21	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	1,10	0,00	0,08	0,00	1,18
22	Котельная проф. «Бунгурский»	0,24	0,00	0,05	0,00	0,29
23	Котельная «РТРС»	0,27	0,00	0,03	0,00	0,29
24	Оздоровительного лагеря «Голубь»	0,19	0,00	0,03	0,00	0,22
25	Котельная школа № 1	0,25	0,00	0,02	0,00	0,27
26	Котельная школа № 23	0,26	0,00	0,01	0,00	0,27
27	Котельная школа № 37	0,35	0,00	0,02	0,00	0,38
28	Котельная школа № 43	0,30	0,00	0,01	0,00	0,31
29	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	0,17	0,00	0,00	0,00	0,17
30	Котельная школа № 16	0,21	0,00	0,01	0,00	0,22
31	Котельная детского сада № 123	0,04	0,00	0,00	0,00	0,04
32	Полосухинская	0,72	0,00	0,00	0,00	0,72
33	Кузнецкая крепость	0,12	0,00	0,00	0,00	0,12
34	Котельная НКХП	0,61	0,00	0,07	0,00	0,68
<b>ИТОГО по котельным, находя-</b>		<b>116,7</b>	<b>5,4</b>	<b>26,9</b>	<b>0,0</b>	<b>148,9</b>

№ п/п	Наименование теплоисточника	Расчетная тепловая нагрузка конечных потребителей (без учета потерь тепловой энергии в тепловых сетях), Гкал/ч				
		отопление	вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	технология в паре	СУММА с учетом ГВС <sub>ср</sub>
щимся в эксплуатации ООО «Сиб-энерго»						
<b>Прочие котельные, от которых осуществляется регулируемое теплоснабжение</b>						
35	Новоильинская газовая котельная	8,8	0,0	0,9	0,0	9,7
36	Котельная АО «Евразруда»	35,6	0,0	0,0	0,0	35,6
37	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	0,77	0,00	0,00	0,00	0,77
38	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный (ДВТУ-3)	8,73	0,00	0,00	0,00	8,73
39	Котельная ст. Абагур-Лесной ПМС-2	0,78	0,00	0,00	0,00	0,78
40	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точирино	1,96	0,00	0,00	0,00	1,96
41	Котельная ООО ТК «Садовая»	3,96	0,00	0,00	0,00	3,96
42	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	3,00	0,00	0,00	0,00	3,00
<b>ИТОГО по прочим котельным, от которых осуществляется регулируемое теплоснабжение</b>		<b>63,6</b>	<b>0,0</b>	<b>0,9</b>	<b>0,0</b>	<b>64,5</b>
<b>ИТОГО по муниципальному образованию</b>		<b>1921</b>	<b>102</b>	<b>245</b>	<b>195</b>	<b>2462</b>

#### **5.4. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии**

Случаи применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии г. Новокузнецка не зафиксированы.

#### **5.5. Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом**

Вопрос статистического анализа теплоснабжения в Схемах теплоснабжения зачастую осложнен сложной функциональной структурой теплоснабжения.

Для ведомственных организаций-производителей тепловой энергии, таких как АО «Евразруда», ОАО «РЖД» и пр. передача и сбыт тепловой энергии является непрофильным видом деятельности. При этом организации-производители тепловой энергии могут осуществлять транспортировку и сбыт тепловой энергии потребителям категории бюджет и прочие (как на коллекторах, так и через тепловые сети). Данная ситуация характерна для ЗСТЭЦ. АО «ЕВРАЗ ЗСМК» осуществляет теплоснабжение собственных потребителей промплощадки (собственные нужды ЗСМК), сторонних потребителей на промплощадке по сетям сторонних организаций (для которых АО «ЕВРАЗ ЗСМК» является ЕТО) и потребителей городской за-



стройки (ЕТО является ООО «КузнецкТеплоСбыт», передача осуществляется по сетям АО «МТСК», ООО «Сибэнерго», ООО «НТК», ООО «КузнецкТеплоСбыт», ООО «Теплоснаб», ООО «Энергосеть»). В столбцах с потерями от ЗСТЭЦ учтены потери:

- АО «ЕВРАЗ ЗСМК» (значение за 2017 г. составило 100910 Гкал);
- ООО «Шахта «Юбилейная» (значение за 2017 г. составило 4750 Гкал);
- По ЕТО – ООО «КузнецкТеплоСбыт», включающие все «купленные» потери от прочих сетевых организаций (значение за 2017 г. составило 245880 Гкал).

Таким образом, выделены следующие группы теплопотребления:

1) Годовое потребление (сбыт) по ЕТО - информация принята согласно предоставленным теплоснабжающей организацией исходным данным;

2) Отпуск тепловой энергии прочим потребителям (по которым ЕТО не осуществляет сбыт) – значение получено расчетным способом, по формуле:

$$Q_{\text{шт}}^{\text{ПО}} = Q_{\text{ист}}^{\text{ПО}} - Q_{\text{ЕТО}}^{\text{ПО}} - Q^{\text{ПОТЕРИ}} \quad (1)$$

где  $Q_{\text{ист}}^{\text{ПО}}$  – отпуск тепловой энергии от энергоисточника. Сведения приняты согласно предоставленным сведениям для актуализации, при отсутствии сведений – по официальным источникам – стандарты раскрытия информации, размещенные на портале: [http://www.recko.ru/o\\_komissii/standartyi\\_raskryitiya\\_informatsii/](http://www.recko.ru/o_komissii/standartyi_raskryitiya_informatsii/);

$Q_{\text{ЕТО}}^{\text{ПО}}$  – полезный отпуск конечным потребителям ЕТО;

$Q^{\text{ПОТЕРИ}}$  – фактические потери в тепловых сетях ЕТО + прочих организаций, осуществляющих деятельность по передаче тепловой энергии.

Величина потребления тепловой энергии за последние 4 года представлена:

- в таблице 70 – в разрезе источников тепловой энергии;

- в таблице 71 – в разрезе расчетных элементов территориального деления.

**Таблица 70 – Величина потребления тепловой энергии, в разрезе источников тепловой энергии в период 2015-2018 гг.**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Отпуск с коллекторов энергоисточника, Гкал				Годовое потребление (сбыт) по ЕТО, Гкал				Фактические потери в сетях, Гкал				Отпуск тепловой энергии прочим потребителям (по которым ЕТО не осуществляет сбыт), Гкал				ИТОГОВОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ В ЗОНЕ ТЕПЛОИСТОЧНИКА, Гкал				Потребление за отопительный период, Гкал			
		2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018
<b>Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</b>																									
1	КТЭЦ	2146064	2195938	2138994	2259896	1672292	1695146	1640853	1695340	473772	500792	498141	564840	0	0	0	0	1672292	1695146	1640853	1695340	1408131	1439670	1408924	1495423
2	ЗСТЭЦ	2396569	2522270	2520857	2770865	1135603	1215991	1188353	1234363	346130	358020	351540	351540	914836	948259	980964	1184962	2050439	2164250	2169317	2419325	1905514	2011280	2015989	2248327
3	ЦТЭЦ	1483954	1495138	1407519	1441036	800765	806800	759520	759520	568527	573676	533337	567200	114662	114662	114662	114316	915427	921462	874182	873836	787404	792595	751926	751629
	<b>ИТОГО по ТЭЦ</b>	<b>6026587</b>	<b>6213346</b>	<b>6067370</b>	<b>6471797</b>	<b>3608661</b>	<b>3717937</b>	<b>3588726</b>	<b>3689223</b>	<b>1388429</b>	<b>1432487</b>	<b>1383018</b>	<b>1483580</b>	<b>1029498</b>	<b>1062921</b>	<b>1095626</b>	<b>1299278</b>	<b>4638159</b>	<b>4780859</b>	<b>4684352</b>	<b>4988501</b>	<b>4101048</b>	<b>4243545</b>	<b>4176840</b>	<b>4495378</b>
<b>Котельные, находящиеся в эксплуатации ООО «Сибэнерго»</b>																									
4	Абашевская районная котельная	87803	87243	75251	84153	64838	63302	59131	62991	22965	23941	16120	21163	0	0	0	0	64838	63302	59131	62991	54995	53693	50154	53428
5	Байдаевская центральная котельная № 2	85823	96389	96519	94662	64049	62532	58411	65181	21774	33857	38108	29481	0	0	0	0	64049	62532	58411	65181	54855	53556	50027	55825
6	Зыряновская районная котельная	162212	191673	173253	167661	125527	122554	114478	128521	36685	69119	58775	39140	0	0	0	0	125527	122554	114478	128521	103786	101328	94650	106262
7	Котельная пос. Притомский	37748	44346	44881	43385	25829	25217	23555	27628	11919	19129	21325	15757	0	0	0	0	25829	25217	23555	27628	23122	22574	21087	24733
8	Котельная № 19	749	761	698	804	743	725	662	593	6	36	36	211	0	0	0	0	743	725	662	593	724	707	646	578
9	Котельная № 72	317	319	284	273	263	257	222	201	54	62	62	72	0	0	0	0	263	257	222	201	222	217	187	170
10	Котельная УПК	890	1087	1056	1101	652	637	606	812	238	451	451	289	0	0	0	0	652	637	606	812	621	606	577	773
11	Котельная ОРК «Таргай»	3259	3351	3089	3284	1568	1531	1430	1652	1691	1820	1659	1632	0	0	0	0	1568	1531	1430	1652	1361	1329	1241	1434
12	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	6928	8966	7923	8561	5055	4935	4610	5938	1873	4030	3313	2623	0	0	0	0	5055	4935	4610	5938	4893	4777	4462	5748
13	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	6855	8356	7612	7699	5580	5448	5089	7944	1275	2908	2523	-245	0	0	0	0	5580	5448	5089	7944	5336	5209	4866	7596
14	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	641	603	453	555	342	334	312	409	299	269	141	145	0	0	0	0	342	334	312	409	342	334	312	409
15	Куйбышевская центральная котельная	114948	130862	114440	126279	100370	97993	91535	97052	14578	32870	22905	29227	0	0	0	0	100370	97993	91535	97052	85978	83942	78410	83136
16	Котельная пос. Листвяги	18568	20928	16679	20156	11306	11038	10311	13554	7262	9890	6368	6602	0	0	0	0	11306	11038	10311	13554	8534	8332	7783	10231
17	Котельная № 6	2324	2758	2155	2370	2227	2174	2031	1669	97	584	124	700	0	0	0	0	2227	2174	2031	1669	2131	2081	1944	1598
18	Котельная Садопарковая	2490	2552	2902	2868	1564	1527	1426	2010	926	1025	1475	857	0	0	0	0	1564	1527	1426	2010	1339	1308	1221	1721
19	Котельная №32 (БПОУ)	3460	4374	3397	3900	2643	2580	2410	2361	817	1793	987	1539	0	0	0	0	2643	2580	2410	2361	2175	2124	1984	1943
20	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	2826	2492	2490	2726	1404	1371	1280	1912	1422	1122	1210	814	0	0	0	0	1404	1371	1280	1912	1282	1251	1169	1745
21	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	3951	3563	3584	3405	2463	2405	2246	2967	1488	1159	1338	438	0	0	0	0	2463	2405	2246	2967	2292	2237	2090	2760
22	Котельная проф. «Бунгурский»	1876	1871	1811	2091	1059	1034	974	1542	817	837	837	549	0	0	0	0	1059	1034	974	1542	897	876	825	1306
23	Котельная «РТРС»	1089	930	1045	963	680	664	620	831	409	266	425	133	0	0	0	0	680	664	620	831	619	604	565	756
24	Оздоровительного лагеря «Голубь»	1160	931	622	732	704	687	378	540	456	244	244	192	0	0	0	0	704	687	378	540	622	607	334	477
25	Котельная школа № 1	800	907	780	852	695	679	552	628	105	228	228	224	0	0	0	0	695	679	552	628	638	622	507	576
26	Котельная школа № 23	686	659	732	742	540	527	600	547	146	132	132	195	0	0	0	0	540	527	600	547	510	498	566	517
27	Котельная школа № 37	924	1045	983	978	809	790	728	721	115	255	255	257	0	0	0	0	809	790	728	721	759	741	683	677
28	Котельная школа № 43	777	781	817	823	686	670	705	607	91	112	112	216	0	0	0	0	686	670	705	607	661	646	680	585
29	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	262	179	151	153	46	45	17	113	216	134	134	40	0	0	0	0	46	45	17	113	46	45	17	113

№ п/п	Наименование теплоисточника	Отпуск с коллекторов энергоисточника, Гкал				Годовое потребление (сбыт) по ЕТО, Гкал				Фактические потери в сетях, Гкал				Отпуск тепловой энергии прочим потребителям (по которым ЕТО не осуществляет сбыт), Гкал				ИТОГОВОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ В ЗОНЕ ТЕПЛОИСТОЧНИКА, Гкал				Потребление за отопительный период, Гкал			
		2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018
30	Котельная школа № 16	595	578	529	541	471	460	411	399	124	119	119	142	0	0	0	0	471	460	411	399	450	439	392	381
31	Котельная детского сада № 123	89	96	91	98	75	73	69	72	14	22	22	26	0	0	0	0	75	73	69	72	75	73	69	72
32	Полосухинская	2688	2700	2348	2320	1175	1147	1072	1186	1513	1553	1277	1134	0	0	0	0	1175	1147	1072	1186	1175	1147	1072	1186
33	Кузнецкая крепость	370	339	296	355	244	238	196	262	126	100	100	93	0	0	0	0	244	238	196	262	244	238	196	262
34	Котельная НКХП	0	0	0	400	0	0	0	295	0	0	0	105	0	0	0	0	0	0	0	295	0	0	0	266
<b>ИТОГО по котельным, находящимся в эксплуатации ООО «Сиб-энерго»</b>		<b>553108</b>	<b>621640</b>	<b>566872</b>	<b>574749</b>	<b>419439</b>	<b>413573</b>	<b>385206</b>	<b>423805</b>	<b>129501</b>	<b>208066</b>	<b>180805</b>	<b>153751</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>423607</b>	<b>413573</b>	<b>386067</b>	<b>431136</b>	<b>360686</b>	<b>352142</b>	<b>328715</b>	<b>367263</b>
<b>Прочие котельные, от которых осуществляется регулируемое теплоснабжение</b>																									
35	Новоильинская газовая котельная	0	7547	11953	11953	0	6707	10623	10623	0	840	1330	1330	0	0	0	0	0	6707	10623	10623	0	6094	9652	9652
36	Котельная АО «Евразруда»	125204	125204	125204	125204	125204	125204	125204	125204	0	0	0	0	0	0	0	0	125204	125204	125204	125204	125204	125204	125204	125204
37	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	2364	2364	2364	2364	2364	2364	2364	2364	0	0	0	0	0	0	0	0	2364	2364	2364	2364	2364	2364	2364	2364
38	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный (ДВТУ-3)	26836	26836	26836	26836	26836	26836	26836	26836	0	0	0	0	0	0	0	0	26836	26836	26836	26836	26836	26836	26836	26836
39	Котельная ст. Абагур-Лесной ПМС-2	1217	1217	1217	1217	1207	1207	1207	1207	10	10	10	10	0	0	0	0	1207	1207	1207	1207	1207	1207	1207	1207
40	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точилино	6032	6032	6032	6032	6032	6032	6032	6032	0	0	0	0	0	0	0	0	6032	6032	6032	6032	6032	6032	6032	6032
41	Котельная ООО ТК «Садовая»	27708	27708	27708	27708	26981	26981	26981	26981	727	727	727	727	0	0	0	0	26981	26981	26981	26981	26981	26981	26981	26981
42	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	4390	4390	4390	4390	4390	4390	4390	4390	0	0	0	0	0	0	0	0	4390	4390	4390	4390	4390	4390	4390	4390
<b>ИТОГО по прочим котельным, от которых осуществляется регулируемое теплоснабжение</b>		<b>193750</b>	<b>201297</b>	<b>205703</b>	<b>205703</b>	<b>193013</b>	<b>199720</b>	<b>203636</b>	<b>203636</b>	<b>737</b>	<b>1577</b>	<b>2067</b>	<b>2067</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>193013</b>	<b>199720</b>	<b>203636</b>	<b>203636</b>	<b>193013</b>	<b>199107</b>	<b>202665</b>	<b>202665</b>
<b>ИТОГО по муниципальному образованию</b>		<b>6773445</b>	<b>7036282</b>	<b>6839945</b>	<b>7252249</b>	<b>4221113</b>	<b>4331230</b>	<b>4177568</b>	<b>4316663</b>	<b>1518666</b>	<b>1642131</b>	<b>1565891</b>	<b>1639398</b>	<b>1029498</b>	<b>1062921</b>	<b>1095626</b>	<b>1299278</b>	<b>5254779</b>	<b>5394152</b>	<b>5274054</b>	<b>5623273</b>	<b>4654747</b>	<b>4794794</b>	<b>4708219</b>	<b>5065306</b>

**Таблица 71 – Величина потребления тепловой энергии, в разрезе расчетных элементов территориального деления в период 2015-2018 гг.**

Элемент территориального деления	Потребление тепловой энергии за год, Гкал				Потребление за отопительный период, Гкал			
	2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018
<b>Административные районы</b>								
Заводской	1866245	1915743	1873091	1997116	1653142	1702880	1672133	1798953
Кузнецкий	574521	589759	576629	614810	508918	524230	514764	553806
Куйбышевский	401361	412007	402833	429507	355531	366227	359615	386889
Новоильинский	438787	450425	440396	469557	388683	400377	393148	422965
Орджоникидзевский	377964	387989	379350	404469	334805	344878	338651	364336
Центральный	1595901	1638229	1601755	1707814	1413668	1456201	1429908	1538357
<b>ИТОГО по административным районам</b>	<b>5254779</b>	<b>5394152</b>	<b>5274054</b>	<b>5623273</b>	<b>4654747</b>	<b>4794794</b>	<b>4708219</b>	<b>5065306</b>
<b>Кадастровые кварталы</b>								
42:30:0101006	1037	1065	1041	1110	919	946	929	1000
42:30:0102002	34521	35436	34647	36941	30579	31499	30930	33276
42:30:0102003	2519	2585	2528	2695	2231	2298	2257	2428
42:30:0102004	25928	26615	26023	27746	22967	23658	23231	24993
42:30:0102005	8149	8365	8179	8720	7218	7435	7301	7855
42:30:0102006	17483	17946	17547	18709	15486	15952	15664	16852
42:30:0102007	18075	18555	18141	19343	16011	16493	16195	17423
42:30:0102008	296	304	297	317	262	270	265	286
42:30:0102009	8889	9125	8922	9513	7874	8111	7965	8569
42:30:0102010	15112	15513	15167	16172	13386	13789	13540	14567
42:30:0102014	2963	3042	2974	3171	2625	2704	2655	2856
42:30:0102015	2963	3042	2974	3171	2625	2704	2655	2856
42:30:0102016	5926	6083	5948	6342	5250	5408	5310	5713
42:30:0102017	12297	12623	12342	13159	10893	11221	11018	11854
42:30:0102020	20594	21140	20669	22038	18242	18791	18452	19851
42:30:0102021	5926	6083	5948	6342	5250	5408	5310	5713
42:30:0102022	5037	5171	5056	5391	4462	4596	4513	4856
42:30:0102024	10815	11102	10855	11574	9580	9869	9691	10426
42:30:0102028	5926	6083	5948	6342	5250	5408	5310	5713
42:30:0102029	7408	7604	7435	7927	6562	6759	6637	7141
42:30:0102030	6963	7148	6989	7452	6168	6354	6239	6712
42:30:0102031	8149	8365	8179	8720	7218	7435	7301	7855
42:30:0102032	11853	12167	11896	12684	10499	10815	10620	11425
42:30:0102034	37187	38174	37324	39795	32941	33932	33320	35847
42:30:0102037	1185	1217	1190	1268	1050	1082	1062	1143
42:30:0102053	2519	2585	2528	2695	2231	2298	2257	2428
42:30:0102054	1926	1977	1933	2061	1706	1757	1726	1857
42:30:0102055	1037	1065	1041	1110	919	946	929	1000
42:30:0102056	1482	1521	1487	1585	1312	1352	1327	1428
42:30:0103005	148	152	149	159	131	135	133	143
42:30:0103006	148	152	149	159	131	135	133	143
42:30:0103007	741	760	744	793	656	676	664	714
42:30:0103009	5630	5779	5651	6025	4987	5137	5044	5427
42:30:0103020	296	304	297	317	262	270	265	286
42:30:0103023	1037	1065	1041	1110	919	946	929	1000
42:30:0104035	155454	159577	156024	166355	137703	141846	139285	149849
42:30:0104050	1037	1065	1041	1110	919	946	929	1000
42:30:0104055	112748	115738	113161	120654	99873	102878	101021	108682
42:30:0104056	91413	93838	91748	97823	80975	83411	81905	88117
42:30:0104062	127563	130947	128031	136509	112997	116397	114295	122964
42:30:0104071	19557	20075	19628	20928	17324	17845	17523	18852
42:30:0201005	148	152	149	159	131	135	133	143
42:30:0201009	296	304	297	317	262	270	265	286
42:30:0201018	444	456	446	476	394	406	398	428
42:30:0201019	17483	17946	17547	18709	15486	15952	15664	16852

Элемент территориального деления	Потребление тепловой энергии за год, Гкал				Потребление за отопительный период, Гкал			
	2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018
42:30:0202001	10519	10798	10558	11257	9318	9598	9425	10140
42:30:0202002	5186	5323	5205	5549	4593	4732	4646	4999
42:30:0202003	23853	24486	23941	25526	21130	21765	21372	22993
42:30:0202004	7260	7452	7286	7769	6431	6624	6505	6998
42:30:0202005	14519	14905	14573	15538	12861	13248	13009	13996
42:30:0202006	9038	9277	9071	9671	8006	8246	8098	8712
42:30:0202007	8889	9125	8922	9513	7874	8111	7965	8569
42:30:0202008	77783	79846	78068	83237	68901	70974	69692	74978
42:30:0202009	35410	36349	35539	37893	31366	32310	31727	34133
42:30:0202010	2519	2585	2528	2695	2231	2298	2257	2428
42:30:0202011	2074	2129	2082	2220	1837	1893	1858	1999
42:30:0202012	2519	2585	2528	2695	2231	2298	2257	2428
42:30:0202013	148	152	149	159	131	135	133	143
42:30:0202014	2815	2890	2825	3012	2494	2569	2522	2713
42:30:0203001	26965	27680	27064	28856	23886	24604	24160	25992
42:30:0203002	9482	9734	9517	10147	8399	8652	8496	9140
42:30:0203003	17927	18403	17993	19184	15880	16358	16062	17281
42:30:0203004	5186	5323	5205	5549	4593	4732	4646	4999
42:30:0203005	10519	10798	10558	11257	9318	9598	9425	10140
42:30:0203006	12297	12623	12342	13159	10893	11221	11018	11854
42:30:0203007	6963	7148	6989	7452	6168	6354	6239	6712
42:30:0203008	13927	14296	13978	14903	12337	12708	12478	13425
42:30:0203009	10964	11254	11004	11732	9712	10004	9823	10568
42:30:0203010	11260	11559	11301	12050	9974	10274	10089	10854
42:30:0203011	11853	12167	11896	12684	10499	10815	10620	11425
42:30:0203012	13927	14296	13978	14903	12337	12708	12478	13425
42:30:0203027	444	456	446	476	394	406	398	428
42:30:0203028	6223	6388	6245	6659	5512	5678	5575	5998
42:30:0203029	2074	2129	2082	2220	1837	1893	1858	1999
42:30:0203030	16890	17338	16952	18074	14961	15411	15133	16281
42:30:0204012	1037	1065	1041	1110	919	946	929	1000
42:30:0204013	296	304	297	317	262	270	265	286
42:30:0204014	148	152	149	159	131	135	133	143
42:30:0204043	1333	1369	1338	1427	1181	1217	1195	1285
42:30:0204088	2815	2890	2825	3012	2494	2569	2522	2713
42:30:0205007	1037	1065	1041	1110	919	946	929	1000
42:30:0205009	2074	2129	2082	2220	1837	1893	1858	1999
42:30:0206002	741	760	744	793	656	676	664	714
42:30:0206006	593	608	595	634	525	541	531	571
42:30:0206038	2667	2738	2677	2854	2362	2433	2389	2571
42:30:0206040	4741	4867	4758	5073	4200	4326	4248	4570
42:30:0207011	2222	2281	2231	2378	1969	2028	1991	2142
42:30:0207012	889	913	892	951	787	811	796	857
42:30:0207015	741	760	744	793	656	676	664	714
42:30:0207049	22224	22813	22305	23782	19686	20278	19912	21422
42:30:0207051	20298	20836	20372	21721	17980	18521	18186	19566
42:30:0207052	4741	4867	4758	5073	4200	4326	4248	4570
42:30:0207053	5482	5627	5502	5866	4856	5002	4912	5284
42:30:0207054	1037	1065	1041	1110	919	946	929	1000
42:30:0210055	2074	2129	2082	2220	1837	1893	1858	1999
42:30:0210063	444	456	446	476	394	406	398	428
42:30:0210071	36002	36957	36134	38527	31891	32851	32258	34704
42:30:0211002	1482	1521	1487	1585	1312	1352	1327	1428
42:30:0211006	1333	1369	1338	1427	1181	1217	1195	1285
42:30:0211022	1333	1369	1338	1427	1181	1217	1195	1285
42:30:0212057	28002	28744	28104	29965	24804	25551	25089	26992
42:30:0212060	9927	10190	9963	10623	8793	9058	8894	9569
42:30:0212061	21779	22357	21859	23306	19292	19873	19514	20994

Элемент территориального деления	Потребление тепловой энергии за год, Гкал				Потребление за отопительный период, Гкал			
	2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018
42:30:0212062	39114	40151	39257	41856	34647	35690	35045	37703
42:30:0213001	1037	1065	1041	1110	919	946	929	1000
42:30:0219003	593	608	595	634	525	541	531	571
42:30:0219037	741	760	744	793	656	676	664	714
42:30:0225009	889	913	892	951	787	811	796	857
42:30:0227012	741	760	744	793	656	676	664	714
42:30:0228001	1037	1065	1041	1110	919	946	929	1000
42:30:0228002	296	304	297	317	262	270	265	286
42:30:0228003	7852	8061	7881	8403	6956	7165	7036	7569
42:30:0228004	5037	5171	5056	5391	4462	4596	4513	4856
42:30:0228005	2519	2585	2528	2695	2231	2298	2257	2428
42:30:0228009	296	304	297	317	262	270	265	286
42:30:0228010	889	913	892	951	787	811	796	857
42:30:0228013	3556	3650	3569	3805	3150	3245	3186	3428
42:30:0301004	31113	31938	31227	33295	27560	28389	27877	29991
42:30:0301006	21631	22205	21710	23148	19161	19737	19381	20851
42:30:0301009	44447	45626	44610	47564	39372	40556	39824	42845
42:30:0301011	12297	12623	12342	13159	10893	11221	11018	11854
42:30:0301013	9927	10190	9963	10623	8793	9058	8894	9569
42:30:0301014	26816	27528	26915	28697	23754	24469	24027	25850
42:30:0301017	26668	27376	26766	28538	23623	24334	23894	25707
42:30:0301018	14964	15361	15019	16013	13255	13654	13407	14424
42:30:0301020	6223	6388	6245	6659	5512	5678	5575	5998
42:30:0301021	3408	3498	3420	3647	3019	3109	3053	3285
42:30:0301023	12890	13232	12937	13794	11418	11761	11549	12425
42:30:0301024	14371	14752	14424	15379	12730	13113	12876	13853
42:30:0301025	8297	8517	8327	8879	7349	7571	7434	7998
42:30:0301026	34521	35436	34647	36941	30579	31499	30930	33276
42:30:0301027	12890	13232	12937	13794	11418	11761	11549	12425
42:30:0301029	10075	10342	10112	10781	8924	9193	9027	9711
42:30:0301030	6667	6844	6692	7135	5906	6083	5974	6427
42:30:0301031	11408	11711	11450	12208	10105	10409	10222	10997
42:30:0301032	16594	17034	16654	17757	14699	15141	14868	15995
42:30:0301033	37336	38326	37473	39954	33072	34067	33452	35989
42:30:0301034	8889	9125	8922	9513	7874	8111	7965	8569
42:30:0301035	17334	17794	17398	18550	15355	15817	15531	16709
42:30:0301036	22668	23269	22751	24258	20080	20684	20310	21851
42:30:0301037	5778	5931	5799	6183	5118	5272	5177	5570
42:30:0301038	8297	8517	8327	8879	7349	7571	7434	7998
42:30:0301039	16001	16425	16060	17123	14174	14600	14337	15424
42:30:0301041	11704	12015	11747	12525	10368	10680	10487	11282
42:30:0301042	12149	12471	12193	13001	10762	11085	10885	11711
42:30:0301043	22520	23117	22603	24099	19948	20549	20178	21708
42:30:0301044	23409	24030	23495	25050	20736	21360	20974	22565
42:30:0301045	18964	19467	19034	20294	16799	17304	16992	18280
42:30:0301046	62374	64029	62603	66748	55252	56914	55887	60125
42:30:0301047	25039	25703	25130	26794	22179	22847	22434	24136
42:30:0301048	23409	24030	23495	25050	20736	21360	20974	22565
42:30:0301049	20001	20532	20075	21404	17717	18250	17921	19280
42:30:0301063	51559	52926	51748	55174	45671	47045	46196	49700
42:30:0301066	28743	29505	28848	30758	25460	26226	25753	27706
42:30:0301067	444	456	446	476	394	406	398	428
42:30:0301068	76301	78325	76581	81652	67588	69622	68365	73550
42:30:0301069	35706	36653	35837	38210	31629	32580	31992	34418
42:30:0301070	55263	56728	55465	59138	48952	50425	49515	53270
42:30:0302001	19260	19771	19331	20611	17061	17574	17257	18566
42:30:0302002	11260	11559	11301	12050	9974	10274	10089	10854
42:30:0302003	11112	11407	11153	11891	9843	10139	9956	10711

Элемент территориального деления	Потребление тепловой энергии за год, Гкал				Потребление за отопительный период, Гкал			
	2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018
42:30:0302005	15112	15513	15167	16172	13386	13789	13540	14567
42:30:0302007	14964	15361	15019	16013	13255	13654	13407	14424
42:30:0302015	11260	11559	11301	12050	9974	10274	10089	10854
42:30:0302016	24001	24638	24090	25685	21261	21900	21505	23136
42:30:0302040	30965	31786	31078	33136	27429	28254	27744	29848
42:30:0302050	20742	21292	20818	22197	18374	18926	18585	19994
42:30:0302051	77634	79693	77919	83079	68769	70839	69559	74835
42:30:0302053	40891	41976	41041	43759	36222	37312	36638	39417
42:30:0302056	89042	91404	89369	95287	78875	81248	79781	85832
42:30:0302058	32298	33155	32417	34563	28610	29471	28939	31134
42:30:0302059	30965	31786	31078	33136	27429	28254	27744	29848
42:30:0302064	30520	31330	30632	32661	27035	27849	27346	29420
42:30:0302065	48299	49580	48476	51686	42784	44071	43276	46558
42:30:0302067	43706	44866	43867	46771	38716	39880	39160	42130
42:30:0302071	45781	46995	45949	48991	40553	41773	41019	44130
42:30:0302072	52744	54143	52937	56443	46721	48127	47258	50842
42:30:0302073	47114	48364	47287	50418	41734	42990	42214	45415
42:30:0302074	6519	6692	6543	6976	5775	5948	5841	6284
42:30:0303004	3408	3498	3420	3647	3019	3109	3053	3285
42:30:0303090	182452	187291	183121	195247	161618	166481	163475	175873
42:30:0303094	5482	5627	5502	5866	4856	5002	4912	5284
42:30:0303096	32743	33611	32863	35039	29004	29877	29337	31562
42:30:0303097	593	608	595	634	525	541	531	571
42:30:0303098	8741	8973	8773	9354	7743	7976	7832	8426
42:30:0305076	1037	1065	1041	1110	919	946	929	1000
42:30:0306004	593	608	595	634	525	541	531	571
42:30:0306005	148	152	149	159	131	135	133	143
42:30:0306007	1630	1673	1636	1744	1444	1487	1460	1571
42:30:0306010	1185	1217	1190	1268	1050	1082	1062	1143
42:30:0306011	148	152	149	159	131	135	133	143
42:30:0306012	444	456	446	476	394	406	398	428
42:30:0306013	1778	1825	1784	1903	1575	1622	1593	1714
42:30:0306014	889	913	892	951	787	811	796	857
42:30:0306015	593	608	595	634	525	541	531	571
42:30:0306084	5778	5931	5799	6183	5118	5272	5177	5570
42:30:0306085	1037	1065	1041	1110	919	946	929	1000
42:30:0306087	2371	2433	2379	2537	2100	2163	2124	2285
42:30:0409049	24001	24638	24090	25685	21261	21900	21505	23136
42:30:0410062	1185	1217	1190	1268	1050	1082	1062	1143
42:30:0410070	229031	235105	229871	245092	202878	208982	205209	220772
42:30:0411072	3259	3346	3271	3488	2887	2974	2920	3142
42:30:0411073	24742	25398	24833	26477	21917	22576	22169	23850
42:30:0412008	34965	35892	35093	37417	30973	31904	31328	33704
42:30:0412009	30817	31634	30930	32978	27298	28119	27611	29706
42:30:0412010	28891	29657	28997	30917	25592	26362	25886	27849
42:30:0412011	15853	16273	15911	16965	14043	14465	14204	15281
42:30:0412012	6963	7148	6989	7452	6168	6354	6239	6712
42:30:0412013	19853	20380	19926	21245	17586	18115	17788	19137
42:30:0412014	18816	19315	18885	20135	16667	17169	16859	18138
42:30:0412015	15705	16121	15762	16806	13911	14330	14071	15138
42:30:0412016	48003	49276	48179	51369	42522	43801	43010	46272
42:30:0412017	40595	41672	40744	43442	35960	37042	36373	39131
42:30:0412018	81042	83191	81339	86725	71788	73948	72613	78120
42:30:0412019	49188	50493	49369	52638	43571	44882	44072	47415
42:30:0412020	889	913	892	951	787	811	796	857
42:30:0412021	35854	36805	35986	38368	31760	32716	32125	34561
42:30:0412022	20890	21444	20967	22355	18505	19062	18717	20137
42:30:0412067	1630	1673	1636	1744	1444	1487	1460	1571

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГОРОД НОВОКУЗНЕЦК НА ПЕРИОД 2019-2032 ГГ.  
 ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ  
 ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Элемент территориального деления	Потребление тепловой энергии за год, Гкал				Потребление за отопительный период, Гкал			
	2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018
42:30:0413001	18964	19467	19034	20294	16799	17304	16992	18280
42:30:0413002	12445	12775	12491	13318	11024	11356	11151	11996
42:30:0413003	19853	20380	19926	21245	17586	18115	17788	19137
42:30:0413004	1630	1673	1636	1744	1444	1487	1460	1571
42:30:0413005	19260	19771	19331	20611	17061	17574	17257	18566
42:30:0413006	13334	13688	13383	14269	11812	12167	11947	12853
42:30:0413007	8297	8517	8327	8879	7349	7571	7434	7998
42:30:0413008	148	152	149	159	131	135	133	143
42:30:0413009	2519	2585	2528	2695	2231	2298	2257	2428
42:30:0413011	1185	1217	1190	1268	1050	1082	1062	1143
42:30:0414025	28002	28744	28104	29965	24804	25551	25089	26992
42:30:0414050	25928	26615	26023	27746	22967	23658	23231	24993
42:30:0416002	593	608	595	634	525	541	531	571
42:30:0501001	66226	67983	66469	70870	58664	60429	59338	63838
42:30:0501002	53040	54447	53235	56760	46984	48397	47523	51128
42:30:0501003	7260	7452	7286	7769	6431	6624	6505	6998
42:30:0501004	18520	19011	18588	19818	16405	16899	16593	17852
42:30:0501005	6963	7148	6989	7452	6168	6354	6239	6712
42:30:0501007	741	760	744	793	656	676	664	714
42:30:0501008	4593	4715	4610	4915	4068	4191	4115	4427
42:30:0501009	6074	6236	6097	6500	5381	5543	5443	5855
42:30:0501010	7260	7452	7286	7769	6431	6624	6505	6998
42:30:0501011	8297	8517	8327	8879	7349	7571	7434	7998
42:30:0501012	14816	15209	14870	15855	13124	13519	13275	14282
42:30:0501020	10371	10646	10409	11098	9187	9463	9292	9997
42:30:0501046	17038	17490	17101	18233	15093	15547	15266	16424
42:30:0502002	2222	2281	2231	2378	1969	2028	1991	2142
42:30:0502057	2519	2585	2528	2695	2231	2298	2257	2428
42:30:0502058	21483	22053	21562	22989	19030	19602	19248	20708
42:30:0502059	7408	7604	7435	7927	6562	6759	6637	7141
42:30:0504050	1778	1825	1784	1903	1575	1622	1593	1714
42:30:0505006	38817	39847	38960	41539	34385	35419	34780	37418
42:30:0505007	20742	21292	20818	22197	18374	18926	18585	19994
42:30:0505008	27854	28592	27956	29807	24673	25415	24956	26849
42:30:0505009	19112	19619	19182	20453	16930	17439	17124	18423
42:30:0505010	4148	4258	4164	4439	3675	3785	3717	3999
42:30:0505011	741	760	744	793	656	676	664	714
42:30:0505012	20890	21444	20967	22355	18505	19062	18717	20137
42:30:0505013	9778	10038	9814	10464	8662	8922	8761	9426
42:30:0505014	9186	9429	9219	9830	8137	8382	8230	8855
42:30:0505015	8297	8517	8327	8879	7349	7571	7434	7998
42:30:0505016	148	152	149	159	131	135	133	143
42:30:0505017	6074	6236	6097	6500	5381	5543	5443	5855
42:30:0505019	2815	2890	2825	3012	2494	2569	2522	2713
42:30:0505020	2519	2585	2528	2695	2231	2298	2257	2428
42:30:0505024	296	304	297	317	262	270	265	286
42:30:0505025	2222	2281	2231	2378	1969	2028	1991	2142
42:30:0505026	741	760	744	793	656	676	664	714
42:30:0505029	593	608	595	634	525	541	531	571
42:30:0506004	593	608	595	634	525	541	531	571
42:30:0506031	11704	12015	11747	12525	10368	10680	10487	11282
42:30:0506032	2815	2890	2825	3012	2494	2569	2522	2713
42:30:0506036	4445	4563	4461	4756	3937	4056	3982	4284
42:30:0507002	2074	2129	2082	2220	1837	1893	1858	1999
42:30:0507022	7408	7604	7435	7927	6562	6759	6637	7141
42:30:0507023	2222	2281	2231	2378	1969	2028	1991	2142
42:30:0507024	17038	17490	17101	18233	15093	15547	15266	16424
42:30:0507025	21038	21596	21115	22514	18636	19197	18850	20280



Элемент территориального деления	Потребление тепловой энергии за год, Гкал				Потребление за отопительный период, Гкал			
	2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018
42:30:0507026	11556	11863	11599	12367	10237	10545	10354	11140
42:30:0507027	18223	18707	18290	19501	16142	16628	16328	17566
42:30:0508001	296	304	297	317	262	270	265	286
42:30:0508070	18668	19163	18736	19977	16536	17034	16726	17995
42:30:0509001	1037	1065	1041	1110	919	946	929	1000
42:30:0509003	148	152	149	159	131	135	133	143
42:30:0510010	1630	1673	1636	1744	1444	1487	1460	1571
42:30:0602050	21483	22053	21562	22989	19030	19602	19248	20708
42:30:0602051	51411	52774	51599	55016	45540	46910	46063	49557
42:30:0602052	51707	53078	51897	55333	45803	47181	46329	49842
42:30:0602053	49929	51253	50112	53430	44228	45558	44736	48129
42:30:0602056	11408	11711	11450	12208	10105	10409	10222	10997
42:30:0603058	87116	89427	87436	93226	77169	79491	78055	83975
42:30:0603060	45781	46995	45949	48991	40553	41773	41019	44130
42:30:0604056	296	304	297	317	262	270	265	286
42:30:0604057	83857	86081	84165	89737	74282	76516	75135	80833
42:30:0605054	50966	52318	51153	54540	45146	46505	45665	49128
42:30:0605055	59856	61443	60075	64053	53021	54616	53630	57697
<b>ИТОГО по кадастровым кварталам</b>	<b>5254779</b>	<b>5394152</b>	<b>5274054</b>	<b>5623273</b>	<b>4654747</b>	<b>4794794</b>	<b>4708219</b>	<b>5065306</b>

### 5.5.1. Анализ изменения полезного отпуска по ТЭЦ

Как показывает опыт разработки и актуализации Схем теплоснабжения крупных городов, развитие территорий с присоединением перспективных потребителей далеко не всегда приводит к увеличению полезного отпуска потребителям тепловой энергии. На величину потребления существенное влияние оказывают факторы:

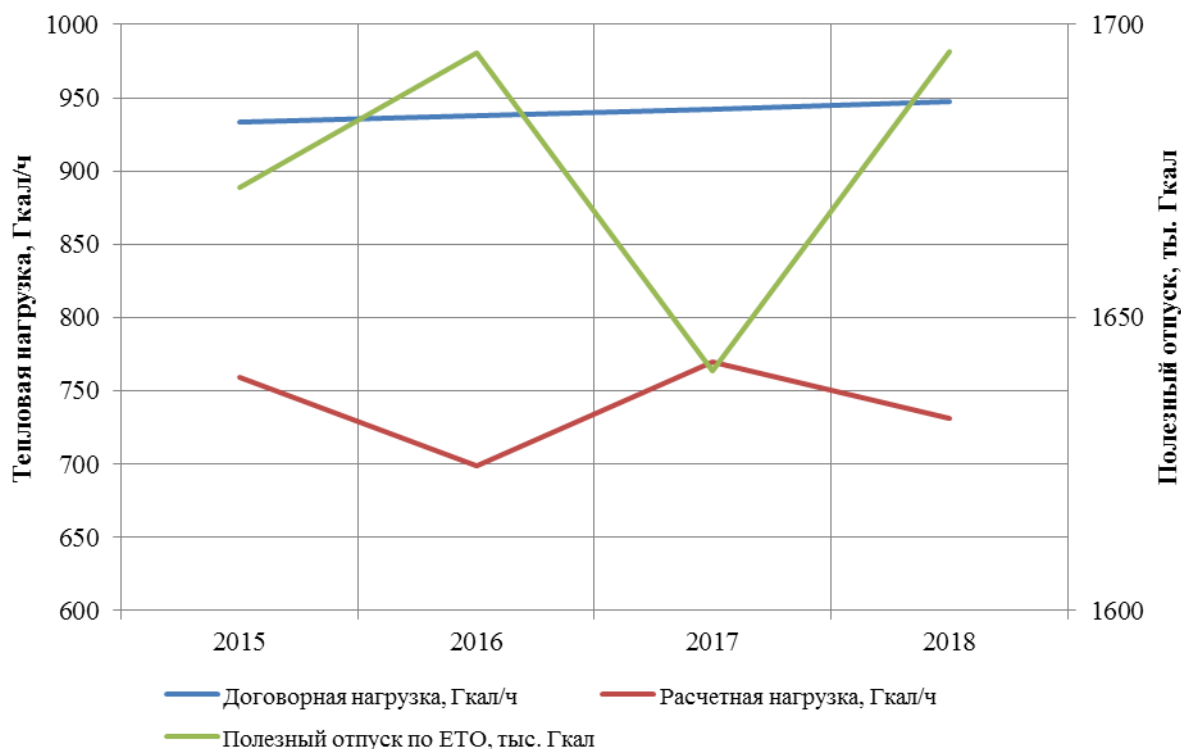
- фактические температуры наружного воздуха за отопительный период;
- продолжительность отопительного периода;
- реализация энергосберегающих мероприятий в рамках городских и краевых программ (в настоящее время реализуется долгосрочная целевая программа «Жилищно-коммунальный и дорожный комплекс, энергосбережение и повышение энергоэффективности Кузбасса на 2014-2021 годы», утвержденная Постановлением Коллегии Администрации Кемеровской области от 24.10.2013 №458), а также реализация энергосберегающих мероприятий в частном порядке (собственниками зданий и квартир);
- установка приборов учета тепловой энергии у потребителей, которая частично сопровождается установкой автоматизированных индивидуальных тепловых пунктов, что в совокупности приводит к снижению потребления тепловой энергии.

#### 5.5.1.1. КТЭЦ

На рисунке 49 ниже представлена динамика следующих показателей по системе теплоснабжения на базе КТЭЦ, в период 2015-2018 гг.:

- 1) Договорная нагрузка;

- 2) Фактическая нагрузка;
- 3) Полезный отпуск по ЕТО.



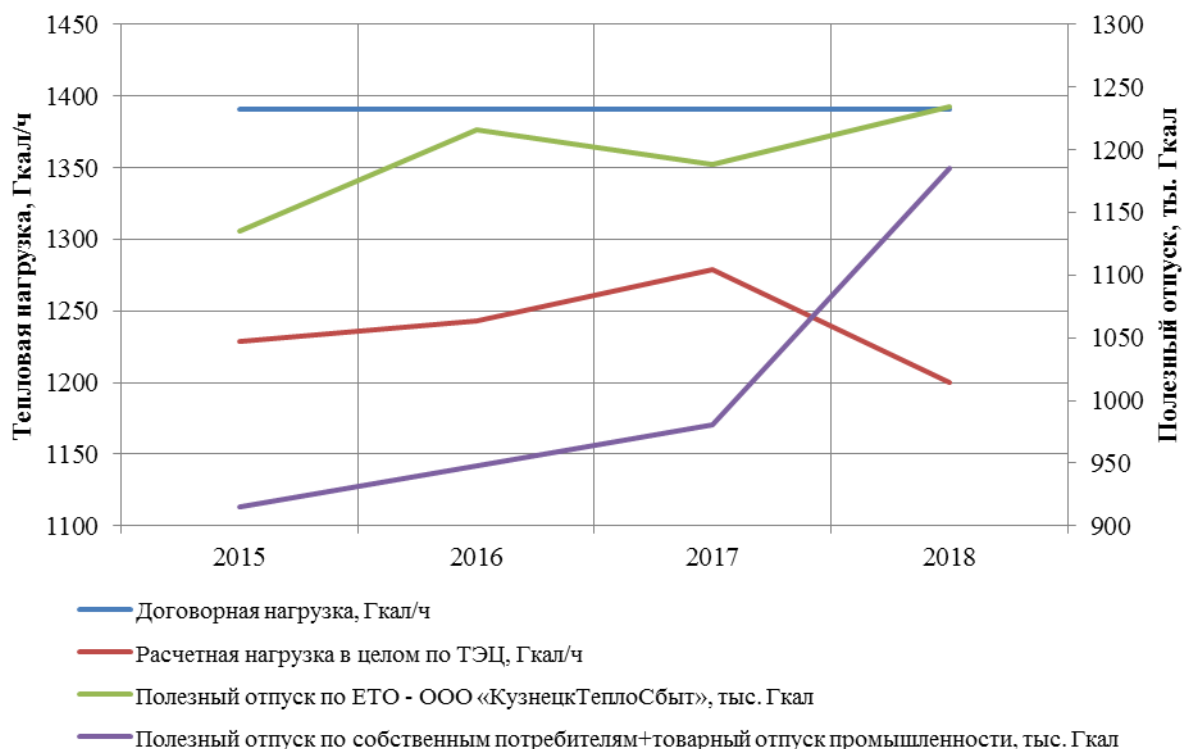
**Рисунок 51 – Динамика полезного отпуска тепловой энергии и потребности в тепловой мощности за 2015-2018 гг., в зоне действия КТЭЦ**

В зоне действия КТЭЦ за последние 4 года, при умеренном подключении объектов нового строительства, системного роста фактической нагрузки на коллекторах и полезного отпуска не происходит. Наиболее вероятным объяснением этому может служить повышение энергоэффективности существующих фондов (установка энергоэффективных окон, утепление фасадов зданий, ликвидация перетоков за счет внедрения современного высокоэффективного оборудования и т.п.), компенсирующее прирост потребления новостроек.

#### 5.5.1.2. ЗСТЭЦ

На рисунке 50 ниже представлена динамика следующих показателей по системе теплоснабжения на базе ЗСТЭЦ, в период 2015-2018 гг.:

- 1) Договорная нагрузка;
- 2) Фактическая нагрузка;
- 3) Полезный отпуск по ЕТО;
- 4) Полезный отпуск по собственным потребителям+товарный отпуск промышленности.



**Рисунок 52 – Динамика полезного отпуска тепловой энергии и потребности в тепловой мощности за 2015-2018 гг., в зоне действия ЗСТЭЦ**

За 2015-2017 гг. зафиксировано увеличение расчетной нагрузки потребителей, в 2018 г. отмечено её сокращение. При дальнейших актуализациях предлагается продолжить отслеживание динамики расчетной нагрузки.

В зоне действия ООО «КузнецкТеплоСбыт» от ЗСТЭЦ за последние 4 года, в целом прослеживается тренд увеличения полезного отпуска, что связано:

- 1)С повышением показателя заселенности многоквартирных домов;
- 2)Выдачей временных технических условий на подключение новых районов к ЗСТЭЦ (до момента ввода в эксплуатацию квартальных газовых котельных).

Существенного роста полезного отпуска на расчетный период не предвидится, т.к. теплоснабжение перспективной застройки Новоильинского района будет осуществляться преимущественно от квартальных котельных.

Увеличение отпуска тепловой энергии зафиксировано по промышленной зоне, что связано с развитием производственных мощностей ЗСМК.

### 5.5.1.3. ЦТЭЦ

ООО «Энерготранзит» приступило к фактическому выполнению функций ЕТО в зоне действия ЦТЭЦ в 2018 г. Достаточные для статистического анализа сведения о полезном отпуске за последние 3 года отсутствуют. Предлагается при последующих актуализациях Схемы теплоснабжения

систематизировать информацию о сбыте тепловой энергии и провести анализ динамики изменения полезного отпуска, договорной и расчетной нагрузки в системе теплоснабжения.

### 5.5.2. Анализ изменения полезного отпуска по котельным в эксплуатационной ответственности ООО «Сибэнерго»

Статистический анализ полезного отпуска по котельным ООО «Сибэнерго» показал отсутствие явной динамики увеличения полезного отпуска, в связи с увеличением договорных нагрузок.

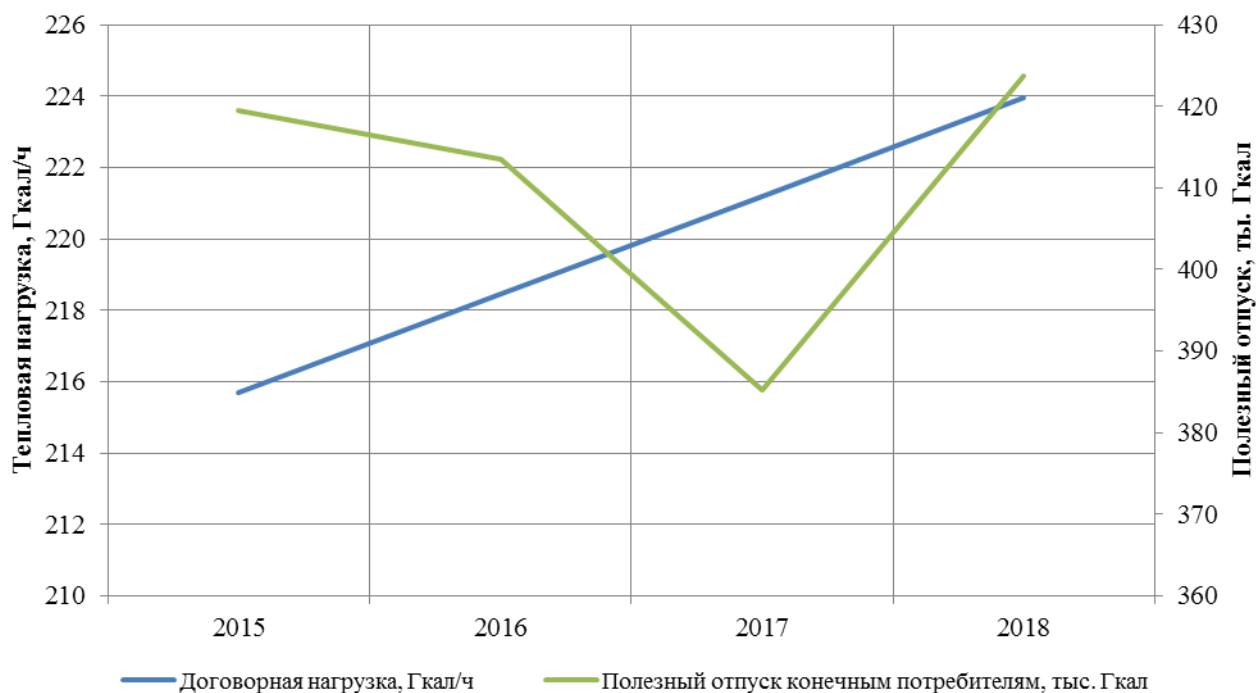


Рисунок 53 – Динамика полезного отпуска тепловой энергии и потребности в тепловой мощности за 2015-2018 гг., в зоне действия котельных ООО «Сибэнерго»

### 5.6. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

В соответствии со статьей 157 Жилищного кодекса Российской Федерации размер платы за коммунальные услуги рассчитывается:

- по тарифам, установленным органами государственной власти субъектов Российской Федерации;

- исходя из объема потребляемых услуг, определяемого по показаниям приборов учета, а при их отсутствии исходя из нормативов потребления, утверждаемых органами государственной власти субъектов Российской Федерации.

Норматив потребления коммунальной услуги - определяемый в соответствии с Правилами установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг, утвержденными постановлением Правительства РФ от 23.05.2006 № 306, количественный показатель объема

потребления коммунального ресурса, применяемый для расчета размера платы за коммунальную услугу при отсутствии приборов учета.

Согласно п. 5 постановления Правительства Российской Федерации от 06.05.2011 №354 «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов» до 01.09.2012 органам государственной власти субъектов Российской Федерации рекомендовано пересмотреть и утвердить нормативы потребления коммунальных услуг в жилых помещениях, нормативы потребления коммунальных услуг на общедомовые нужды, нормативы потребления коммунальных услуг при использовании земельного участка и надворных построек.

В соответствии с требованиями Правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг (постановление Правительства РФ от 23.05.2006 № 306), новые нормативы дифференцированы и зависят от года постройки здания и количества этажей в нем.

### **5.6.1. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление**

Норматив теплотребления по отоплению показывает необходимое количество тепловой энергии, Гкал в месяц, затрачиваемой на отопление 1 м<sup>2</sup> общей площади жилого помещения в зависимости от года постройки и этажности многоквартирного жилого дома. При наличии технической возможности установки коллективных (общедомовых) приборов учета норматив потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых и нежилых помещениях определяется с учетом повышающих коэффициентов.

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в г. Новокузнецка регламентированы Постановлением РЭК Кемеровской области от 30.06.2018 г. №118 «Об утверждении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению на территории Новокузнецкого городского округа».

**Таблица 72 – Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению на территории Новокузнецкого городского округа в отопительный период продолжительностью 9 месяцев**

№ п/п	Категория многоквартирного (жилого) дома, этажность	Норматив потребления (Гкал на 1 м <sup>2</sup> общей площади жилого помещения в месяц)
1	Многоквартирные и жилые дома до 1999 года постройки включительно	
1.1	1	0,0442
1.2	2	0,0664
1.3	3-4	0,0366
1.4	5-9	0,024
1.5	10	0,0239
1.6	11	0,0235
1.7	12	0,0269
1.8	14	0,0235
1.9	16 и более	0,0235

№ п/п	Категория многоквартирного (жилого) дома, этажность	Норматив потребления (Гкал на 1 м <sup>2</sup> общей площади жилого помещения в месяц)
2	Многоквартирные и жилые дома после 1999 года постройки	
2.1	4-5	0,0268
2.2	6-7	0,0257
2.3	9	0,0239
2.4	10	0,0241
2.5	11	0,0237
2.6	12 и более	0,0235

**Примечания:**

1. При определении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению количество тепловой энергии, необходимой для отопления (Гкал/год), распределено на 9 календарных месяцев (с сентября по май включительно), равными долями. Количество календарных месяцев, в том числе неполных, принято исходя из данных о фактической продолжительности отопительного периода за предыдущие 5 лет.

2. Нормативы потребления коммунальных услуг установлены в соответствии с требованиями к качеству коммунальных услуг, предусмотренными законодательными и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

**5.6.2. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на горячее водоснабжение**

Норматив потребления горячего водоснабжения показывает объем потребления ГВС, м<sup>3</sup>, на одного человека в месяц в зависимости от условий потребления услуги ГВС. При наличии технической возможности установки коллективных (общедомовых) приборов учета норматив потребления коммунальной услуги на горячее водоснабжение в жилых и нежилых помещениях определяется с учетом повышающих коэффициентов. Нормативы потребления коммунальных услуг при отсутствии приборов учета на территории Новокузнецкого городского округа, определенные с помощью расчетного метода, утверждены Приказом Департамента жилищно-коммунального и дорожного комплекса Кемеровской области от 23.12.2014 г. №105, значения нормативов представлены в таблице 73.

**Таблица 73 – Нормативы потребления коммунальных услуг по горячему водоснабжению собственниками и пользователями жилых помещений в многоквартирных домах и жилых домов**

№ п/п	Степень благоустройства	Норматив потребления коммунальной услуги горячего водоснабжения, куб. метр на 1 человека в месяц
1.1.	Жилые помещения в многоквартирных домах, в том числе общежитиях квартирного и секционного типа, жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внутридомовые сети*), оборудованные ваннами длиной 1500-1700 мм, душами, раковинами, кухонными мойками и унитазами	3,37
2.1.	Жилые помещения в многоквартирных домах, в том числе общежитиях квартирного и секционного типа, жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внутридомовые сети*), оборудованные сидячими ваннами длиной 1200 мм, душами, раковинами, кухонными мойками и унитазами	3,31
3.1.	Жилые помещения в многоквартирных домах, в том числе общежитиях квартирного и секционного типа, жилые дома с холодным и горячим водоснабжением,	2,76

№ п/п	Степень благоустройства	Норматив потребления коммунальной услуги горячего водоснабжения, куб. метр на 1 человека в месяц
	водоотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внутридомовые сети*), оборудованные душами, раковинами, кухонными мойками и унитазами	
4.1.	Жилые помещения в многоквартирных домах, в том числе общежитиях квартирного и секционного типа, жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внутридомовые сети*), оборудованные раковинами, кухонными мойками и унитазами	1,32
5.1.	Жилые помещения в многоквартирных домах, в том числе общежитиях квартирного и секционного типа, жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внутридомовые сети*), оборудованные раковинами, кухонными мойками	1,32
5.4.	Жилые помещения в многоквартирных домах, в том числе общежитиях квартирного и секционного типа, жилые дома с холодным, горячим водоснабжением, без водоотведения или с выгребной ямой, оборудованные раковинами, кухонными мойками	0,83
7.1.	Жилые помещения в общежитиях коридорного типа с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внутридомовые сети*), оборудованные душами на этажах или в подвальных помещениях, общими раковинами, кухонными мойками и унитазами на этажах	1,69
8.1.	Жилые помещения в общежитиях коридорного типа с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внутридомовые сети*), оборудованные общими раковинами, кухонными мойками и унитазами на этажах	0,86
9.1.	Жилые помещения в общежитиях коридорного типа с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внутридомовые сети*), оборудованные общими раковинами, кухонными мойками на этажах	1,00
9.4.	Жилые помещения в общежитиях коридорного типа с холодным и горячим водоснабжением, без водоотведения или с выгребной ямой, оборудованные общими раковинами, кухонными мойками на этажах	0,86
10.1	Жилые помещения в общежитиях коридорного типа с холодным и горячим водоснабжением, без водоотведения или с выгребной ямой, оборудованные общими раковинами на этажах	0,56

Нормативы расхода тепловой энергии, используемой для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению установлены Постановлением РЭК Кемеровской области от 07.12.2017 г. №458 и представлены в таблице 74.

**Таблица 74 – Нормативы потребления коммунальных услуг по горячему водоснабжению собственниками и пользователями жилых помещений в многоквартирных домах и жилых домов**

Вид системы горячего водоснабжения (открытая, закрытая)	Нормативы расхода тепловой энергии, (Гкал на 1 м <sup>3</sup> )
С изолированными стояками:	
с полотенцесушителями	0,0598
без полотенцесушителей	0,0548
С неизолированными стояками:	
с полотенцесушителями	0,0647
без полотенцесушителей	0,0598

## **5.7. Описание значений тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения**

В разделе 1.3 выделено 3 характерные группы источников теплоснабжения города, от которых осуществляется регулируемая деятельность в сфере теплоснабжения.

Теплоснабжение потребителей в паре осуществляется от 3 ТЭЦ, а также от производственных источников тепловой энергии, расположенных на промплощадке (производственные котельные).

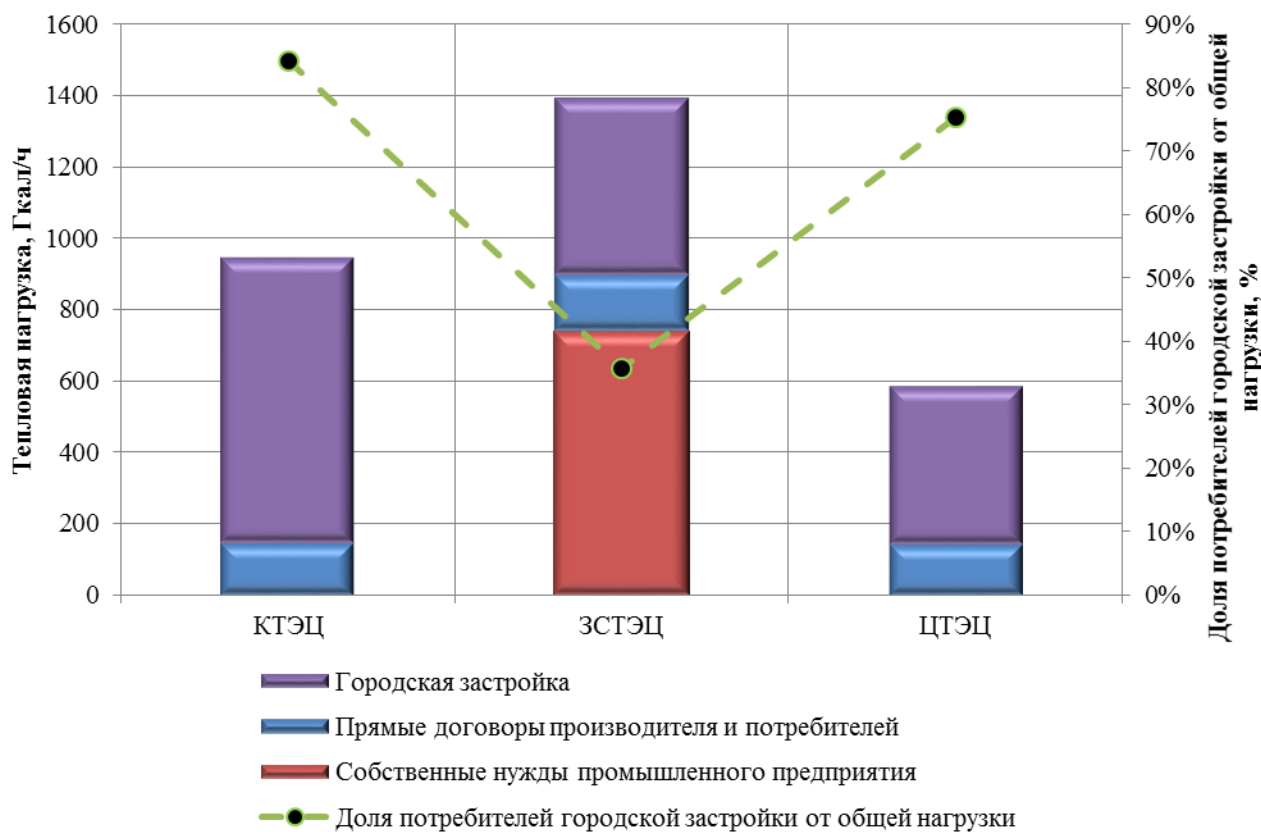
**1 Группа.** Потребителей ТЭЦ следует классифицировать на 3 группы:

➤ Собственные нужды промышленного предприятия – группа применима только к ЗСТЭЦ. Выработка тепловой энергии осуществляется с целью теплоснабжения ЗСМК и промплощадки строительного проката. Производственных потребителей КТЭЦ и ЦТЭЦ нельзя отнести к данной группе, т.к. поставка всем потребителям осуществляется по договорам теплоснабжения;

➤ Тепловая нагрузка по прямым договорам организации-производителя тепловой энергии и потребителей (промышленные потребители и прочие потребители на коллекторах). Все организации, эксплуатирующие ТЭЦ, осуществляют товарный отпуск тепловой энергии потребителям, без участия теплосетевых организаций;

➤ Потребители городской застройки по КТЭЦ и ЦТЭЦ представляют большинство покрываемой нагрузки. По ЗСТЭЦ – годовая доля отпуска тепловой энергии в город составляет порядка 50%. Поставка потребителям осуществляется по тепловым сетям ряда теплосетевых и теплоснабжающих организаций.





**Рисунок 54 – Структура подключенных нагрузок к ТЭЦ**

**2 Группа.** Теплоснабжение потребителей осуществляется ООО «Сибэнерго» по прямым договорам теплоснабжения, теплосетевые организации в зоне действия котельных отсутствуют.

**3 Группа.** Ведомственные котельные отпускают тепловую энергию:

- 1) На собственные нужды организации-собственника;
- 2) По прямым договорам с потребителями, без участия теплосетевых организаций;
- 3) На нужды городской застройки через системы транспорта тепловой энергии теплосетевых организаций (свойственно для Новоильинской газовой котельной и прочих ведомственных котельных, передача - ООО «Сибэнерго»);

Отличительной особенностью города является наличие развитой промышленности. На нужды промышленных объектов вырабатывается пар различных параметров. Действует порядка 200 крупных и средних промышленных предприятий различных отраслей промышленности.

Новокузнецк входит в число наиболее значимых промышленных центров страны и имеет выраженную специализацию - металлургическое производство, добыча угля, промышленное и гражданское строительство. В городе функционируют два комбината полного металлургического цикла, алюминиевый и ферросплавный, выпускающие более 60% промышленной продукции, производимой в городе.

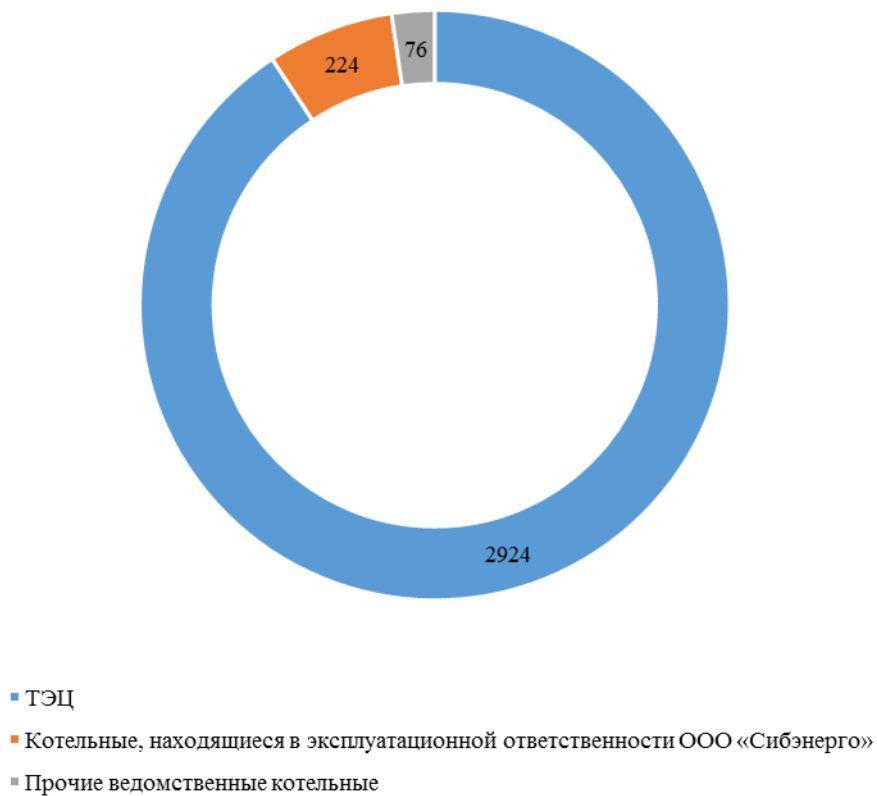
Доля Новокузнецка в общем объеме промышленного производства Кемеровской области составляет порядка 46%, из которых 36,8% приходится на обрабатывающие производства.

Добыча полезных ископаемых предприятиями города Новокузнецка составляет 16% всей добывающей отрасли Кемеровской области. Однако наибольший удельный вес всей промышленности приходится на обрабатывающие производства ~ 80%.

**Таблица 75 – Наиболее крупные промышленные предприятия г. Новокузнецка**

Районы	Пар, Гкал/ч	В горячей воде, Гкал/ч			Суммарная нагрузка, Гкал/ч
		Q <sub>от+в</sub>	Q <sub>ГВС</sub> <sup>ср</sup>	Q <sub>s</sub>	
<b>Центральный</b>	133,27	119,46	13,21	132,67	212,63
Промплощадка железнодорожного проката «ЕВРАЗ ЗСМК»	127,36	70,2	7,8	78	154,42
Вагоностроительный з-д, ООО	-	14,05	1,56	15,61	15,61
Завод строительных изделий	5,91	-	-	-	3,55
АТП ЗСМК	-	10,3	1,15	11,45	11,45
Новокузнецкая автобаза	-	7,16	2,15	9,31	9,31
РЖД, ОАО	-	10,65	0,15	10,8	10,8
Кузнецкие металлоконструкции	-	7,1	0,4	7,5	7,5
<b>Куйбышевский</b>	-	29,6	0,59	30,19	30,19
Кузнецкий экспериментальный механический з-д	-	13,73	0,3	14,03	14,03
Горнорезущий инструмент, ООО	-	6,99	0,28	7,27	7,27
ПАТП №1, ОАО	-	8,88	0,01	8,89	8,89
<b>Заводской</b>	-	622,14	39,96	662,1	662,1
Промплощадка строительного проката, «ЕВРАЗ ЗСМК»	-	570	38	608	608
Шахта «Юбилейная», ТопПром	-	14,7	1,56	16,26	16,26
Шахта «Полосухинская», ОАО	-	31,34	0,4	31,74	31,74
Обогатительная ф-ка «Антоновская»	-	6,1	-	6,1	6,1
<b>Новоильинский</b>	-	14,16	0,01	14,17	14,17
ПАТП-4, ОАО	-	14,16	0,01	14,17	14,17
<b>Кузнецкий</b>	72,3	106,34	1,58	107,92	150,57
Алюминиевый з-д	42	48	0	48	73,2
Кузнецкие ферросплавы	14,7	8,4	0	8,4	23,1
«НЗРМК им.Н.Е.Крюкова», ОАО	1,05	13,25	0,07	13,32	14,37
Органика, ОАО	10,38	17,4	0,01	17,41	17,79
АДАМАТ, ООО	-	7,16	0	7,16	7,16
Завод «Универсал»	-	6	0,65	6,65	6,65
Авторемзавод, ООО	-	6,13	0,12	6,25	6,25
<b>Орджоникидзевский</b>	-	8,24	13,45	21,69	21,69
Шахта «Абашевская», ОАО ОУК «Южкузбас-суголь»	-	8,24	13,45	21,69	21,69
<b>Всего:</b>	<b>205,57</b>	<b>891,7</b>	<b>54,62</b>	<b>946,32</b>	<b>1069,66</b>

В таблице 76 и на рисунке 53 представлена общая потребность в тепловой мощности по потребителям от каждого энергоисточника, а также величины тепловых нагрузок, которые указаны в договорах теплоснабжения. Как видно, от ТЭЦ покрывается более 91% потребности в тепловой мощности.



**Рисунок 55 – Распределение общей потребности в тепловой мощности, Гкал/ч**

**Таблица 76 – Номинальная тепловая мощность потребителей, а также величины тепловых нагрузок, которые указаны в договорах теплоснабжения, по состоянию на 01.01.2019 г.**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Спрос на тепловую мощность, Гкал/ч					Собственные нужды промышленного предприятия, Гкал/ч					Тепловая нагрузка по прямым договорам организации-производителя тепловой энергии и потребителей, Гкал/ч					Договорная нагрузка конечных потребителей городской застройки, Гкал/ч						
		отопление	вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>	отопление	вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>	отопление	вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>	отопление	вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>		
<b>Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</b>																							
1	КТЭЦ	668,7	95,7	127,8	54,8	947,0						28,5	3,5	0,8	11,2	44,0	640,3	92,2	127,0	43,6	903,1		
2	ЗСТЭЦ	1165,9	0,0	86,0	138,8	1390,7	635,9			100,0	735,9	111,3			7,8	38,8	157,9	418,7			78,2	0,0	496,9
3	ЦТЭЦ	354,0	44,2	77,0	110,8	586,0						20,8	12,3	0,6	110,8	144,5	333,2	31,9	76,3	0,0	441,5		
<b>ИТОГО по ТЭЦ</b>		<b>2189</b>	<b>140</b>	<b>291</b>	<b>304</b>	<b>2924</b>	<b>636</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>100</b>	<b>736</b>	<b>161</b>	<b>16</b>	<b>9</b>	<b>161</b>	<b>346</b>	<b>1392</b>	<b>124</b>	<b>282</b>	<b>44</b>	<b>1842</b>		
<b>Котельные, находящиеся в эксплуатации ООО «Сибэнерго»</b>																							
4	Абашевская районная котельная	26,92	0,89	6,18	0,00	33,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	26,92	0,89	6,18	0,00	33,99		
5	Байдаевская центральная котельная № 2	27,46	1,32	5,81	0,00	34,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	27,46	1,32	5,81	0,00	34,59		
6	Зырянская районная котельная	42,92	2,38	12,85	0,00	58,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	42,92	2,38	12,85	0,00	58,16		
7	Котельная пос. Притомский	10,18	0,05	1,27	0,00	11,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,18	0,05	1,27	0,00	11,51		
8	Котельная № 19	0,44	0,00	0,01	0,00	0,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,44	0,00	0,01	0,00	0,45		
9	Котельная № 72	0,19	0,00	0,04	0,00	0,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,19	0,00	0,04	0,00	0,23		
10	Котельная УПК	0,26	0,00	0,01	0,00	0,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,26	0,00	0,01	0,00	0,27		
11	Котельная ОРК «Таргай»	0,51	0,00	0,09	0,00	0,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,51	0,00	0,09	0,00	0,60		
12	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	2,26	0,00	0,07	0,00	2,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,26	0,00	0,07	0,00	2,33		
13	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	2,47	0,00	0,10	0,00	2,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,47	0,00	0,10	0,00	2,58		
14	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	0,12	0,00	0,00	0,00	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,00	0,00	0,00	0,12		
15	Куйбышевская центральная котельная	46,69	3,00	10,01	0,00	59,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	46,69	3,00	10,01	0,00	59,70		
16	Котельная пос. Листвяги	5,23	0,07	3,55	0,00	8,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,23	0,07	3,55	0,00	8,85		
17	Котельная № 6	1,63	0,00	0,07	0,00	1,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,63	0,00	0,07	0,00	1,70		
18	Котельная Садопарковая	0,76	0,00	0,15	0,00	0,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,76	0,00	0,15	0,00	0,92		
19	Котельная №32 (БПОУ)	1,87	0,32	0,65	0,00	2,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,87	0,32	0,65	0,00	2,83		
20	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	0,44	0,00	0,04	0,00	0,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,44	0,00	0,04	0,00	0,48		
21	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	1,00	0,00	0,07	0,00	1,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,07	0,00	1,07		
22	Котельная проф. «Бунгурский»	0,34	0,00	0,08	0,00	0,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,34	0,00	0,08	0,00	0,41		
23	Котельная «РТС»	0,30	0,00	0,03	0,00	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,30	0,00	0,03	0,00	0,33		
24	Оздоровительного лагеря «Голубь»	0,19	0,00	0,03	0,00	0,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,19	0,00	0,03	0,00	0,22		
25	Котельная школа № 1	0,29	0,00	0,03	0,00	0,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,29	0,00	0,03	0,00	0,32		
26	Котельная школа № 23	0,21	0,00	0,01	0,00	0,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,00	0,01	0,00	0,22		
27	Котельная школа № 37	0,32	0,00	0,02	0,00	0,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,32	0,00	0,02	0,00	0,34		
28	Котельная школа № 43	0,30	0,00	0,01	0,00	0,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,30	0,00	0,01	0,00	0,31		
29	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	0,21	0,00	0,00	0,00	0,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,00	0,00	0,00	0,21		
30	Котельная школа № 16	0,23	0,00	0,01	0,00	0,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,23	0,00	0,01	0,00	0,24		
31	Котельная детского сада № 123	0,03	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,03		
32	Полосухинская	0,05	0,00	0,00	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,05		
33	Кузнецкая крепость	0,15	0,00	0,00	0,00	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	0,00	0,00	0,00	0,15		
34	Котельная НКХП	0,72	0,00	0,08	0,00	0,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,72	0,00	0,08	0,00	0,80		
<b>ИТОГО по котельным, находящимся в эксплуатации ООО «Сибэнерго»</b>		<b>174,7</b>	<b>8,0</b>	<b>41,3</b>	<b>0,0</b>	<b>224,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>174,7</b>	<b>8,0</b>	<b>41,3</b>	<b>0,0</b>	<b>224,0</b>		

№ п/п	Наименование теплоисточника	Спрос на тепловую мощность, Гкал/ч					Собственные нужды промышленного предприятия, Гкал/ч					Тепловая нагрузка по прямым договорам организации-производителя тепловой энергии и потребителей, Гкал/ч					Договорная нагрузка конечных потребителей городской застройки, Гкал/ч				
		отопление	вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>	отопление	вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>	отопление	вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>	отопление	вентиляция	ГВС <sub>ср</sub>	пар	сумма с ГВС <sub>ср</sub>
<b>Прочие котельные, от которых осуществляется регулируемое теплоснабжение</b>																					
35	Новоильинская газовая котельная	10,31	0,00	1,06	0,00	11,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,31	0,00	1,06	0,00	11,38
36	Котельная АО «Евразруда»	41,7	0,0	0,0	0,00	41,7	41,46	0,00	0,00	0,00	41,46	0,28	0,00	0,00	0,00	0,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
37	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	0,90	0,00	0,00	0,00	0,90	0,60	0,00	0,00	0,00	0,60	0,30	0,00	0,00	0,00	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
38	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный (ДВТУ-3)	10,23	0,00	0,00	0,00	10,23	6,87	0,00	0,00	0,00	6,87	3,36	0,00	0,00	0,00	3,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
39	Котельная ст. Абагур-Лесной ПМС-2	0,92	0,00	0,00	0,00	0,92	0,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,25	0,00	0,00	0,00	0,25
40	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точилино	2,30	0,00	0,00	0,00	2,30	1,54	0,00	0,00	0,00	1,54	0,76	0,00	0,00	0,00	0,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
41	Котельная ООО ТК «Садовая»	4,65	0,00	0,00	0,00	4,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,65	0,00	0,00	0,00	4,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
42	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	3,51	0,00	0,00	0,00	3,51	2,51	0,00	0,00	0,00	2,51	1,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>ИТОГО по прочим котельным, от которых осуществляется регулируемое теплоснабжение</b>		<b>74,6</b>	<b>0,0</b>	<b>1,1</b>	<b>0,0</b>	<b>75,6</b>	<b>53,7</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>53,0</b>	<b>10,3</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>10,3</b>	<b>10,6</b>	<b>0,0</b>	<b>1,1</b>	<b>0,0</b>	<b>11,6</b>
<b>ИТОГО по муниципальному образованию</b>		<b>2438</b>	<b>148</b>	<b>333</b>	<b>304</b>	<b>3223</b>	<b>690</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>100</b>	<b>789</b>	<b>171</b>	<b>16</b>	<b>9</b>	<b>161</b>	<b>357</b>	<b>1578</b>	<b>132</b>	<b>324</b>	<b>44</b>	<b>2077</b>

## **5.8. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии**

Выполненный для определения базового спроса на тепловую энергию статистический анализ фактического отпуска тепловой энергии с коллекторов источников централизованного теплоснабжения показал, что фактическая отпускаемая в тепловые сети величина тепловой энергии, пересчитанная на расчётное значение температуры наружного воздуха минус 39°C, ниже суммы договорных нагрузок потребителей и расчётных значений тепловых потерь.

Указанное обстоятельство чрезвычайно важно для разработки схемы теплоснабжения, кардинальным образом влияя на планируемые мероприятия по развитию источников теплоснабжения и тепловых сетей (принятие в расчёт договорных, но реально не достигаемых нагрузок может на порядок увеличить капитальные затраты на эти мероприятия, которые окажутся невостребованными). Расхождение, как можно предположить, обусловлено методическими погрешностями при расчёте проектных тепловых нагрузок, методическими погрешностями расчёта по укрупнённым показателям (объемам, площадям отапливаемых зданий). Снижение фактических нагрузок по сравнению с договорными величинами отчасти вызвано и тем, что некоторые потребители, относящиеся к категории промышленных, отключили часть своих теплопотребляющих установок, сохранив прежнюю договорную нагрузку.

Необходимо отметить, что массовые жалобы потребителей на недостаточное количество подаваемой тепловой в г. Новокузнецке отсутствуют. Возникающие жалобы связаны с локальными проблемами зон и отапливаемых объектов, а не с систематическим снижением проектного температурного графика централизованного отпуска теплоты 150/70, что даёт право заключить, что фактический, заниженный по сравнению с договорным, отпуск теплоты, оцененный по приборам учёта на коллекторах источников, в целом соответствует фактическим потребностям.

Методология определения и величины расчетных тепловых нагрузок конечных потребителей представлены в разделе 5.3.

В таблице 77 представлено сравнение величины расчетной нагрузки и фактической потребности в тепловой мощности конечных потребителей, по зоне действия каждого источника тепловой энергии.

Поскольку к источникам комбинированной выработки подключена наибольшая часть потребителей города, именно разница в расчетной и договорной нагрузке ТЭЦ предопределяет разницу в целом по городу, которая составляет 16%.

**Таблица 77 – Сравнение величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Нагрузка конечных потребителей (с учетом ГВС <sub>ср</sub> ), Гкал/ч		
		договорная	расчетная	отношение расчетной к договорной, %
<b>Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</b>				
1	КТЭЦ	947,0	656,3	69%
2	ЗСТЭЦ	1390,7	1150,9	83%
3	ЦТЭЦ	586,0	441,8	75%
<b>ИТОГО по ТЭЦ</b>		<b>2924</b>	<b>2249</b>	<b>77%</b>
<b>Котельные, находящиеся в эксплуатации ООО «Сибэнерго»</b>				
4	Абашевская районная котельная	33,99	14,92	44%
5	Байдаевская центральная котельная № 2	34,59	21,20	61%
6	Зыряновская районная котельная	58,16	41,93	72%
7	Котельная пос. Притомский	11,51	8,83	77%
8	Котельная № 19	0,45	0,25	56%
9	Котельная № 72	0,23	0,09	38%
10	Котельная УПК	0,27	0,36	135%
11	Котельная ОРК «Таргай»	0,60	0,65	109%
12	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	2,33	2,28	98%
13	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	2,58	1,96	76%
14	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	0,12	0,12	105%
15	Куйбышевская центральная котельная	59,70	42,55	71%
16	Котельная пос. Листвяги	8,85	4,97	56%
17	Котельная № 6	1,70	0,61	36%
18	Котельная Садопарковая	0,92	0,91	99%
19	Котельная №32 (БПОУ)	2,83	2,07	73%
20	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	0,48	0,06	12%
21	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	1,07	1,18	110%
22	Котельная проф. «Бунгурский»	0,41	0,29	70%
23	Котельная «РТРС»	0,33	0,29	87%
24	Оздоровительного лагеря «Голубь»	0,22	0,22	99%
25	Котельная школа № 1	0,32	0,27	85%
26	Котельная школа № 23	0,22	0,27	123%
27	Котельная школа № 37	0,34	0,38	110%
28	Котельная школа № 43	0,31	0,31	101%
29	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	0,21	0,17	82%
30	Котельная школа № 16	0,24	0,22	91%
31	Котельная детского сада № 123	0,03	0,04	110%
32	Полосухинская	0,05	0,72	1399%
33	Кузнецкая крепость	0,15	0,12	81%
34	Котельная НКХП	0,80	0,68	85%
<b>ИТОГО по котельным, находящимся в эксплуатации ООО «Сибэнерго»</b>		<b>224,0</b>	<b>148,9</b>	<b>66%</b>
<b>Прочие котельные, от которых осуществляется регулируемое теплоснабжение</b>				
35	Новоильинская газовая котельная	11,4	9,7	85%
36	Котельная АО «Евразруда»	41,7	35,6	85%
37	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	0,9	0,8	85%
38	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный (ДВТУ-3)	10,2	8,7	85%
39	Котельная ст. Абагур-Лесной ПМС-2	0,9	0,8	85%
40	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точилино	2,3	2,0	85%
41	Котельная ООО ТК «Садовая»	4,6	4,0	85%
42	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	3,5	3,0	85%
<b>ИТОГО по прочим котельным, от которых осуществляется регулируемое теплоснабжение</b>		<b>75,6</b>	<b>64,5</b>	<b>85%</b>
<b>ИТОГО по муниципальному образованию</b>		<b>3223</b>	<b>2462</b>	<b>76%</b>

## **6. БАЛАНСЫ ТЕПЛОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ**

### **6.1. 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**

По сравнению с базовым проектом Схемы теплоснабжения, балансы тепловой мощности скорректированы следующим образом:

- 1) Уточнена установленная, располагаемая и мощность «нетто» по всем источникам тепловой энергии;
- 2) Уточнена расчетная тепловая нагрузка на коллекторах теплоисточников, а также договорная и расчетная нагрузка конечных потребителей;
- 3) Изменен формат балансов тепловой мощности в соответствии с Приложением 6 Методических рекомендаций по разработке Схем теплоснабжения.

### **6.2. Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности «нетто», потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии**

В соответствии с п. 8 ПП РФ от 03.04.2018 г. №405 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», существующие и перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки составляются отдельно по горячей воде и пару.

В таблицах 78 и 79 представлены существующие и перспективные балансы тепловой мощности по горячей воде и пару, составленные в соответствии с Приложением 6 Методических рекомендаций по разработке Схем теплоснабжения.

При формальном подходе нецелесообразно разделять тепловые мощности энергоисточников по видам отпускаемого теплоносителя, т.к.:

- на ТЭЦ выработка тепловой энергии осуществляется от паровых турбин, при этом нагрев сетевой воды осуществляется в бойлерной установке, следовательно, наибольшая часть тепловой мощности «нетто» может быть отнесена на горячую воду;

- на котельных тепловая энергия может вырабатываться в паре, а отпуск в сеть происходит с горячей водой.

Учитывая вышесказанное, в таблице 80 представлены балансы тепловой мощности в целом, без разделения на горячую воду и пар.



**Таблица 78 – Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности «нетто», потерь тепловой мощности в тепловых сетях, договорной и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, без разделения по видам отпускаемого теплоносителя**

№ п/п	Наименование тепло-источника	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Потери располагаемой мощности, %	Собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность «нетто», Гкал/ч	Потери мощности в тепловой сети, Гкал/ч	Хозяйственные нужды тепловых сетей, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч		Резерв (+)/ дефицит (-) тепловой мощности по договорной нагрузке		Резерв (+)/ дефицит (-) тепловой мощности по расчетной нагрузке	
									договорная	расчетная	Гкал/ч	%	Гкал/ч	%
<b>Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</b>														
1	КТЭЦ	890	890	0,0%	29,8	860,2	74,6	0	947,0	656,3	-161,4	-18,8%	129,3	15,0%
2	ЗСТЭЦ	1308	1308	0,0%	36,0	1271,5	49,5	0	1390,7	1150,9	-168,7	-13,3%	71,1	5,6%
3	ЦТЭЦ	1215	801	34,1%	10,3	791,0	38,2	0	586,0	441,8	166,8	21,1%	311,0	39,3%
<b>ИТОГО по ТЭЦ</b>		<b>3413</b>	<b>2999</b>	<b>12,1%</b>	<b>76</b>	<b>2923</b>	<b>162</b>	<b>0</b>	<b>2924</b>	<b>2249</b>	<b>-163</b>	<b>-5,6%</b>	<b>511</b>	<b>17,5%</b>
<b>Котельные, находящиеся в эксплуатации ООО «Сибэнерго»</b>														
4	Абашевская районная котельная	60,0	46,5	22,5%	1,171	45,3	7,72	0	34,0	14,9	3,6	8,0%	22,7	50,1%
5	Байдаевская центральная котельная № 2	68,0	48,6	28,6%	1,153	47,4	3,80	0	34,6	21,2	9,0	19,0%	22,4	47,2%
6	Зырянская районная котельная	120,0	85,6	28,7%	2,044	83,6	6,14	0	58,2	41,9	19,3	23,1%	35,5	42,5%
7	Котельная пос. Притомский	31,8	20,6	35,2%	0,389	20,2	2,88	0	11,5	8,8	5,8	28,7%	8,5	42,0%
8	Котельная № 19	1,20	1,00	16,7%	0,018	1,0	0,03	0	0,45	0,25	0,51	51,4%	0,70	71,5%
9	Котельная № 72	0,30	0,29	3,3%	0,005	0,3	0,00	0	0,23	0,09	0,05	16,6%	0,19	67,9%
10	Котельная УПК	1,00	0,69	31,0%	0,013	0,7	0,03	0	0,27	0,36	0,38	55,6%	0,28	41,7%
11	Котельная ОРК «Таргай»	1,78	1,70	4,5%	0,035	1,7	0,22	0	0,60	0,65	0,84	50,5%	0,79	47,3%
12	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	6,25	4,86	22,2%	0,110	4,8	0,58	0	2,33	2,28	1,84	38,7%	1,88	39,7%
13	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	6,85	5,77	15,8%	0,098	5,7	0,57	0	2,58	1,96	2,52	44,5%	3,14	55,3%
14	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	0,70	0,70	0,0%	0,011	0,7	0,03	0	0,03	0,12	0,62	90,1%	0,53	77,5%
15	Куйбышевская центральная котельная	108,0	78,6	27,3%	1,412	77,1	8,65	0	59,70	42,55	8,79	11,4%	25,95	33,6%
16	Котельная пос. Листвяги	22,0	15,7	28,8%	0,204	15,5	1,06	0	8,85	4,97	5,56	35,9%	9,44	61,0%
17	Котельная № 6	3,00	1,10	63,3%	0,037	1,1	0,12	0	1,70	0,61	-0,75	-70,9%	0,34	31,6%
18	Котельная Садопарковая	2,75	2,70	1,8%	0,024	2,7	0,11	0	0,92	0,91	1,65	61,7%	1,66	62,1%
19	Котельная №32 (БПОУ)	3,20	2,36	26,3%	0,063	2,3	0,22	0	2,83	2,07	-0,75	-32,7%	0,01	0,4%
20	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	2,04	0,98	52,0%	0,021	1,0	0,13	0	0,48	0,06	0,35	36,5%	0,78	80,8%
21	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	1,89	1,43	24,3%	0,003	1,4	0,01	0	1,07	1,18	0,35	24,4%	0,24	16,5%
22	Котельная проф. «Бунгурский»	1,38	1,26	8,7%	0,020	1,2	0,34	0	0,41	0,29	0,48	39,1%	0,61	48,9%
23	Котельная «РТРС»	1,38	1,34	2,9%	0,015	1,3	0,01	0	0,33	0,29	0,98	73,8%	1,02	77,0%
24	Оздоровительного лагеря «Голубь»	1,38	0,91	34,1%	0,010	0,9	0,02	0	0,22	0,22	0,66	73,5%	0,66	73,6%
25	Котельная школа № 1	2,00	0,61	69,5%	0,014	0,6	0,01	0	0,32	0,27	0,26	44,2%	0,31	52,0%
26	Котельная школа № 23	2,00	0,70	65,0%	0,009	0,7	0,02	0	0,22	0,27	0,45	64,8%	0,40	57,2%
27	Котельная школа № 37	1,38	0,51	63,0%	0,015	0,5	0,01	0	0,34	0,38	0,14	29,0%	0,11	21,9%
28	Котельная школа № 43	2,00	0,69	65,5%	0,010	0,7	0,02	0	0,31	0,31	0,35	51,4%	0,35	50,9%
29	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	2,00	0,59	70,5%	0,017	0,6	0,11	0	0,21	0,17	0,25	44,3%	0,29	51,0%
30	Котельная школа № 16	1,20	0,48	60,0%	0,007	0,5	0,02	0	0,24	0,22	0,22	46,0%	0,24	50,4%
31	Котельная детского сада № 123	0,05	0,05	0,0%	0,003	0,0	0,00	0	0,03	0,04	0,01	29,8%	0,01	22,7%
32	Полосухинская	2,52	2,31	8,3%	0,018	2,3	0,11	0	0,05	0,72	2,13	93,1%	1,47	63,9%
33	Кузнецкая крепость	0,28	0,28	0,0%	0,000	0,3	0,01	0	0,15	0,12	0,11	40,7%	0,14	51,0%
34	Котельная НКХП	1,56	1,56	0,0%	0,000	1,6	0,04	0	0,80	0,68	0,72	46,1%	0,84	53,7%
<b>ИТОГО по котельным, находящимся в эксплуатации ООО «Сибэнерго»</b>		<b>460</b>	<b>330</b>	<b>28,2%</b>	<b>7</b>	<b>323</b>	<b>33</b>	<b>0</b>	<b>224</b>	<b>149</b>	<b>66</b>	<b>20,5%</b>	<b>141</b>	<b>43,7%</b>
<b>Прочие котельные, от которых осуществляется регулируемое теплоснабжение</b>														
35	Новоильинская газовая ко-	13,40	13,40	0,0%	0,000	13,40	0,57	0	11,4	9,7	1,5	10,9%	3,1	23,3%

№ п/п	Наименование теплоисточника	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Потери располагаемой мощности, %	Собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность «нетто», Гкал/ч	Потери мощности в тепловой сети, Гкал/ч	Хозяйственные нужды тепловых сетей, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч		Резерв (+)/ дефицит (-) тепловой мощности по договорной нагрузке		Резерв (+)/ дефицит (-) тепловой мощности по расчетной нагрузке		
									договорная	расчетная	Гкал/ч	%	Гкал/ч	%	
	тепловая														
36	Котельная АО «Евразруда»	46,00	46,00	0,0%	0,000	46,00	2,09	0	41,7	35,6	2,2	4,7%	8,3	18,1%	
37	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	0,96	0,96	0,0%	0,000	0,96	0,05	0	0,9	0,8	0,0	1,5%	0,1	15,3%	
38	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный (ДВТУ-3)	10,90	10,90	0,0%	0,000	10,90	0,51	0	10,2	8,7	0,2	1,5%	1,7	15,3%	
39	Котельная ст. Абагур-Лесной ПМС-2	2,40	2,40	0,0%	0,000	2,40	0,05	0	0,9	0,8	1,4	59,8%	1,6	65,4%	
40	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точилюно	2,45	2,45	0,0%	0,000	2,45	0,11	0	2,3	2,0	0,0	1,5%	0,4	15,3%	
41	Котельная ООО ТК «Садовая»	6,93	6,93	0,0%	0,000	6,93	0,23	0	4,6	4,0	2,1	29,6%	2,7	39,5%	
42	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	11,32	11,32	0,0%	0,000	11,32	0,18	0	3,5	3,0	7,6	67,4%	8,1	72,0%	
<b>ИТОГО по прочим котельным, от которых осуществляется регулируемое теплоснабжение</b>		<b>94</b>	<b>94</b>	<b>0,0%</b>	<b>0</b>	<b>94</b>	<b>4</b>	<b>0</b>	<b>76</b>	<b>65</b>	<b>15</b>	<b>15,9%</b>	<b>26</b>	<b>27,6%</b>	
<b>ИТОГО по муниципальному образованию</b>		<b>3967</b>	<b>3424</b>	<b>13,7%</b>	<b>83</b>	<b>3340</b>	<b>199</b>	<b>0</b>	<b>3223</b>	<b>2462</b>	<b>-82</b>	<b>-2,5%</b>	<b>679</b>	<b>20,3%</b>	

Таблица 79 – Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности «нетто», потерь тепловой мощности в тепловых сетях, договорной и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии по горячей воде

№ п/п	Наименование теплоисточника	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Потери располагаемой мощности, %	Собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность «нетто», Гкал/ч	Потери мощности в тепловой сети, Гкал/ч	Хозяйственные нужды тепловых сетей, Гкал/ч	Договорная присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч			Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах, Гкал/ч				Резерв (+)/ дефицит (-) тепловой мощности по договорной нагрузке		Резерв (+)/ дефицит (-) тепловой мощности по расчетной нагрузке	
									сумма	ОВ	ГВС <sub>ср</sub>	СУММА	ОВ	ГВС <sub>ср</sub>	потери в сети	Гкал/ч	%	Гкал/ч	%
<b>Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</b>																			
1	КТЭЦ	800	800	0,0%	22,6	777,4	74,6	0,0	892,21	764,42	127,79	685,90	523,74	87,56	74,60	-189,41	-24,4%	91,50	11,8%
2	ЗСТЭЦ	922	922	0,0%	36,0	886,0	49,5	0,0	1251,91	1165,89	86,02	1089,37	968,42	71,45	49,50	-415,41	-46,9%	-203,37	-23,0%
3	ЦТЭЦ	960	546	43,1%	10,3	536,0	38,2	0,0	475,21	398,23	76,98	424,57	323,82	62,60	38,15	22,64	4,2%	111,43	20,8%
<b>ИТОГО по ТЭЦ</b>		<b>2682</b>	<b>2268</b>	<b>15,4%</b>	<b>69</b>	<b>2199</b>	<b>162</b>	<b>0</b>	<b>2619</b>	<b>2329</b>	<b>291</b>	<b>2200</b>	<b>1816</b>	<b>222</b>	<b>162</b>	<b>-582</b>	<b>-26,5%</b>	<b>0</b>	<b>0,0%</b>
<b>Котельные, находящиеся в эксплуатации ООО «Сибэнерго»</b>																			
4	Абашевская районная котельная	60,0	46,5	22,5%	1,171	45,3	7,72	0	34,0	27,8	6,2	22,6	12,2	2,7	7,7	3,6	8,0%	22,7	50,1%
5	Байдаевская центральная котельная № 2	68,0	48,6	28,6%	1,153	47,4	3,80	0	34,6	28,8	5,8	25,0	17,6	3,6	3,8	9,0	19,0%	22,4	47,2%
6	Зырянская районная котельная	120,0	85,6	28,7%	2,044	83,6	6,14	0	58,2	45,3	12,9	48,1	32,7	9,3	6,1	19,3	23,1%	35,5	42,5%
7	Котельная пос. Притомский	31,8	20,6	35,2%	0,389	20,2	2,88	0	11,5	10,2	1,3	11,7	7,9	1,0	2,9	5,8	28,7%	8,5	42,0%
8	Котельная № 19	1,20	1,00	16,7%	0,018	0,98	0,03	0	0,45	0,44	0,01	0,28	0,25	0,01	0,03	0,51	51,4%	0,70	71,5%
9	Котельная № 72	0,30	0,29	3,3%	0,005	0,29	0,00	0	0,23	0,19	0,04	0,09	0,07	0,02	0,00	0,05	16,6%	0,19	67,9%
10	Котельная УПК	1,00	0,69	31,0%	0,013	0,68	0,03	0	0,27	0,26	0,01	0,39	0,35	0,02	0,03	0,38	55,6%	0,28	41,7%
11	Котельная ОРК «Таргай»	1,78	1,70	4,5%	0,035	1,67	0,22	0	0,60	0,51	0,09	0,88	0,56	0,10	0,22	0,84	50,5%	0,79	47,3%
12	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	6,25	4,86	22,2%	0,110	4,75	0,58	0	2,33	2,26	0,07	2,87	2,22	0,07	0,58	1,84	38,7%	1,88	39,7%
13	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	6,85	5,77	15,8%	0,098	5,67	0,57	0	2,58	2,48	0,10	2,53	1,88	0,08	0,57	2,52	44,5%	3,14	55,3%
14	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	0,70	0,70	0,0%	0,011	0,69	0,03	0	0,12	0,12	0,00	0,16	0,12	0,00	0,03	0,54	78,3%	0,53	77,5%

№ п/п	Наименование теплогенератора	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Потери располагаемой мощности, %	Собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность «нетто», Гкал/ч	Потери мощности в тепловой сети, Гкал/ч	Хозяйственные нужды тепловых сетей, Гкал/ч	Договорная присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч			Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах, Гкал/ч				Резерв (+)/ дефицит (-) тепловой мощности по договорной нагрузке		Резерв (+)/ дефицит (-) тепловой мощности по расчетной нагрузке	
									сумма	ОВ	ГВС <sub>ср</sub>	СУММА	ОВ	ГВС <sub>ср</sub>	потери в сети	Гкал/ч	%	Гкал/ч	%
15	Куйбышевская центральная котельная	80,0	50,6	36,8%	1,412	49,1	8,65	0	59,7	49,7	10,0	51,2	35,4	7,1	8,7	-19,2	-39,1%	-2,1	-4,2%
16	Котельная пос. Листвяги	22,0	15,7	28,8%	0,204	15,5	1,06	0	8,85	5,30	3,55	6,03	2,98	1,99	1,06	5,56	35,9%	9,44	61,0%
17	Котельная № 6	3,00	1,10	63,3%	0,037	1,06	0,12	0	1,70	1,63	0,07	0,73	0,59	0,02	0,12	-0,75	-70,9%	0,34	31,6%
18	Котельная Садопарковая	2,75	2,70	1,8%	0,024	2,68	0,11	0	0,92	0,76	0,15	1,01	0,75	0,15	0,11	1,65	61,7%	1,66	62,1%
19	Котельная №32 (БПОУ)	3,20	2,36	26,3%	0,063	2,30	0,22	0	2,83	2,18	0,65	2,29	1,60	0,47	0,22	-0,75	-32,7%	0,01	0,4%
20	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	2,04	0,98	52,0%	0,021	0,96	0,13	0	0,48	0,44	0,04	0,18	0,05	0,01	0,13	0,35	36,5%	0,78	80,8%
21	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	1,89	1,43	24,3%	0,003	1,43	0,01	0	1,07	1,00	0,07	1,19	1,10	0,08	0,01	0,35	24,4%	0,24	16,5%
22	Котельная проф. «Бунгурский»	1,38	1,26	8,7%	0,020	1,24	0,34	0	0,41	0,34	0,08	0,63	0,24	0,05	0,34	0,48	39,1%	0,61	48,9%
23	Котельная «РТРС»	1,38	1,34	2,9%	0,015	1,33	0,01	0	0,33	0,30	0,03	0,30	0,27	0,03	0,01	0,98	73,8%	1,02	77,0%
24	Оздоровительного лагеря «Голубь»	1,38	0,91	34,1%	0,010	0,90	0,02	0	0,22	0,19	0,03	0,24	0,19	0,03	0,02	0,66	73,5%	0,66	73,6%
25	Котельная школа № 1	2,00	0,61	69,5%	0,014	0,60	0,01	0	0,32	0,29	0,03	0,29	0,25	0,02	0,01	0,26	44,2%	0,31	52,0%
26	Котельная школа № 23	2,00	0,70	65,0%	0,009	0,69	0,02	0	0,22	0,21	0,01	0,30	0,26	0,01	0,02	0,45	64,8%	0,40	57,2%
27	Котельная школа № 37	1,38	0,51	63,0%	0,015	0,50	0,01	0	0,34	0,32	0,02	0,39	0,35	0,02	0,01	0,14	29,0%	0,11	21,9%
28	Котельная школа № 43	2,00	0,69	65,5%	0,010	0,68	0,02	0	0,31	0,30	0,01	0,33	0,30	0,01	0,02	0,35	51,4%	0,35	50,9%
29	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	2,00	0,59	70,5%	0,017	0,57	0,11	0	0,21	0,21	0,00	0,28	0,17	0,00	0,11	0,25	44,3%	0,29	51,0%
30	Котельная школа № 16	1,20	0,48	60,0%	0,007	0,47	0,02	0	0,24	0,23	0,01	0,23	0,21	0,01	0,02	0,22	46,0%	0,24	50,4%
31	Котельная детского сада № 123	0,05	0,05	0,0%	0,003	0,05	0,00	0	0,03	0,03	0,00	0,04	0,04	0,00	0,00	0,01	29,8%	0,01	22,7%
32	Полосухинская	2,52	2,31	8,3%	0,018	2,29	0,11	0	0,05	0,05	0,00	0,83	0,72	0,00	0,11	2,13	93,1%	1,47	63,9%
33	Кузнецкая крепость	0,28	0,28	0,0%	0,000	0,28	0,01	0	0,15	0,15	0,00	0,14	0,12	0,00	0,01	0,11	40,7%	0,14	51,0%
34	Котельная НКХП	1,56	1,56	0,0%	0,000	1,56	0,04	0	0,80	0,72	0,08	0,72	0,61	0,07	0,04	0,72	46,1%	0,84	53,7%
<b>ИТОГО по котельным, находящимся в эксплуатации ООО «Сибэнерго»</b>		<b>432</b>	<b>302</b>	<b>30,0%</b>	<b>6,9</b>	<b>295</b>	<b>33</b>	<b>0</b>	<b>224</b>	<b>183</b>	<b>41</b>	<b>182</b>	<b>122</b>	<b>27</b>	<b>33</b>	<b>38</b>	<b>13,0%</b>	<b>113</b>	<b>38,4%</b>
<b>Прочие котельные, от которых осуществляется регулируемое теплоснабжение</b>																			
35	Новоильинская газовая котельная	13,4	13,4	0,0%	0,0	13,40	0,57	0	11,38	10,31	1,06	10,27	8,80	0,91	0,57	1,46	10,9%	3,13	23,3%
36	Котельная АО «Евразруда»	46,0	46,0	0,0%	0,0	46,00	2,09	0	41,73	41,73	0,00	37,69	35,60	0,00	2,09	2,18	4,7%	8,31	18,1%
37	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	0,96	0,96	0,0%	0,0	0,96	0,05	0	0,90	0,90	0,00	0,81	0,77	0,00	0,05	0,01	1,5%	0,15	15,3%
38	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный (ДВТУ-3)	10,9	10,9	0,0%	0,0	10,90	0,51	0	10,23	10,23	0,00	9,24	8,73	0,00	0,51	0,16	1,5%	1,66	15,3%
39	Котельная ст. Абагур-Лесной ПМС-2	2,40	2,40	0,0%	0,0	2,40	0,05	0	0,92	0,92	0,00	0,83	0,78	0,00	0,05	1,43	59,8%	1,57	65,4%
40	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точирино	2,45	2,45	0,0%	0,0	2,45	0,11	0	2,30	2,30	0,00	2,08	1,96	0,00	0,11	0,04	1,5%	0,37	15,3%

№ п/п	Наименование теплоисточника	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Потери располагаемой мощности, %	Собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность «нетто», Гкал/ч	Потери мощности в тепловой сети, Гкал/ч	Хозяйственные нужды тепловых сетей, Гкал/ч	Договорная присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч			Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах, Гкал/ч				Резерв (+)/ дефицит (-) тепловой мощности по договорной нагрузке		Резерв (+)/ дефицит (-) тепловой мощности по расчетной нагрузке	
									сумма	ОВ	ГВС <sub>ср</sub>	СУММА	ОВ	ГВС <sub>ср</sub>	потери в сети	Гкал/ч	%	Гкал/ч	%
41	Котельная ООО ТК «Садовая»	6,93	6,93	0,0%	0,0	6,93	0,23	0	4,65	4,65	0,00	4,20	3,96	0,00	0,23	2,05	29,6%	2,73	39,5%
42	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	11,3	11,3	0,0%	0,0	11,32	0,18	0	3,51	3,51	0,00	3,17	3,00	0,00	0,18	7,63	67,4%	8,15	72,0%
<b>ИТОГО по прочим котельным, от которых осуществляется регулируемое теплоснабжение</b>		<b>94</b>	<b>94</b>	<b>0,0%</b>	<b>0</b>	<b>94</b>	<b>4</b>	<b>0</b>	<b>76</b>	<b>75</b>	<b>1</b>	<b>68</b>	<b>64</b>	<b>1</b>	<b>4</b>	<b>15</b>	<b>15,9%</b>	<b>26</b>	<b>27,6%</b>
<b>ИТОГО по муниципальному образованию</b>		<b>3209</b>	<b>2665</b>	<b>16,9%</b>	<b>76</b>	<b>2589</b>	<b>199</b>	<b>0</b>	<b>2919</b>	<b>2586</b>	<b>333</b>	<b>2450</b>	<b>2002</b>	<b>249</b>	<b>199</b>	<b>-529</b>	<b>-20,4%</b>	<b>139</b>	<b>5,4%</b>

Таблица 80 – Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности «нетто», потерь тепловой мощности в тепловых сетях, договорной и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии по пару

№ п/п	Наименование теплоисточника	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Потери располагаемой тепловой мощности, %	Собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность «нетто», Гкал/ч	Потери мощности в тепловой сети, Гкал/ч	Хозяйственные нужды паровых сетей, Гкал/ч	Договорная технологическая нагрузка, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка в паре			Резерв (+)/ дефицит (-) тепловой мощности по договорной нагрузке		Резерв (+)/ дефицит (-) тепловой мощности по расчетной нагрузке		
										СУММА	технологическая	потери в сети	Гкал/ч	%	Гкал/ч	%	
<b>Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</b>																	
1	КТЭЦ	90	90	0,0%	7,2	82,8	0,0	0	54,8	45,0	45,0	0,0	28,0	34%	37,8	46%	
2	ЗСТЭЦ	386	386	0,0%	0,0	385,5	0,0	0	138,8	111,0	111,0	0,0	246,7	64%	274,5	71%	
3	ЦТЭЦ	255	255	0,0%	0,0	255,0	0,0	0	110,8	55,4	55,4	0,0	144,2	57%	199,6	78%	
<b>ИТОГО по ТЭЦ</b>		<b>731</b>	<b>731</b>	<b>0,0%</b>	<b>7</b>	<b>723</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>304</b>	<b>211</b>	<b>211</b>	<b>0</b>	<b>419</b>	<b>57,9%</b>	<b>512</b>	<b>70,8%</b>	
<b>Котельные, находящиеся в эксплуатации ООО «Сибэнерго»</b>																	
15	Куйбышевская центральная котельная	28,0	28,0	0,0%	0,000	28,0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	28,0	100%	28,0	100%	
<b>ИТОГО по котельным, находящимся в эксплуатации ООО «Сибэнерго»</b>		<b>28</b>	<b>28</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0</b>	<b>28</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>28</b>	<b>100,0%</b>	<b>28</b>	<b>100,0%</b>	
<b>Прочие котельные, от которых осуществляется регулируемое теплоснабжение</b>																	
<b>ИТОГО по муниципальному образованию</b>		<b>759</b>	<b>759</b>	<b>0,0%</b>	<b>7</b>	<b>751</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>304</b>	<b>211</b>	<b>211</b>	<b>0</b>	<b>447</b>	<b>59,5%</b>	<b>540</b>	<b>71,9%</b>	

### **6.3. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности «нетто» по каждому источнику тепловой энергии**

Величина резервов тепловой мощности «нетто» по каждому источнику тепловой энергии представлена в таблицах выше.

1. При рассмотрении существующих балансов тепловой энергии по договорным нагрузкам дефициты тепловой мощности свойственны для систем централизованного теплоснабжения на базе КТЭЦ и ЗСТЭЦ. По системам теплоснабжения на базе муниципальных и ведомственных котельных свойственны резервы тепловой мощности. Наибольший дефицит тепловой мощности 161,4 (18,8%) характерен СЦТ от КТЭЦ.

2. При учете фактических нагрузок во всех системах теплоснабжения отмечен резерв тепловой мощности, достаточный для качественного и надежного теплоснабжения потребителей.

### **6.4. 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**

Системы централизованного теплоснабжения запроектированы на центральное качественное регулирование отпуска тепловой энергии на источниках теплоснабжения. Проектный температурный график по зонам теплоснабжения от Новокузнецких ТЭЦ 150-70°C и действует до настоящего времени, но со «срезкой» до 125°C по всем ТЭЦ. Температурные графики по отпуску тепла от теплоисточников ежегодно разрабатываются и согласовываются и утверждаются теплосетевыми организациями.

Основной задачей регулирования отпуска теплоты в системах теплоснабжения является поддержание заданной температуры теплоносителя в подающих трубопроводах тепловой сети при изменяющихся в течение отопительного периода внешних климатических условиях.

Для оценки существующих гидравлических режимов тепловых сетей от ТЭЦ города Новокузнецка и крупных муниципальных котельных Байдаевская, Абашевская, Зыряновская, Притомская, Куйбышевская и Листвяги с точки зрения имеющихся резервов (дефицитов) пропускной способности были выполнены гидравлические расчеты с применением ПК ZuluThermo 7.0, а именно:

От КТЭЦ в Кузнецкий, Центральный, Орджоникидзевский районы. Ситуационный план существующих тепловыводов КТЭЦ от главного корпуса КТЭЦ и от водогрейной котельной КТЭЦ приведен в разделе 2:

- От ЗСТЭЦ в Заводской и Новоильинский районы;

- От ЦТЭЦ в Центральный и Куйбышевский районы;
- От котельных:
  - Орджоникидзевский район:
    - Байдаевской ЦК;
    - Зыряновской РК;
    - Абашевской РК;
    - Притомской.
  - Куйбышевский район:
    - Куйбышевской ЦК;
    - Листвяги в пос. Листвяжный.

Гидравлические режимы разработаны с учетом располагаемых напоров сетевых насосов и подпиточных насосов на источниках тепла, а также насосов на подающих и обратных трубопроводах в насосных станциях.

### ***Кузнецкая ТЭЦ***

Возможность передачи тепловой энергии до самого дальнего потребителя, а также возможность подключения новых потребителей к системе централизованного теплоснабжения характеризует зимний режим работы тепловых сетей. Характеристики зимнего гидравлического режима приведены в таблицах ниже.

**Таблица 81 – Зимний гидравлический режим работы тепловых сетей от КТЭЦ**

Источник теплоснабжения	Давление в трубопроводе, кгс/см <sup>2</sup>	
	Подающем, P <sub>1</sub>	Обратном, P <sub>2</sub>
КТЭЦ, БУ-1	10,8	2,5
КТЭЦ, БУ-2	11,2	2,5
КТЭЦ, БУ-3	11,6	2,1
ВК	10,8	3,5

**Таблица 82 – Зимний гидравлический режим работы ПНС в системе теплоснабжения КТЭЦ**

Источник теплоснабжения	Давление в трубопроводе, кгс/см <sup>2</sup>			
	Подающем		Обратном	
	P <sub>1</sub> <sup>нз</sup>	P <sub>1</sub> <sup>вз</sup>	P <sub>2</sub> <sup>нз</sup>	P <sub>2</sub> <sup>вз</sup>
ПНС-11	3,7	8,4	4,2	13,1
ПНС-15	5,7	8,2	2,4	6,8

### ***Западно-Сибирская ТЭЦ***

Возможность передачи тепловой энергии до самого дальнего потребителя, а также возможность подключения новых потребителей к системе централизованного теплоснабжения характеризует зимний режим работы тепловых сетей. Характеристики зимнего гидравлического режима приведены в таблицах ниже.

**Таблица 83 – Зимний гидравлический режим работы тепловых сетей от ЗСТЭЦ**

Источник теплоснабжения	Давление в трубопроводе, кгс/см <sup>2</sup>	
	Подающем, P <sub>1</sub>	Обратном, P <sub>2</sub>
Заводской р-н	11,1	3,0
Новоильинский р-н	11,4	3,7

**Таблица 84 – Зимний гидравлический режим работы ПНС в системе теплоснабжения ЗСТЭЦ**

Источник теплоснабжения	Давление в трубопроводе, кгс/см <sup>2</sup>			
	Подающем		Обратном	
	P <sub>1</sub> <sup>вз</sup>	P <sub>1</sub> <sup>вз</sup>	P <sub>2</sub> <sup>вз</sup>	P <sub>2</sub> <sup>вз</sup>
ПНС-16	9,2	12,5	5,0	10,2

### *Центральная ТЭЦ*

Располагаемый напор на тепловом выводе от ЦТЭЦ составляет 56 м вод. ст. Давление в подающем трубопроводе – 85 м вод. ст., в обратном – 29 м вод. ст.

От тепловых камер ТК-6п (подача Ду700 мм, обратка Ду600 мм) и ТК-6л (2Ду700 мм) до тепловой камеры ТК-8 по ул. Курако, в которой происходит разделение на 3 магистрали:

➤ От ТК-8 по ул. Курако далее по ул. Курако до ТК-20 тепломагистраль 2Ду 700мм, протяженностью 1453 м с удельными потерями до ТК-16 более 6,5-7,4 мм/м, скоростью 1,7-1,8 м/с с давлением в обратном трубопроводе 39-44 м вод. ст., что позволяет присоединение потребителей по зависимой схеме.

➤ От ТК-8 по ул. Курако магистраль по ул. Орджоникидзе диаметром головного участка 2Ду700 мм, протяженностью 2101 м до ТК-12 по пр. Metallургов диаметром 2Ду700 мм с удельными линейными потерями 3,3-4,9 мм/м, скоростью 1,2-1,5 м/сек и давлением в обратном трубопроводе в пределах 39-49 м вод, ст., что позволяет подключение потребителей по зависимой схеме.

➤ От ТК-8 по ул. Курако магистраль по пр. Строителей диаметром головного участка 2Ду400 мм и далее по пр. Строителей и ул. Фестивальная средним диаметром 400 мм протяженностью 2475 м с удельными линейными потерями в пределах 1,2-8,5 мм/м, скоростью в пределах 0,4-1,4 м/сек с давлением в обратном трубопроводе в пределах 39-47 м, что позволяет присоединение потребителей по зависимой схеме.

## **6.5. Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения**

Балансы тепловой мощности составлены как по договорной, так и по расчетной нагрузке потребителей. В ходе анализа балансов в системе теплоснабжения было выявлено, что КТЭЦ и ЗСТЭЦ имеет дефициты тепловой мощности, если принимать во внимание договорную нагрузку потребителей.

При этом все источники тепловой энергии имеют резервы тепловой мощности по фактической нагрузке. Анализ функционирования систем теплоснабжения от КТЭЦ и ЗСТЭЦ свидетельствует, что влияние дефицита тепловой мощности на качество теплоснабжения конечных потребителей незначительно. В графическом виде балансы тепловой мощности представлены на рисунке ниже.

Поскольку расчетная нагрузка представляет собой величину достигнутого максимума, пересчитанного на расчетную температуру (т.е. немного больше, чем фактически было отпущено за отчетный период), следует констатировать отсутствие негативных последствий на качество теплоснабжения потребителей.

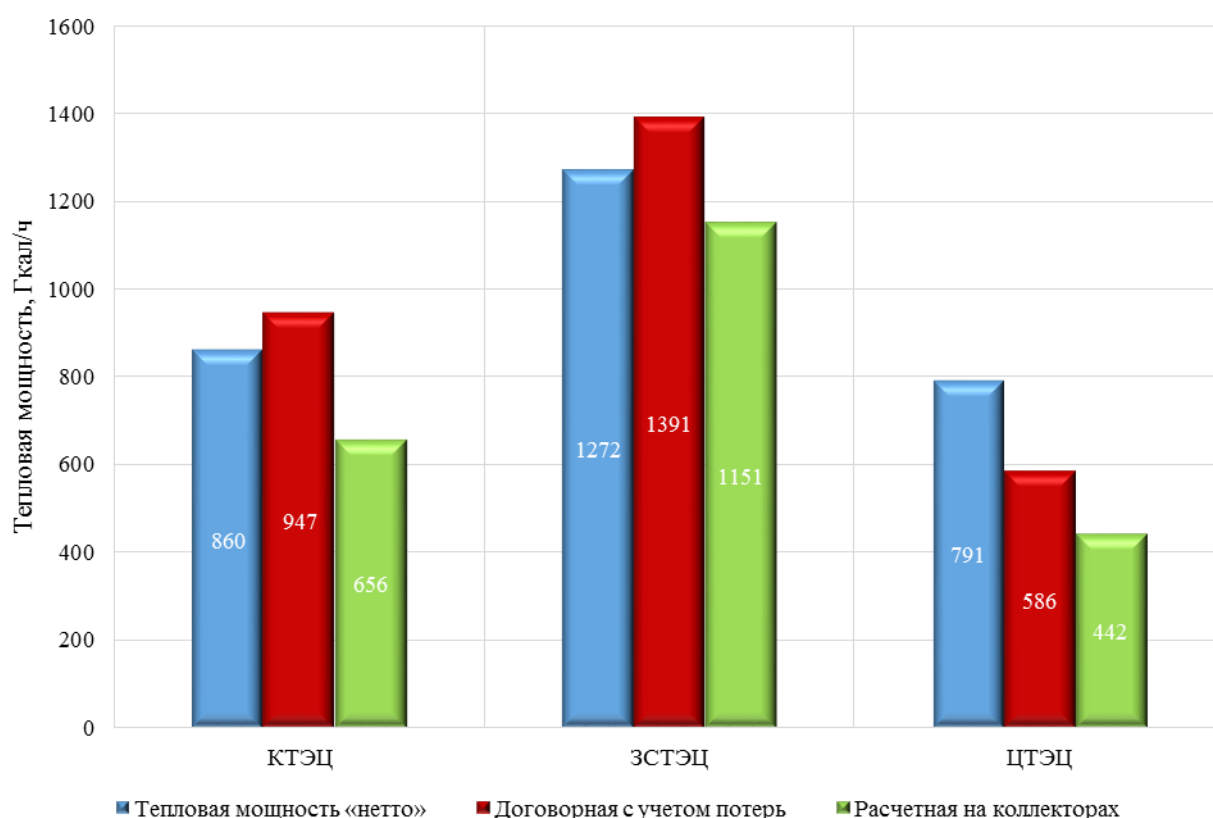


Рисунок 56 – Баланс тепловой энергии в системе теплоснабжения на базе ТЭЦ

### **6.6. Описание резервов тепловой мощности «нетто» источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности**

Все источники тепловой энергии по состоянию на базовый период актуализации Схемы теплоснабжения имеют достаточные резервы тепловой мощности «нетто» по расчетной присоединенной нагрузке. Расширение технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности «нетто» в зоны действия с дефицитом тепловой мощности не требуется.



## 7. БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

### 7.1. 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

За период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, произошли изменения объемов тепловых сетей за счет прироста тепловой нагрузки, что незначительно повлияло на существующие и перспективные балансы производительности ВПУ и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах.

### 7.2. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть

Источником холодного водоснабжения источников тепловой энергии, расположенных в административных границах Новокузнецкого городского округа, является городской водопровод (для КТЭЦ – собственный водозабор из р. Томь).

#### *Кузнецкая ТЭЦ*

Химический цех Кузнецкой ТЭЦ состоит из 2-х отдельно стоящих самостоятельных зданий.

В одном здании (ХВО) находятся две схемы обработки воды:

1. Схема обработки воды для подпитки теплосети с предварительной коагуляцией и доочисткой механическими фильтрами, далее – одноступенчатое Na-катионирование, подкисление серной кислотой, декарбонизация и корректирующее подщелачивание.

2. Схема подготовки воды для подпитки котлов – 2-хступенчатое обессоливание с предварительной коагуляцией и доочисткой в механических фильтрах.

Схема 2-хступенчатого обессоливания состоит из Н и ОН фильтров первой и второй ступеней с промежуточной декарбонизацией перед ОН-фильтрами II ступени и далее амминирование.

Во втором здании (ОВК-1) находится две схемы обработки воды:

1. Схема обработки воды для подпитки теплосети аналогична уже существующей с предварительной коагуляцией и доочисткой в механических фильтрах, далее подкисление серной кислотой с одноступенчатым Na-катионированием и декарбонизацией.

Вторая схема для подпитки котлов состоит из двухступенчатого умягчения в Натрионитовых фильтрах.

Сырая вода для химцеха (ХВО) подается из турбинного цеха со сбросного водовода насосами сырой воды Т-25-30°С по двум трубопроводам и далее обрабатывается по выше описанным схемам.

Сырая вода для химцеха (ОВК-1) подается от напорных трубопроводов насосной 2-го подъема по двум трубопроводам с температурой наружного воздуха на три подогревателя сырой воды, где она нагревается до температуры 30-35°С и далее обрабатывается описанным выше.

Производительность химводоочистки в здании ХВО (главный корпус) и ОВК-1 (объединенный вспомогательный корпус рядом с водогрейной котельной) в отопительный период – 2500 т/ч, в паводок, в летний период – 1720 т/ч.

Оборудование водоподготовительной установки – фильтры механические и Натрионитовые.

На станции установлено 3 бака-аккумулятора: два №1 и №2 емкостью по 10000 м<sup>3</sup> в районе котельной и один емкостью 2000 м<sup>3</sup> в районе главного корпуса.

На тепловых сетях установлено 2 бака-аккумулятора на ПНС-12 емкостью по 3000 м<sup>3</sup>.

Фактическая подпитка тепловых сетей в 2015 году составила 7372877 т/год (842 т/ч).

### ***ЗС ТЭЦ***

На ЗС ТЭЦ имеется две очереди химводоочистки (ХВО):

#### *Схема обессоливания*

ВПУ для подпитки котлов высокого давления работает по схеме параллельного двухступенчатого обессоливания:

ХВО №1 (ввод в эксплуатацию – 1963 год):

Коагуляция сернокислым алюминием при окисляемости исходной воды больше 2,0 мг/дм<sup>3</sup>, осветлители (3 шт.) – баки осветленной воды (2 шт.) – насосы перекачки из промбака (2 шт.) – механические фильтры (4 шт.) – водород-катионитовые фильтры 1 ступени (4 шт.) – анионитовые фильтры 1 ступени (4 шт.) – декарбонизатор (2 шт.) – баки частично-обессоленной воды (2 шт.) – насосы частично-обессоленной воды (3 шт.) – водород-катионитовые фильтры 2 ступени (3 шт.) – анионитовые фильтры 2 ступени (4 шт.).

Производительность установки Q = 200 м<sup>3</sup>/ч. ХВО №2 (ввод в эксплуатацию – 1975 год):

Коагуляция сернокислым алюминием в паводок, осветлители (6 шт.) – баки осветленной воды (2 шт.) – насосы осветленной воды (3 шт.) – механические фильтры (10 шт.) – водород-катионитовые фильтры 1 ступени (3 шт.) – анионитовые фильтры 1 ступени (3 шт.) – декарбонизатор (1 шт.) – баки частично-обессоленной воды (2 шт.) – насосы частично-обессоленной

воды (2 шт.) – водород-катионитовые фильтры 2 ступени (2 шт.) – анионитовые фильтры 2 ступени (3 шт.).

Производительность установки  $Q = 50 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

*Схема приготовления хим. очищенной воды*

Умягченная вода для подпитки теплосети ЗС ТЭЦ подготавливается по схеме параллельного одноступенчатого Na-катионирования.

ХВО № 1 – Проектная производительность водоподготовительной установки по химически очищенной воде 900 т/ч.

Описание технологического процесса и схемы:

Одной из важных стадий в процессе очистки природных вод является процесс осветления воды методом коагуляции. На ХВО-1 установлены осветлители ЦНИИ МПС (осветлители №1,2) производительностью  $100 \text{ м}^3/\text{ч}$  и осветлитель ЦНИИ-1(осветлитель №3) производительностью  $150 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

В качестве коагулянта используется оксихлорид алюминия  $\text{Al}_2(\text{OH})_5\text{Cl}$ .

На предочистку в осветлители исходная вода из реки Томь подается подогретой до  $25^\circ\text{C}$  в подогревателях сырой воды турбинного цеха. После осветлителей вода собирается в баки осветленной воды и из баков насосами осветленной воды подается на механические вертикальные однокамерные фильтры ФИПа-I-3,0-0,6 – 4 шт. В качестве фильтрующего материала загружен малозольный термостойкий дробленый антрацит, работающий при температуре до  $100^\circ\text{C}$  и значения pH в пределах от 4 до 10.

Умягчение воды путем Na-катионирования заключается в фильтровании ее через слой катионита Ку 2-8, содержащего в качестве обменных ионов катионы натрия. На ХВО №1 установлено 9 Na-катионитовых фильтров ФИПа-I-3,0-0,6

ХВО № 2 - Проектная производительность водоподготовки по химически очищенной воде 1250 т/час.

На ХВО №2 установлены осветлители тип ЦНИИ-3 производительностью  $Q=450 \text{ м}^3/\text{ч}$  (6 шт.), горизонтальные механические фильтры ФОГ-2-3,0-0,6 (9 шт.), вертикальные однокамерные механические фильтры ФИПа-I-3,4-0,6, Na-катионитовых фильтров ФИПа-I-3,4-0,6 (10 шт.).

*Система очистки сточных вод ХВО (нейтрализация)*

ХВО№1. Шламовые воды с осветлителей сбрасываются в промливневую канализацию и далее – в левый промливневый коллектор АО «Западно-Сибирский металлургический комбинат» (в количестве 2,6 т/ч).

Кислые и щелочные воды обессоливающей установки поступают в баки нейтрализации №1,3,4  $V = 50 \text{ м}^3$ ,  $V = 140 \text{ м}^3$ ,  $V = 200 \text{ м}^3$ . После нейтрализации воды поступают в дренажный бак  $V = 12 \text{ м}^3$ , откуда насосами перекачки сбросных вод откачиваются в баки осветленной воды ГЗУ котельного цеха (КЦ) (в количестве 60 т/ч).

Засоленные воды с Na-катионитовых фильтров и дренажные воды с высокоосновных фильтров поступают в баки осветленной воды ГЗУ КЦ (в количестве 72 т/ч).

ХВО№2. Шламовые воды с осветлителей собираются в приямок шламовых вод  $V = 15 \text{ м}^3$  и насосами шламовых вод откачиваются в баки осветленной воды ГЗУ КЦ или в промливневую канализацию (в количестве 16,8 т/ч).

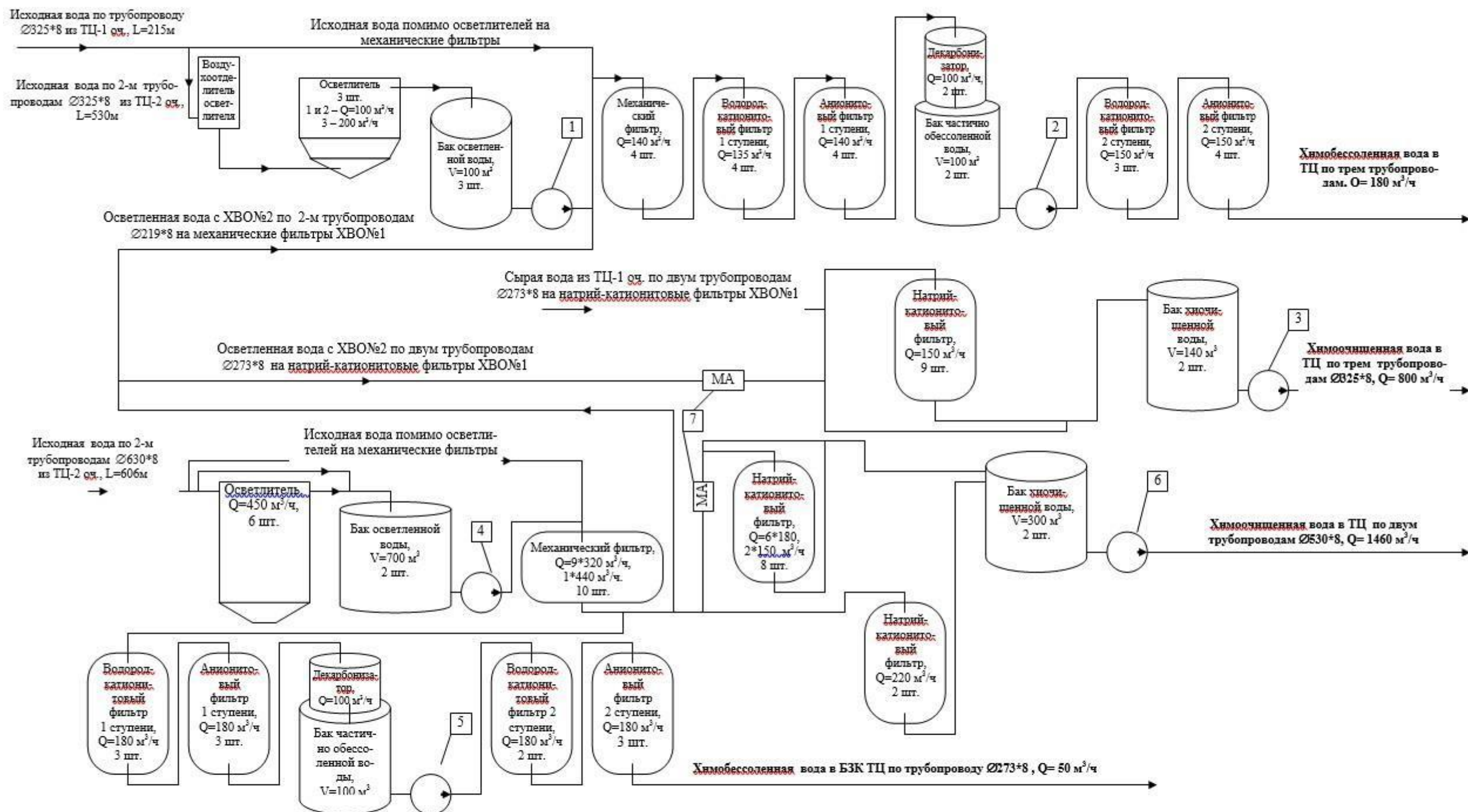
Дренажные воды с механических фильтров поступают в промливневую канализацию или через 2 бака сбора промывочных вод механических фильтров  $V = 185 \text{ м}^3$  каждый в шламовый приямок, затем насосами шламовых вод подаются по двум трубопроводам в баки осветленной воды ГЗУ КЦ (в количестве 16,5 т/ч). Дренажные воды из баков сбора промывочных вод повторно не могут использоваться из-за низкого давления на насосах перекачки из баков в трубопроводы сырой воды на осветлители.

Кислые и щелочные воды обессоливающей установки, а также засоленные №1 и 2  $V = 400 \text{ м}^3$  каждый. После нейтрализации воды насосами перекачки воды с Na-катионитовых фильтров поступают в баки нейтрализации дренажных вод направляются в баки осветленной воды ГЗУ КЦ (в количестве 131,8 т/ч).

Технологическая схема водоподготовки приведена на рисунке ниже.

**Питьевое водоснабжение** комбината с субабонентами осуществляется водой из сетей ЗАО «Водоканал», подземной водой из собственных скважин и водой от ЗС ТЭЦ (горячее водоснабжение). Подача питьевой на ЗС ТЭЦ осуществляется от сетей комбината в количестве 100-130 тыс.  $\text{м}^3/\text{год}$ .

Водоотведение хозяйственно-бытовых сточных вод ЗС ТЭЦ осуществляется в хоз. бытовую канализацию ЗСМК и далее на городские очистные сооружения, находящиеся в ведении ЗАО «Водоканал».



№ позиции	Наименование оборудования	Количество	Марка	Техническая характеристика						
1	Насос перекачки из <del>помылки</del> XBO№1	2	1 - 6НДВ 2 - 1Д315-71УХЛ	1 - Q=315 м³/ч, H=85 м.вд.ст. 2 - Q=315 м³/ч, H=85 м.вд.ст.						
2	Насос частично-обессоленной воды XBO№1	3	K100-85-250	Q=100 м³/ч, H=80 м.вд.ст.		Подпись	Дата	Технологическая схема водоподготовки		
3	Насос химочищенной воды XBO№1	3	10Д-6	Q=500 м³/ч, H=76 м.вд.ст.	Выполнил					
4	Насос осветленной воды XBO№2	3	300Д-90	Q=900 м³/ч, H=70 м.вд.ст.	Начальник ХЦ					
5	Насос частично-обессоленной воды XBO№2	2	K100-85-250	Q=100 м³/ч, H=80 м.вд.ст.	Начальник ТС					
6	Насос химочищенной воды XBO№2	3	200Д-60	Q=720 м³/ч, H=80 м.вд.ст.	Главинженер					
7	Магнитный аппарат	5		Q=380 м³/ч				Химический цех.		

Рисунок 57 – Технологическая схема XBO ЗС ТЭЦ

На тепловых сетях установлено 3 бака на ПНС-16 емкостью по 3000 м<sup>3</sup>.

### *Центральная ТЭЦ*

Химводоочистка ЦТЭЦ размещается в 2-х зданиях: ХВО №1, ХВО №2 и ХВО №3, состоящая из главного корпуса и склада реагентов.

Водоснабжение объектов ООО «Центральная ТЭЦ» осуществляется по двум системам водоснабжения:

- системе хозяйственно-питьевого водоснабжения;
- системе технического водоснабжения.

Обеспечение хозяйственно-питьевых нужд предприятия осуществляется от насосно-фильтровой станции №1 АО «ЕВРАЗ ЗСМК».

Источником водоснабжения на технические нужды ЦТЭЦ является р. Томь

ХВО №1 введена в эксплуатацию в 1936 году. Назначение ХВО №1 – приготовление прозрачной, освобожденной от механических примесей и коллоидных веществ умягченной воды.

ХВО №1 работает по схеме: коагуляция – фильтрация через механические фильтры, двухступенчатое натрий-катионирование – последовательная фильтрация через катионитовые фильтры первой ступени, затем через катионитовые фильтры второй ступени (барьерные фильтры).

Химочищенная вода ХВО № 1 является добавочной водой к питательной воде для подпитки котлов ТЭЦ и восполнения потерь пара и конденсата в цикле станции. Установленная производительность 800 т/час.

ХВО №2 введена в эксплуатацию в 1961 году. Производит подготовку воды для подпитки теплосети, работающей по схеме открытого горячего водоразбора. ХВО №2 работает по схеме: прямоточная коагуляция, осветление на механических фильтрах, одноступенчатое натрий-катионирование (умягчение на катионитовых фильтрах), подогрев в теплообменниках, деаэрация (удаление агрессивных газов: кислорода и углекислоты), охлаждение в теплообменнике. Производительность – 900 т/ч, в паводковый период производительность снижается до 600 т/ч.

ХВО №3 введена в эксплуатацию в 1983 году. Назначение ХВО №3 – приготовление прозрачной, освобожденной от механических примесей и коллоидных веществ умягченной деаэрированной воды, предназначенной для восполнения потерь сетевой воды теплосети города, работающей по схеме открытого горячего водоснабжения.

ХВО №3 работает по схеме: коагуляция, осветление в осветлителях, подкисление, подогрев в теплообменнике, деаэрация, охлаждение в теплообменнике. Производительность 600 т/ч, в паводковый период 500 т/ч.

Суммарная производительность ХВО №№ 2 и 3, работающих на теплосеть, составляет 1500 т/ч, из них до 00 т/ч потребляет комбинат и до 1100 т/ч потребляет город.

### *Локальные котельные*

Характеристики водоподготовительных установок для подготовки химочищенной воды для подпитки теплосети по наиболее крупным муниципальным котельным приведены ниже.

На мелких котельных установлена химводоочистка типов «Система комплексной очистки «Альтсофт» ASM-350 QDA-5,4М3/4, ASM-200 QDA-2,5М3/4, ASM-150 QDA-5,4М3/Н и фильтр осветленный вертикальный ФОВ-1,4-0,6, производительностью 16 м<sup>3</sup>/ч.

Исходной водой химводоочистки используется вода питьевого качества из сети ЗАО «Водоканал». Показатели подпиточной воды соответствуют нормативным требованиям.

**Таблица 85 – Характеристики водоподготовительных установок для подготовки химочищенной воды для подпитки теплосети по наиболее крупным муниципальным котельным**

Наименование	Марка	Кол-во, шт.	Производительность, м <sup>3</sup> /ч		Кол-во анализов в сутки
			согласно паспорту	суммарная	
<b>котельные Куйбышевского района</b>					
<i>Куйбышевская Центральная котельная</i>					
деаэратор атмосферного давления	ДА-50/25	1	50	50	42
фильтр ионитный параллельно-точный	ФИПаI-2,0-0,6Na	3	80	240	
фильтр Na-катионитный параллельно-точный	ФИПаII -1,0-0,6Na	2	40	80	
<i>Котельная поселка Листвяги</i>					
фильтр осветлительный вертикальный	ФОВ-1,4-0,6	6	16	96	13
установка дозирования комплексоната	ЭКО 1-16	1	0,016	0,016	
<i>Котельная по ул.Садопарковая</i>					
фильтр осветлительный вертикальный	ФОВ-1,4-0,6	1	16	16	12
<i>Котельная Абагуровский разъезд - 1</i>					
система комплексной очистки "Альтсофт"	ASM-200 QDA	1	2,5	2,5	12
<i>Котельная Абагуровский разъезд - 2</i>					
система комплексной очистки "Альтсофт"	ASM-350 QDA	1	5,4	5,4	12
<i>Котельная проф. Бунгурский</i>					
система комплексной очистки "Альтсофт"	ASM-150 QDA	1	2,1	2,1	12
<i>РТС</i>					
система комплексной очистки "Альтсофт"	ASM-350 QDA	1	5,4	5,4	12
<i>Котельная №32 (БПОУ)</i>					
установка антинакипная	АНУ-70	2	70	140	32
установка обезжелезивания воды	ВПУ-3,0	1	25	25	

Наименование	Марка	Кол-во, шт.	Производительность, м <sup>3</sup> /ч		Кол-во анализов в сутки
			согласно паспорту	суммарна я	
фильтр Na-катионитный параллельно-точный	ФИПаI -1,0-0,6Na	2	20	40	
<b>Котельная школы № 37</b>					
Установка для умягчения воды	SSF 21160-2850	1	5,6	5,6	2
<b>Всего по Куйбышевскому району</b>		<b>24</b>		<b>708</b>	<b>149</b>
<b>котельные Орджоникидзевского района</b>					
<b>Зырянская районная котельная</b>					
фильтр ионитный параллельно-точный	ФИПаI-2,0-0,6Na	3	80	240	32
фильтр ионитный параллельно-точный	ФИПаI-2,6-0,6Na	4	130	520	
<b>Абашевская районная котельная</b>					
фильтр Na-катионитный параллельно-точный	ФИПаI -1,0-0,6Na	4	20	80	32
фильтр осветлительный вертикальный	ФОВ-1,0-0,6	4	10	40	
установка дозирования комплексоната	ЭКО 1-16	1	0,016	0,016	
<b>Котельная поселка Притомский</b>					
фильтр Na-катионитный параллельно-точный	ФИПаI -1,4-0,6Na	2	46	92	38
<b>Байдаевская Центральная котельная - 2</b>					
фильтр ионитный параллельно-точный	ФИПаI-2,0-0,6Na	2	80	160	32
фильтр Na-катионитный параллельно-точный	ФИПаI-1,5-0,6Na	4	50	200	
<b>Котельная Абагур Лесной №1</b>					
фильтр Na-катионитный параллельно-точный	ФИПаI -1,0-0,6Na	2	20	40	12
<b>Котельная Абагур Лесной №2</b>					
фильтр Na-катионитный параллельно-точный	ФИПаI-1,5-0,6Na	3	50	150	12
<b>Котельная ОРК "Таргай"</b>					
фильтр Na-катионитный параллельно-точный	ФИПаI -1,0-0,6Na	2	20	40	12
<b>Котельная "Голубь"</b>					
система комплексной очистки "Альтсофт"	ASM-200 QDA	1	2,1	2,1	12
<b>Всего по Орджоникидзевскому району</b>		<b>32</b>		<b>1564</b>	<b>182</b>
<b>котельные Новоильинского района</b>					
<b>Новоильинская газовая котельная</b>					
Фильтр умягчения воды	HFS 3672/WC/2S5E/L W	2	2,3	4,6	2
<b>Всего по Новоильинскому району</b>		<b>2</b>		<b>4,6</b>	
<b>И т о г о</b>		<b>58</b>		<b>2277</b>	<b>331</b>

В соответствии с п. 6.16 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003»:

«Среднегодовая утечка теплоносителя (м<sup>3</sup>/ч) из водяных тепловых сетей должна быть не более 0,25% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели). Сезонная норма утечки теплоносителя устанавливается в пределах среднегодового значения.



*Технологические потери теплоносителя включают количество воды на наполнение трубопроводов и систем теплоснабжения при их плановом ремонте и подключении новых участков сети и потребителей, промывку, дезинфекцию, проведение регламентных испытаний трубопроводов и оборудования тепловых сетей [4, п.4.12.30].*

*Для компенсации этих расчетных технологических потерь (затрат) сетевой воды, необходима дополнительная производительность водоподготовительной установки и соответствующего оборудования (свыше 0,25% от объема теплосети), которая зависит от интенсивности заполнения трубопроводов».*

Установленные балансы производительности ВПУ теплоносителя для тепловых сетей и максимального часового потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей по каждому источнику тепловой энергии представлены в таблицах ниже.

Как видно из таблиц, существующих производительностей ВПУ вполне достаточно для поддержания нормативных режимов подпитки теплосети в эксплуатационном режиме теплоснабжения, а также подпитке в период повреждения участка.

Таблица 86 – Балансы производительности ВПУ теплоносителя для тепловых сетей и максимального часового потребления теплоносителя

Номер источника	Наименование источника	Общий объем систем теплоснабжения, м³	Установленная производительность ВПУ, м³/час	Располагаемая мощность водо-подготовительных установок для подпитки тепловой сети, м³/час	Собственные нужды источников, м³/час	Количество баков аккумуляторов теплоносителя, шт	Емкость баков-аккумуляторов, м³	Расход воды всего, м³/час	Всего нормативная утечка, м³/час	в том числе, нормативные утечки теплоносителя из теплосети	в том числе, из систем теплоснабжения	в том числе, отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС (для открытых) систем теплоснабжения	Максимальная подпитка в эксплуатационном режиме, м³/час	Аварийная подпитка химически обработанной и не деаэрированной водой, м³/час	Максимальная подпитка в период повреждения участка, м³/час	Резерв/дефицит мощности водо-подготовительных установок для подпитки Т/сети, м³/час	Резерв/дефицит мощности водо-подготовительных установок, %
1	КТЭЦ	46356,5	2500,0	2500,0	67,0	3	22000,0	185,5	118,8	86,4	34,2	0,0	291,2	965,8	1257,1	2379,3	95%
2	ЗС ТЭЦ	47470,1	2300,0	2300,0	0,8	3	7800,0	122,1	121,9	99,4	22,5	0,0	193,5	977,5	1170,9	2177,8	95%
3	ЦТЭЦ	16518,5	1700,0	1500,0	0,0	2	4000,0	42,5	43,1	27,3	16,0	0,0	59,3	346,4	405,7	1456,7	97%
4	Абашевская районная котельная	2327,8	5,5	5,5	3,0	2	203,0	8,2	5,4	4,2	1,7	0,0	5,9	53,9	59,8	-0,4	-7%
5	Байдаевская центральная котельная №2	1646,8	45,0	45,0	1,3	2	800,0	5,8	4,6	3,4	1,7	0,0	18,7	41,4	60,1	39,8	88%
6	Зыряновская районная котельная	2601,3	80,0	80,0	1,1	3	2400,0	7,7	6,6	4,2	2,5	0,0	24,6	54,1	78,7	73,2	92%
7	Котельная пос. Притомский	911,6	30,0	30,0	0,8	2	100,0	3,1	2,3	1,7	0,6	0,0	7,8	18,3	26,1	27,7	92%
8	Котельная №19	13,7	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,4	0,0	0%
9	Котельная №72	2,1	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0%
10	Котельная УПК	6,7	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,0	0%
11	Котельная ОРК «Таргай»	52,1	8,0	8,0	0,6	1	21,0	0,7	0,1	0,1	0,0	0,0	0,5	1,0	1,5	7,9	98%
12	Котельная №1 п. Абагур-Лесной	143,1	8,0	8,0	0,4	2	50,0	0,7	0,4	0,3	0,1	0,0	0,9	3,0	3,9	7,6	95%
13	Котельная №2 п. Абагур-Лесной	102,7	15,0	15,0	2,8	1	25,0	3,1	0,3	0,1	0,1	0,0	0,6	2,1	2,7	14,7	98%
14	Котельная №3 п. Абагур-Лесной	5,2	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	-	-
15	Куйбышевская центральная котельная	2881,8	20,0	20,0	1,5	1	3000,0	8,6	9,0	6,6	2,7	0,0	9,3	78,8	88,1	10,7	54%
16	Котельная пос. Листвяги	427,3	60,0	60,0	2,2	2	800,0	3,3	1,1	0,8	0,3	0,0	4,0	9,5	13,5	58,8	98%
17	Котельная №6	27,4	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,3	0,8	1,1	-	-
18	Котельная Садопарковая	29,9	15,4	15,4	0,1	1	50,0	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,6	0,8	15,3	100%
19	Котельная №32 (БПОУ)	56,7	10,0	10,0	2,3	1	50,0	2,4	0,1	0,1	0,1	0,0	0,7	1,5	2,1	9,8	98%
20	Котельная №1 п. Разъезд-Абагуровский	22,0	2,5	2,5	0,0	1	50,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,5	2,5	98%
21	Котельная №2 п. Разъезд-Абагуровский	37,2	2,0	2,0	0,0	2	50,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,7	0,8	1,9	96%
22	Котельная проф. «Бунгурский»	23,5	2,1	2,1	0,0	2	50,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,5	0,7	2,0	97%
23	Котельная «РТРС»	7,6	2,1	2,1	0,0	1	15,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	2,1	99%
24	Оздоровительного лагеря «Голубь»	6,6	2,1	2,1	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	2,1	99%
25	Котельная школа №1	6,5	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	-	-
26	Котельная школа №23	6,1	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	-	-
27	Котельная школа №37	7,6	2,0	2,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	2,0	99%
28	Котельная школа №43	7,5	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	-	-
29	Котельная интернат №66 (Монтажник)	9,6	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	-	-
30	Котельная школа №16	5,7	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	-	-
31	Котельная детского сада №123	1,5	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
32	Полосухинская	16,6	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,5	-	-
33	Кузнецкая крепость	5,2	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	-	-
34	Котельная НКХП	9,4	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	-	-
35	Новоильинская газовая котельная	294,2	0,0	0,0	0,0	0	0,0	1,1	1,1	0,6	0,6	0,0	4,3	9,5	13,8	-	-
36	Котельная АО «Евразруда»	3965,5	0,0	0,0	0,0	0	0,0	9,9	9,9	7,9	2,0	0,0	9,9	79,3	89,2	-	-
37	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	85,6	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,2	1,7	1,9	-	-
38	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный	212,6	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,5	0,5	0,0	0,5	0,0	0,5	4,3	4,8	-	-

Номер источника	Наименование источника	Общий объем систем теплоснабжения, м <sup>3</sup>	Установленная производительность ВПУ, м <sup>3</sup> /час	Располагаемая мощность водоподготовительных установок для подпитки тепловой сети, м <sup>3</sup> /час	Собственные нужды источников, м <sup>3</sup> /час	Количество баков аккумуляторов теплоносителя, шт	Емкость баков-аккумуляторов, м <sup>3</sup>	Расход воды всего, м <sup>3</sup> /час	Всего нормативная утечка, м <sup>3</sup> /час	в том числе, нормативные утечки теплоносителя из теплосети	в том числе, из систем теплоснабжения	в том числе, отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС (для открытых) систем теплоснабжения	Максимальная подпитка в эксплуатационном режиме, м <sup>3</sup> /час	Аварийная подпитка химически обработанной и не деаэрированной водой, м <sup>3</sup> /час	Максимальная подпитка в период повреждения участка, м <sup>3</sup> /час	Резерв/дефицит мощности водоподготовительных установок для подпитки Т/сети, м <sup>3</sup> /час	Резерв/дефицит мощности водоподготовительных установок, %
39	Котельная ст. Абагур-Лесной	18,5	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	-	-	
40	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точилино	218,7	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,5	0,5	0,4	0,1	0,0	4,4	4,9	-	-	
41	Котельная ООО ТК «Садовая»	100,1	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,3	0,3	0,0	0,2	0,0	2,0	2,3	-	-	
42	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	333,8	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,8	0,8	0,7	0,2	0,0	6,7	7,5	-	-	
43	Котельная ООО «Разрез Бунгурский Северный»	1,4	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	

### **7.3. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения**

В соответствии с п. 6.22 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 не деаэрированной 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».*

Объемы аварийной подпитки по теплоисточникам представлены в таблицах раздела 7.2.

## 8. ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ

### 8.1. 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.

С года утверждения базовой версии изменений в структуре топливных балансов существующих источников не произошло. Изменения объемных показателей потребления основного топлива в период 2016-2018 гг., связаны с неравномерностью температуры наружного воздуха в отопительный период и прочими климатическими характеристиками.

### 8.2. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии

Основным видом топлива, используемым Кузнецкой и Западно-Сибирской ТЭЦ и котельными, является уголь. На Западно-Сибирской ТЭЦ в существенных количествах также используется коксовый и доменный газ, которые являются побочными продуктами коксохимического производства. Основным топливом Центральной ТЭЦ является природный газ. Природный газ служит основным топливом также для водогрейных котлов, установленных на водогрейной котельной Кузнецкой ТЭЦ.

Виды основного, резервного топлива, используемые на источниках тепловой энергии г. Новокузнецка по состоянию на начало 2019 г. представлены в таблице 87.

**Таблица 87 - Виды основного и резервного топлива по каждому источнику тепловой энергии г. Новокузнецка**

№ п/п	Наименование источника	Основное топливо	Резервное/аварийное топливо
1	КТЭЦ	уголь	мазут
2	ЗС ТЭЦ	уголь	мазут
3	ЦТЭЦ	газ	уголь/мазут
4	Абашевская районная котельная	уголь	нет
5	Байдаевская центральная котельная № 2	уголь	нет
6	Зыряновская районная котельная	уголь	нет
7	Котельная пос. Притомский	уголь	нет
8	Котельная № 19	уголь	нет
9	Котельная № 72	уголь	нет
10	Котельная УПК	уголь	нет
11	Котельная ОРК «Таргай»	уголь	нет
12	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	уголь	нет
13	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	уголь	нет
14	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	уголь	нет
15	Куйбышевская центральная котельная	уголь	нет
16	Котельная пос. Листвяги	уголь	нет
17	Котельная № 6	уголь	нет
18	Котельная Садопарковая	уголь	нет

№ п/п	Наименование источника	Основное топливо	Резервное/аварийное топливо
19	Котельная №32	уголь	нет
20	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	уголь	нет
21	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	уголь	нет
22	Котельная проф. «Бунгурский»	уголь	нет
23	Котельная «РТРС»	уголь	нет
24	Оздоровительного лагеря «Голубь»	уголь	нет
25	Котельная школа № 1	уголь	нет
26	Котельная школа № 23	уголь	нет
27	Котельная школа № 37	уголь	нет
28	Котельная школа № 43	уголь	нет
29	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	уголь	нет
30	Котельная школа № 16	уголь	нет
31	Котельная детского сада № 123	уголь	нет
32	Полосухинская	уголь	нет
33	Кузнецкая крепость	электроэнергия	нет
34	Котельная НКХП	уголь	нет
35	Новоильинская газовая котельная	газ	нет
36	Котельная АО «Евразруда»	уголь	нет
37	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	уголь	нет
38	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный	уголь	нет
39	Котельная ст. Абагур-Лесной	уголь	нет
40	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точирино	уголь	нет
41	Котельная ООО ТК "Садовая"	уголь	нет
42	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	уголь	нет

**Таблица 88 – Топливные балансы ТЭЦ г. Новокузнецка**

Наименование	Ед. Изм.	Кузнецкая ТЭЦ			Западно-Сибирская ТЭЦ			Центральная ТЭЦ		
		2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018
На отпуск тепла	тыс. Гкал	2210,957	2153,993	2274,895	2559,571	2973,294	3637,775	1516,173	1426,686	1459,969
	кг у.т./Гкал	173,20	170,15	163,40	157,39	157,02	154,84	179,48	177,07	180,18
	тыс. т.у.т.	382,935	366,511	371,718	402,839	466,870	563,265	272,126	252,628	263,056
Доля расхода топлива на отпуск тепловой энергии в общем балансе		72,0%	69,1%	71,1%	30,0%	33,4%	35,1%	76,2%	78,8%	83,4%
Природный газ (ТЭ)	млн. нм3	0,675				0,227	2,718	226,712	209,325	218,609
	тыс. т.у.т.	0,803				0,272	3,246	270,630	250,515	261,274
Доменный газ (ТЭ)	млн. нм3				273,635	413,025	584,438			
	тыс. т.у.т.				39,090	59,003	83,491			
Коксовый газ (ТЭ)	млн. нм3				26,554	45,362	56,379			
	тыс. т.у.т.				15,172	25,921	32,216			
Уголь (ТЭ)	тыс. т.	546,828	519,999	531,463	494,242	548,437	624,037	1,039	1,707	1,088
	тыс. т.у.т.	381,217	365,681	371,095	347,444	380,958	444,090	0,962	1,466	0,991
Мазут (ТЭ)	тыс. т.	0,647	0,589	0,442	0,801	0,505	0,156	0,383	0,466	0,568
	тыс. т.у.т.	0,915	0,830	0,623	1,133	0,716	0,222	0,533	0,647	0,791
На отпуск ЭЭ	млн. кВт*ч	415,590	436,200	421,700	2415,90	2397,04	2719,50	266,44	224,14	186,52
	г.у.т./кВт*ч	358,04	375,95	359,04	372,52	316,96	292,37	319,06	302,83	279,73
	тыс. т.у.т.	148,800	163,988	151,407	899,973	759,761	795,096	85,011	67,875	52,174
Природный газ (ЭЭ)	млн. нм3							70,824	56,241	43,358
	тыс. т.у.т.							84,544	67,307	51,821
Доменный газ (ЭЭ)	млн. нм3				691,785					
	тыс. т.у.т.				98,826					
Коксовый газ (ЭЭ)	млн. нм3									
	тыс. т.у.т.									
Уголь (ЭЭ)	тыс. т.	213,087	232,720	216,480	1135,739	1081,115	1127,431	0,325	0,459	0,216
	тыс. т.у.т.	148,552	163,656	151,158	798,428	758,129	794,655	0,301	0,394	0,197
Мазут (ЭЭ)	тыс. т.	0,175	0,235	0,177	1,922	1,152	0,310	0,120	0,125	0,113
	тыс. т.у.т.	0,248	0,332	0,249	2,720	1,632	0,441	0,166	0,174	0,157
<b>ВСЕГО КИТТ</b>	<b>тыс.т.у.т.</b>	<b>531,74</b>	<b>530,50</b>	<b>523,13</b>	<b>1343,36</b>	<b>1396,24</b>	<b>1603,04</b>	<b>357,14</b>	<b>320,50</b>	<b>315,23</b>
	<b>о.е.</b>	<b>0,69</b>	<b>0,68</b>	<b>0,72</b>	<b>0,49</b>	<b>0,52</b>	<b>0,53</b>	<b>0,70</b>	<b>0,72</b>	<b>0,74</b>
Природный газ	млн. нм3	0,675				0,526	6,192	297,536	265,566	261,967
	тыс. т.у.т.	0,803				0,630	7,395	355,174	317,822	313,095
	т.у.т./тыс. нм3	1,19				1,20	1,19	1,19	1,20	1,20
Доменный газ	млн. нм3				965,420	1219,024	1811,484			
	тыс. т.у.т.				137,916	174,145	258,783			
	т.у.т./тыс. нм3				0,14	0,14	0,14			

Наименование	Ед. Изм.	Кузнецкая ТЭЦ			Западно-Сибирская ТЭЦ			Центральная ТЭЦ		
		2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018
Коксовый газ	млн. нм3				97,502	140,049	170,545			
	тыс. т.у.т.				55,715	80,029	97,453			
	т.у.т./тыс. нм3				0,57	0,57	0,57			
Уголь	тыс. т.	759,915	752,719	747,943	1629,981	1629,552	1751,468	1,364	2,165	1,304
	тыс. т.у.т.	529,769	529,337	522,253	1145,872	1139,087	1238,745	1,263	1,860	1,188
	т.у.т./т.	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,71	0,93	0,86	0,91
Мазут	тыс. т.	0,822	0,824	0,619	2,723	1,657	0,466	0,502	0,591	0,680
	тыс. т.у.т.	1,163	1,162	0,872	3,853	2,348	0,663	0,699	0,821	0,947
	т.у.т./т.	1,41	1,41	1,41	1,41	1,42	1,42	1,39	1,39	1,39



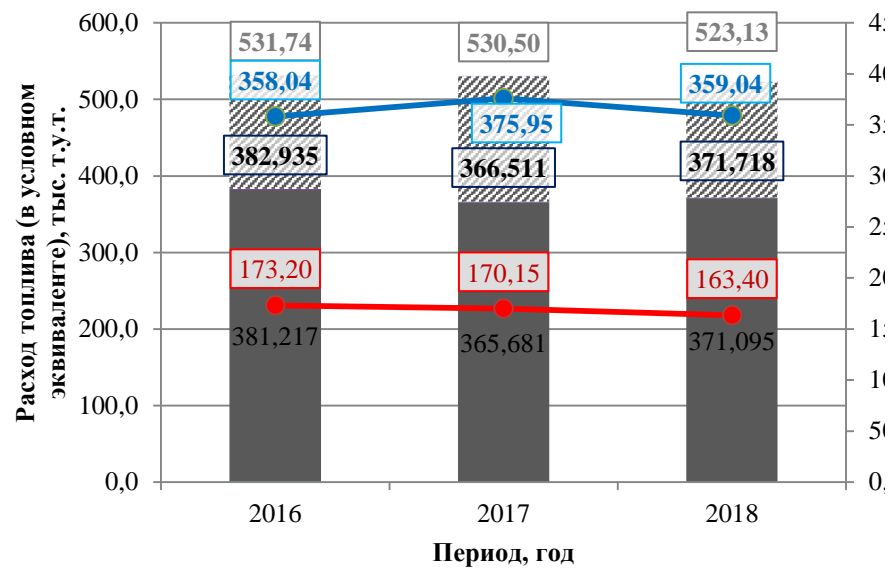


Рисунок 58 – Топливный баланс Кузнецкой ТЭЦ

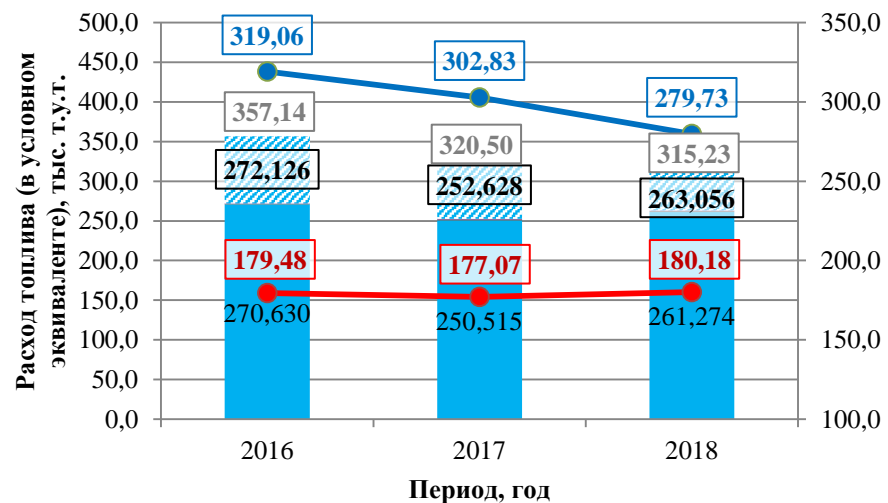


Рисунок 60 – Топливный баланс Центральной ТЭЦ

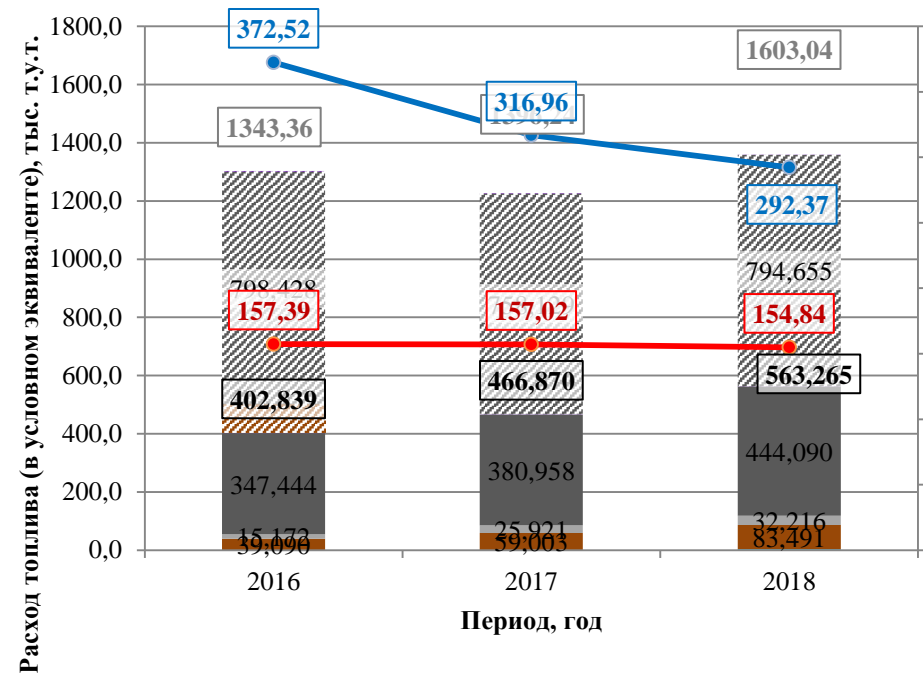
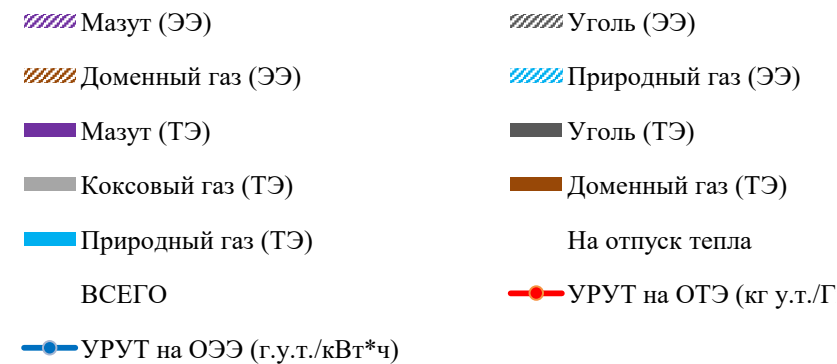


Рисунок 59 – Топливный баланс Западно-Сибирской ТЭЦ



Основным видом топлива для энергетических котлов Кузнецкой ТЭЦ является смесь Кузнецких углей марок Дряд, ДОМСШ, ДГряд, Гряд и ГСШ. Уголь в топливном балансе станции составляет порядка 99,6%-99,8%. Еще 0,4% - 0,2% приходится на мазут, который является растопочным топливом, и природный газ, используемый на водогрейных котлах котельной.

Доля расхода топлива (в условном эквиваленте) на производство тепловой энергии в общем балансе Кузнецкой ТЭЦ составляет от 69,1% до 72,0%. Общий коэффициент использования тепла топлива на станции находится в пределах 0,68 – 0,72 о.е.

Основным видом топлива для энергетических котлов Западно-Сибирской ТЭЦ служит смесь Кузнецких каменных углей марок Д, Г, поступающих с различных шахт и разрезов Кемеровской области. Доля угля в топливном балансе станции составляет 77,3% - 85,3% и имеет тенденцию к снижению в результате замещения коксовым и доменным газом, которые являются побочным продуктом коксохимического производства на площадке ЗСМК.

Доля расхода топлива (в условном эквиваленте) на производство тепловой энергии в общем балансе Западно-Сибирской ТЭЦ не превышает 35,0%. В связи с тем, что существенная доля (более 55%) электрической энергии на ТЭЦ вырабатывается в конденсационном режиме, общий коэффициент использования тепла топлива на станции находится в пределах 0,49–0,53 о.е.

До 2014 года на Центральной ТЭЦ использовался коксовый газ, который являлся продукцией коксохимического производства площадки железнодорожного проката ЕВРАЗ ЗСМК (бывший КМК). ЦТЭЦ являлась буферным потребителем коксового газа, основным потребителем были прокатные цеха ПЖДП. После закрытия листопрокатного цеха в 2013 году и закрытия КХП ПЖДП, поставка коксового газа на ТЭЦ прекращена.

В настоящее время основным видом топлива для энергетических котлов Центральной ТЭЦ служит природный газ, доля которого в топливном балансе превышает 99%. Мазут и уголь используется на станции в качестве резервного топлива в период ограничения подачи природного газа.

Доля расхода топлива (в условном эквиваленте) на производство тепловой энергии в общем балансе ЦТЭЦ составляет 76,2% - 83,4% и имеет тенденцию к увеличению в связи со снижением объема отпуска электрической энергии с шин. Учитывая, что Центральная ТЭЦ использует в качестве основного топлива природный газ, она имеет лучший показатель использования тепла топлива, который находится в пределах 0,70 – 0,74 о.е.

Несмотря на то, что персонал Центральной ТЭЦ ведет непрерывную работу по повышению эффективности использования топлива (увеличению КИТТ), топливная составляющая в себестоимости тепловой энергии от станции превышает 850 руб./Гкал. Для сравнения, топливная составляющая на Кузнецкой ТЭЦ и Западно-Сибирской ТЭЦ не превышает 350,0 руб./Гкал и 200 руб./Гкал соответственно, что обусловлено сжиганием более дешевых углей.

Средний удельный расход топлива на котельных за период 2016 -2018 гг. снизился с 2016 кг у.т./Гкал до 198,8 кг у.т./Гкал. Значения УРУТ на ОТЭ для каждой конкретной котельной находятся в диапазоне 327,8 кг у.т./Гкал – 168,28 кг у.т./Гкал. Более высокий УРУТ характерен для малых котельных с ручной подачей топлива, режим горения на которых имеет цикличность и слабо контролируется персоналом. Крупные угольные котельные с механической подачей топлива имеют относительно высокую эффективность и соответствующий УРУТ на ОТЭ – 197,0 кг у.т./Гкал и менее.

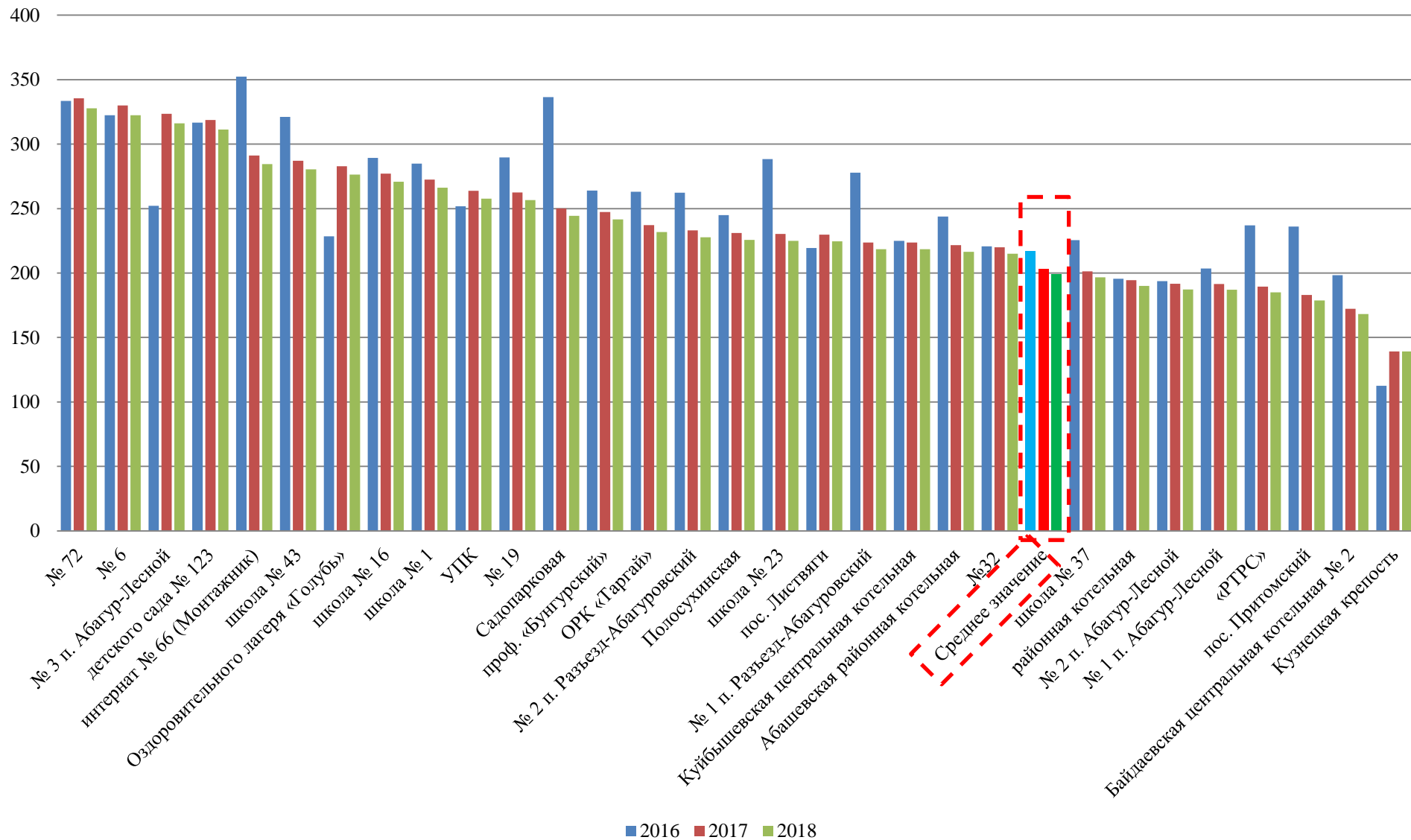


Рисунок 61 – УРУТ на ОТЭ котельных

**Таблица 89 - Базовые расходы натурального и условного топлива на ТЭЦ г. Новокузнецка**

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018
	<b>Теплоисточник №</b>	<b>1</b>	<b>Кузнецкая ТЭЦ - АО "Кузнецкая ТЭЦ"</b>			
	<b>Расходы условного топлива на ТЭЦ</b>					
1.	Выработано электроэнергии всего, в т.ч.:	млн. кВт·ч	587,14	572,81	591,00	573,38
1.1.	На агрегатах паротурбинного цикла, всего, в т.ч.:	млн. кВт·ч	587,14	572,81	591,00	573,38
1.1.1.	в теплофикационном режиме	млн. кВт·ч	571,81	514,28	512,10	535,78
1.1.2.	в конденсационном режиме	млн. кВт·ч	15,33	58,53	78,89	37,60
2.	Собственные нужды ТЭЦ, в т.ч.:	млн. кВт·ч	152,15	157,21	154,80	151,68
2.1.	на выработку электроэнергии	млн. кВт·ч	42,52	44,99	46,28	42,95
2.2.	на выработку тепловой энергии	млн. кВт·ч	109,64	112,22	108,52	108,73
3.	Покупка электроэнергии	млн. кВт·ч	0,00	0,00	0,00	0,00
4.	Всего отпущено с шин ТЭЦ	млн. кВт·ч	434,98	415,59	436,20	421,70
5.	Отпущено тепловой энергии	тыс. Гкал	2161,07	2210,96	2153,99	2274,90
5.1.	из теплофикационных отборов паротурбинных агрегатов	тыс. Гкал	1540,50	1386,61	1401,71	1485,89
5.4.	из пиковых водогрейных котлоагрегатов	тыс. Гкал	193,49	323,71	262,08	294,87
5.5.	из РОУ и прочих станционных объектов	тыс. Гкал	427,08	500,64	490,21	494,14
6.	Собственные нужды ТЭЦ, в т.ч.:	тыс. Гкал				
6.1.	в паре	тыс. Гкал				
6.2.	в горячей воде	тыс. Гкал				
7.	Всего отпущено тепловой энергии с коллекторов, в т.ч. :	тыс. Гкал	2161,07	2210,96	2153,99	2274,90
7.1.	в паре	тыс. Гкал	197,03			
7.2.	в горячей воде	тыс. Гкал	1964,04	2210,96	2153,99	2274,90
8.	Затрачено условного топлива	тыс. туг	506,36	531,74	530,50	523,13
8.1.	На выработку электроэнергии	тыс. туг	150,00	148,80	163,67	151,41
8.1.1.	На выработку электроэнергии на агрегатах паротурбинного топлива, в т.ч.:	тыс. туг	150,00	148,80	163,67	151,41
8.1.1.1.	в теплофикационном режиме	тыс. туг	143,72	126,56	133,70	137,12
8.1.1.2.	в конденсационном режиме	тыс. туг	6,28	22,24	29,98	14,29
8.1.2.	На выработку электроэнергии на агрегатах газотурбинного цикла, в т.ч.	тыс. туг				
8.1.2.1.	в разомкнутом цикле	тыс. туг				
8.1.2.2.	в цикле с утилизацией теплоты отходящих газов	тыс. туг				
8.1.3.	На выработку электроэнергии на агрегатах парогазового цикла	тыс. туг				
8.2.	На отпуск тепловой энергии	тыс. туг	356,36	382,94	366,83	371,72
	по физическому методу разделения затрат топлива	тыс. туг	356,36	382,94	366,83	371,72
	по пропорциональному методу					
	<b>Виды топлива на ТЭЦ</b>					
9.	Затрачено условного топлива, в т.ч.:	тыс. туг	506,36	531,74	530,50	523,125
9.1.	природный газ	тыс. туг		0,80		
9.2.	уголь	тыс. туг	505,73	529,77	529,34	522,25
9.3.	мазут	тыс. туг	0,63	1,16	1,16	0,87

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГОРОД НОВОКУЗНЕЦК НА ПЕРИОД 2019-2032 ГГ.  
ГЛАВА I. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018
9.4.	прочие виды топлива	тыс. тунт				
10.	Затрачено натурального топлива, в т.ч.:					
10.1.	природный газ	млн. м <sup>3</sup>		0,68		
10.2.	уголь	тыс. тонн	705,35	759,92	752,72	747,94
10.3.	мазут	тыс. тонн	0,63	0,82	0,82	0,62
10.4.	прочие виды топлива	тыс. тонн				
<b>Удельные расходы топлива на ТЭЦ</b>						
11.	УРУТ на выработку электроэнергии	г <sub>у.т</sub> /кВт·ч	255,74	260,40	276,78	264,69
11.1.	по теплофикационному циклу	г <sub>у.т</sub> /кВт·ч	251,33	246,09	261,07	255,92
11.2.	по конденсационному циклу	г <sub>у.т</sub> /кВт·ч	410,00	380,00	380,00	380,00
12.	УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	г <sub>у.т</sub> /кВт·ч	345,20	358,90	375,00	359,90
13.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	164,90	173,20	170,30	163,40
14.	УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	164,90	173,20	170,30	163,40
<b>Теплоисточник №</b>		<b>2</b>	<b>Западно-Сибирская ТЭЦ - АО "ЕВРАЗ ЗСМК"</b>			
<b>Расходы условного топлива на ТЭЦ</b>						
1.	Выработано электроэнергии всего, в т.ч.:	млн. кВт·ч	2776,04	2875,94	2863,92	3204,88
1.1.	На агрегатах паротурбинного цикла, всего, в т.ч.:	млн. кВт·ч	2776,04	2875,94	2863,92	3204,88
1.1.1.	в теплофикационном режиме	млн. кВт·ч	1066,04	1093,78	1233,50	1402,59
1.1.2.	в конденсационном режиме	млн. кВт·ч	1710,00	1782,16	1630,42	1802,29
1.2.	На агрегатах газотурбинного цикла, в т.ч.:	млн. кВт·ч	0,00	0,00	0,00	0,00
1.2.1.	разомкнутый цикл	млн. кВт·ч				
1.2.2.	цикл с утилизацией теплоты отходящих газов	млн. кВт·ч	0,00	0,00	0,00	0,00
1.3.	На агрегатах парогазового цикла, в т.ч.:	млн. кВт·ч				
1.3а.	с генераторов газотурбинного привода	млн. кВт·ч				
1.3б.	с генераторов паровой турбины, в т.ч.:	млн. кВт·ч				
1.3б.1.	в конденсационном режиме	млн. кВт·ч				
1.3б.2.	в теплофикационном режиме	млн. кВт·ч				
2.	Собственные нужды ТЭЦ, в т.ч.:	млн. кВт·ч	448,51	460,04	466,88	485,38
2.1.	на выработку электроэнергии	млн. кВт·ч	308,05	315,20	305,21	310,26
2.2.	на выработку тепловой энергии	млн. кВт·ч	140,46	144,84	161,68	175,12
3.	Покупка электроэнергии	млн. кВт·ч				
4.	Всего отпущено с шин ТЭЦ	млн. кВт·ч	2327,53	2415,90	2397,04	2719,50
5.	Отпущено тепловой энергии	тыс. Гкал	2421,06	2559,57	2973,29	3637,775
5.1.	из теплофикационных отборов паротурбинных агрегатов	тыс. Гкал	2298,86	2300,08	2749,92	3234,34
5.2.	из котлов-утилизаторов газотурбинных агрегатов, в т.ч.:	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00
5.2.1.	в режиме подтопки	тыс. Гкал				
5.3.	из теплофикационных отборов паротурбинных агрегатов парогазовых установок	тыс. Гкал				
5.4.	из пиковых водогрейных котлоагрегатов	тыс. Гкал				

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГОРОД НОВОКУЗНЕЦК НА ПЕРИОД 2019-2032 ГГ.  
ГЛАВА I. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018
5.5.	из РОУ и прочих стационарных объектов	тыс. Гкал	122,20	259,49	223,38	403,44
6.	Собственные нужды ТЭЦ, в т.ч.:	тыс. Гкал	2,63			
6.1.	в паре	тыс. Гкал				
6.2.	в горячей воде	тыс. Гкал	2,63			
7.	Всего отпущено тепловой энергии с коллекторов, в т.ч. :	тыс. Гкал	2421,06	0,00	0,00	0,00
7.1.	в паре	тыс. Гкал	24,49	0,00	0,00	0,00
7.2.	в горячей воде	тыс. Гкал	2396,57	0,00	0,00	0,00
8.	Затрачено условного топлива	тыс. туг	1292,71	1343,39	1396,25	1603,05
8.1.	На выработку электроэнергии	тыс. туг	907,71	940,51	929,38	1039,77
8.1.1.	На выработку электроэнергии на агрегатах паротурбинного топлива, в т.ч.:	тыс. туг	907,71	940,51	929,38	1039,77
8.1.1.1.	в теплофикационном режиме	тыс. туг	240,81	245,47	293,52	336,88
8.1.1.2.	в конденсационном режиме	тыс. туг	666,90	695,04	635,86	702,89
8.1.2.	На выработку электроэнергии на агрегатах газотурбинного цикла, в т.ч.	тыс. туг	0,00	0,00	0,00	0,00
8.1.2.1.	в разомкнутом цикле	тыс. туг				
8.1.2.2.	в цикле с утилизацией теплоты отходящих газов	тыс. туг	0,00	0,00	0,00	0,00
8.1.3.	На выработку электроэнергии на агрегатах парогазового цикла	тыс. туг				
8.2.	На отпуск тепловой энергии	тыс. туг	385,00	402,88	466,87	563,27
	по физическому методу разделения затрат топлива	тыс. туг	385,00	402,88	466,87	563,27
	по пропорциональному методу	тыс. туг				
<b>Виды топлива на ТЭЦ</b>						
9.	Затрачено условного топлива, в т.ч.:	тыс. туг	1292,70	1343,36	1396,24	1603,04
9.1.	природный газ	тыс. туг			0,63	7,40
9.2.	уголь	тыс. туг	1112,87	1145,87	1139,09	1238,75
9.3.	мазут	тыс. туг	5,68	3,85	2,35	0,66
9.4.	<b>прочие виды топлива</b>	тыс. туг				
	газ доменный	тыс. туг	122,22	137,92	174,15	258,78
	газ коксовый и доменный	тыс. туг	51,93	55,72	80,03	97,45
	газ сухой	тыс. туг				
	газ НПЗ	тыс. туг				
10.	Затрачено натурального топлива, в т.ч.:					
10.1.	природный газ	млн. м <sup>3</sup>			0,53	6,19
10.2.	уголь	тыс. тонн	1578,98	1630,00	1629,55	1751,47
10.3.	мазут	тыс. тонн	3,99	2,72	1,66	0,47
10.4.	<b>прочие виды топлива</b>	тыс. тонн				
	газ доменный	млн. м <sup>3</sup>	855,51	965,42	1219,02	1811,48
	газ коксовый	млн. м <sup>3</sup>	90,88	97,50	140,05	170,55
<b>Удельные расходы топлива на ТЭЦ</b>						
11.	УРУТ на выработку электроэнергии	г <sub>у.т</sub> /кВт·ч	326,98	327,03	324,51	324,43
11.1.	по теплофикационному циклу	г <sub>у.т</sub> /кВт·ч	225,89	224,42	237,95	240,18

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО ГОРОД НОВОКУЗНЕЦК НА ПЕРИОД 2019-2032 ГГ.  
ГЛАВА I. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018
11.2.	по конденсационному циклу	Г <sub>у.т</sub> /кВт·ч	390,00	390,00	390,00	390,00
12.	УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	Г <sub>у.т</sub> /кВт·ч	389,99	389,30	387,72	382,34
13.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кГ <sub>у.т</sub> /Гкал	159,02	157,40	157,02	154,84
14.	УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ	кГ <sub>у.т</sub> /Гкал	159,02	157,40	157,02	154,84
	<b>Теплоисточник №</b>	<b>3</b>	<b>Центральная ТЭЦ - МКП "Центральная ТЭЦ"</b>			
	<b>Расходы условного топлива на ТЭЦ</b>					
1.	Выработано электроэнергии всего, в т.ч.:	млн. кВт·ч	318,50	333,28	290,09	94,98
1.1.	На агрегатах паротурбинного цикла, всего, в т.ч.:	млн. кВт·ч	318,50	333,28	290,09	94,98
1.1.1.	в теплофикационном режиме	млн. кВт·ч	244,85	268,27	233,73	91,51
1.1.2.	в конденсационном режиме	млн. кВт·ч	73,65	65,00	56,35	3,46
1.2.	На агрегатах газотурбинного цикла, в т.ч.:	млн. кВт·ч	0,00	0,00	0,00	0,00
1.2.1.	разомкнутый цикл	млн. кВт·ч				
1.2.2.	цикл с утилизацией теплоты отходящих газов	млн. кВт·ч	0,00	0,00	0,00	0,00
1.3.	На агрегатах парогазового цикла, в т.ч.:	млн. кВт·ч				
1.3а.	с генераторов газотурбинного привода	млн. кВт·ч				
1.3б.	с генераторов паровой турбины, в т.ч.:	млн. кВт·ч				
1.3б.1.	в конденсационном режиме	млн. кВт·ч				
1.3б.2.	в теплофикационном режиме	млн. кВт·ч				
2.	Собственные нужды ТЭЦ, в т.ч.:	млн. кВт·ч	70,77	66,84	65,95	27,86
2.1.	на выработку электроэнергии	млн. кВт·ч	14,26	12,20	13,19	5,06
2.2.	на выработку тепловой энергии	млн. кВт·ч	56,51	54,64	52,76	22,80
3.	Покупка электроэнергии	млн. кВт·ч				
4.	Всего отпущено с шин ТЭЦ	млн. кВт·ч	247,73	266,44	224,14	67,12
5.	Отпущено тепловой энергии	тыс. Гкал	1517,28	1529,95	1426,69	609,82
5.1.	из теплофикационных отборов паротурбинных агрегатов	тыс. Гкал	1425,36	1424,98	1305,85	497,31
5.2.	из котлов-утилизаторов газотурбинных агрегатов, в т.ч.:	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00
5.2.1.	в режиме подтопки	тыс. Гкал				
5.3.	из теплофикационных отборов паротурбинных агрегатов парогазовых установок	тыс. Гкал				
5.4.	из пиковых водогрейных котлоагрегатов	тыс. Гкал	89,08	104,96	120,84	112,51
5.5.	из РОУ и прочих стационарных объектов	тыс. Гкал	2,83	0,00	0,00	0,00
6.	Собственные нужды ТЭЦ, в т.ч.:	тыс. Гкал				
6.1.	в паре	тыс. Гкал				
6.2.	в горячей воде	тыс. Гкал				
7.	Всего отпущено тепловой энергии с коллекторов, в т.ч. :	тыс. Гкал	1517,28	1516,17	1426,69	609,82
7.1.	в паре	тыс. Гкал	273,20	180,76	135,17	135,17
7.2.	в горячей воде	тыс. Гкал	1244,08	1335,42	1291,52	474,65
8.	Затрачено условного топлива	тыс. туг	374,65	274,63	320,50	131,69
8.1.	На выработку электроэнергии	тыс. туг	81,69	0,00	67,87	19,24



ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГОРОД НОВОКУЗНЕЦК НА ПЕРИОД 2019-2032 ГГ.  
ГЛАВА I. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018
8.1.1.	На выработку электроэнергии на агрегатах паротурбинного топлива, в т.ч.:	тыс. тут	81,69	0,00	67,87	19,24
8.1.1.1.	в теплофикационном режиме	тыс. тут	50,76	0,00	44,20	17,79
8.1.1.2.	в конденсационном режиме	тыс. тут	30,93	0,00	23,67	1,46
8.1.2.	На выработку электроэнергии на агрегатах газотурбинного цикла, в т.ч.	тыс. тут	0,00	0,00	0,00	0,00
8.1.2.1.	в разомкнутом цикле	тыс. тут				
8.1.2.2.	в цикле с утилизацией теплоты отходящих газов	тыс. тут	0,00	0,00	0,00	0,00
8.1.3.	На выработку электроэнергии на агрегатах парогазового цикла	тыс. тут				
8.2.	На отпуск тепловой энергии	тыс. тут	292,96	274,63	252,63	112,45
	по физическому методу разделения затрат топлива	тыс. тут	292,96	274,63	252,63	112,45
	по пропорциональному методу	тыс. тут				
<b>Виды топлива на ТЭЦ</b>						
9.	Затрачено условного топлива, в т.ч.:	тыс. тут	374,65	357,14	320,50	131,69
9.1.	природный газ	тыс. тут	359,05	355,17	317,82	129,55
9.2.	уголь	тыс. тут	14,92	1,26	1,86	1,19
9.3.	мазут	тыс. тут	0,68	0,70	0,82	0,95
9.4.	<b>прочие виды топлива</b>	тыс. тут				
10.	Затрачено натурального топлива, в т.ч.:					
10.1.	природный газ	млн. м <sup>3</sup>	300,24	297,54	265,57	108,50
10.2.	уголь	тыс. тонн	17,35	1,36	2,17	1,30
10.3.	мазут	тыс. тонн	0,49	0,50	0,59	0,68
10.4.	<b>прочие виды топлива</b>	тыс. тонн				
<b>Удельные расходы топлива на ТЭЦ</b>						
11.	УРУТ на выработку электроэнергии	Г <sub>у.т</sub> /кВт·ч	256,48	255,11	233,96	202,59
11.1.	по теплофикационному циклу	Г <sub>у.т</sub> /кВт·ч	207,29	215,15	189,10	194,36
11.2.	по конденсационному циклу	Г <sub>у.т</sub> /кВт·ч	420,00	420,00	420,00	420,00
12.	УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	Г <sub>у.т</sub> /кВт·ч	329,75	319,10	302,80	286,70
13.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	193,08	179,50	177,10	184,40
14.	УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	193,08	179,50	177,10	184,40
<b>Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</b>						
<b>Расходы условного топлива на ТЭЦ</b>						
1.	Выработано электроэнергии всего, в т.ч.:	млн. кВт·ч	<b>3681,68</b>	<b>3782,02</b>	<b>3745,00</b>	<b>3873,24</b>
1.1.	На агрегатах паротурбинного цикла, всего, в т.ч.:	млн. кВт·ч	<b>3681,68</b>	<b>3782,02</b>	<b>3745,00</b>	<b>3873,24</b>
1.1.1.	в теплофикационном режиме	млн. кВт·ч	1882,70	1876,33	1979,34	2029,88
1.1.2.	в конденсационном режиме	млн. кВт·ч	1798,98	1905,69	1765,67	1843,36
1.2.	На агрегатах газотурбинного цикла, в т.ч.:	млн. кВт·ч	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
1.2.1.	разомкнутый цикл	млн. кВт·ч				
1.2.2.	цикл с утилизацией теплоты отходящих газов	млн. кВт·ч	0,00	0,00	0,00	0,00
1.3.	На агрегатах парогазового цикла, в т.ч.:	млн. кВт·ч	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
1.3а.	с генераторов газотурбинного привода	млн. кВт·ч	0,00	0,00	0,00	0,00

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО ГОРОД НОВОКУЗНЕЦК НА ПЕРИОД 2019-2032 ГГ.  
ГЛАВА I. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018
1.36.	с генераторов паровой турбины, в т.ч.:	млн. кВт·ч	0,00	0,00	0,00	0,00
1.36.1.	в конденсационном режиме	млн. кВт·ч	0,00	0,00	0,00	0,00
1.3.6.2.	в теплофикационном режиме	млн. кВт·ч	0,00	0,00	0,00	0,00
2.	Собственные нужды ТЭЦ, в т.ч.:	млн. кВт·ч	<b>671,43</b>	<b>684,09</b>	<b>687,63</b>	<b>664,93</b>
2.1.	на выработку электроэнергии	млн. кВт·ч	364,83	372,39	364,67	358,27
2.2.	на выработку тепловой энергии	млн. кВт·ч	306,60	311,70	322,96	306,66
3.	Покупка электроэнергии	млн. кВт·ч	0,00	0,00	0,00	0,00
4.	Всего отпущено с шин ТЭЦ	млн. кВт·ч	3010,25	3097,93	3057,37	3208,31
5.	Отпущено тепловой энергии	тыс. Гкал	6099,41	6300,47	6553,97	6522,49
5.1.	из теплофикационных отборов паротурбинных агрегатов	тыс. Гкал	5264,73	5111,67	5457,47	5217,54
5.2.	из котлов-утилизаторов газотурбинных агрегатов, в т.ч.:	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00
5.2.1.	в режиме подтопки	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00
5.3.	из теплофикационных отборов паротурбинных агрегатов парогазовых установок	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00
5.4.	из пиковых водогрейных котлоагрегатов	тыс. Гкал	282,57	428,67	382,92	407,38
5.5.	из РОУ и прочих стационарных объектов	тыс. Гкал	552,11	760,13	713,59	897,58
6.	Собственные нужды ТЭЦ, в т.ч.:	тыс. Гкал	2,63	0,00	0,00	0,00
6.1.	в паре	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00
6.2.	в горячей воде	тыс. Гкал	2,63	0,00	0,00	0,00
7.	Всего отпущено тепловой энергии с коллекторов, в т.ч. :	тыс. Гкал	6099,41	3727,13	3580,68	2884,72
7.1.	в паре	тыс. Гкал	494,72	180,76	135,17	135,17
7.2.	в горячей воде	тыс. Гкал	5604,69	3546,37	3445,51	2749,55
8.	Затрачено условного топлива	тыс. туг	2173,72	2149,75	2247,24	2257,86
8.1.	На выработку электроэнергии	тыс. туг	1139,40	1089,31	1160,92	1210,42
8.1.1.	На выработку электроэнергии на агрегатах паротурбинного топлива, в т.ч.:	тыс. туг	1139,40	1089,31	1160,92	1210,42
8.1.1.1.	в теплофикационном режиме	тыс. туг	435,28	372,03	471,41	491,78
8.1.1.2.	в конденсационном режиме	тыс. туг	704,12	717,28	689,51	718,64
8.1.2.	На выработку электроэнергии на агрегатах газотурбинного цикла, в т.ч.	тыс. туг	0,00	0,00	0,00	0,00
8.1.2.1.	в разомкнутом цикле	тыс. туг	0,00	0,00	0,00	0,00
8.1.2.2.	в цикле с утилизацией теплоты отходящих газов	тыс. туг	0,00	0,00	0,00	0,00
8.1.3.	На выработку электроэнергии на агрегатах парогазового цикла	тыс. туг	0,00	0,00	0,00	0,00
8.2.	На отпуск тепловой энергии	тыс. туг	1034,31	1060,44	1086,32	1047,44
	по физическому методу разделения затрат топлива	тыс. туг	1034,31	1060,44	1086,32	1047,44
	по пропорциональному методу	тыс. туг	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Виды топлива на ТЭЦ</b>						
9.	Затрачено условного топлива, в т.ч.:	тыс. туг	2173,71	2232,23	2247,24	2257,85
9.1.	природный газ	тыс. туг	359,05	355,98	318,45	136,95
9.2.	уголь	тыс. туг	1633,52	1676,90	1670,28	1762,19
9.3.	мазут	тыс. туг	6,99	5,72	4,33	2,48
9.4.	прочие виды топлива	тыс. туг	0,00	0,00	0,00	0,00

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГОРОД НОВОКУЗНЕЦК НА ПЕРИОД 2019-2032 ГГ.  
 ГЛАВА I. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018
	дизельное топливо		122,22	137,92	174,15	258,78
	попутный нефтяной газ		51,93	55,72	80,03	97,45
	газ сухой		0,00	0,00	0,00	0,00
	газ НПЗ		0,00	0,00	0,00	0,00
10.	Затрачено натурального топлива, в т.ч.:		0,00	0,00	0,00	0,00
10.1.	природный газ	млн. м <sup>3</sup>	300,24	298,21	266,09	114,69
10.2.	уголь	тыс. тонн	2301,68	2391,28	2384,44	2500,71
10.3.	мазут	тыс. тонн	5,11	4,05	3,07	1,77
10.4.	прочие виды топлива	тыс. тонн	0,00	0,00	0,00	0,00
	дизельное топливо		855,51	965,42	1219,02	1811,48
	попутный нефтяной газ		90,88	97,50	140,05	170,55
	газ сухой		0,00	0,00	0,00	0,00
	газ НПЗ		0,00	0,00	0,00	0,00
11.	<b>Удельные расходы топлива на ТЭЦ</b>					
11.1.	УРУТ на выработку электроэнергии	г <sub>у.т</sub> /кВт·ч	309,48	288,02	309,99	312,51
11.2.	по теплофикационному циклу	г <sub>у.т</sub> /кВт·ч	241,96	195,22	266,99	266,79
12.	по конденсационному циклу	г <sub>у.т</sub> /кВт·ч	231,20	198,27	238,17	242,27
13.	УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	г <sub>у.т</sub> /кВт·ч	378,51	351,62	379,71	377,28
14.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	169,58	284,52	303,38	363,10

Таблица 90 - Базовые топливные балансы по всем энергоисточникам г. Новокузнецка

№ п/п	Источник тепловой энергии	Расход натурального топлива											Расход условного топлива															
		Расход газа, млн. м3			Расход угля, тыс. т			Расход мазута, тыс. т			Расход электро-энергии в качестве топлива, млн. кВт*ч			Расход газа, тыс. т.у.т.			Расход угля, тыс. т.у.т.			Расход мазута, тыс. т.у.т.			Расход электро-энергии в качестве топлива, тыс. т.у.т.			Расход условного топлива ВСЕГО, тыс. т.у.т.		
		2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018
1	КТЭЦ	0,68			546,83	520,00	531,46	0,65	0,59	0,44				0,80			381,22	365,68	371,10	0,92	0,83	0,62				382,94	366,51	371,72
2	ЗС ТЭЦ	927,20 <sup>1</sup>	253,28 <sup>1</sup>	1365,27 <sup>1</sup>	323,51	302,76	282,12	0,52	0,28	0,08				174,24	254,80	363,63	227,43	211,64	199,53	0,74	0,40	0,11				402,41	466,84	563,27
3	ЦТЭЦ	226,71	209,33	218,61	1,04	1,71	1,09	0,38	0,47	0,57				270,63	250,52	261,27	0,96	1,47	0,99	0,53	0,65	0,79				272,13	252,63	263,06
<b>ИТОГО по источникам комбинированной выработки</b>		<b>1154,59</b>	<b>462,60</b>	<b>1583,87</b>	<b>871,38</b>	<b>824,47</b>	<b>814,67</b>	<b>1,55</b>	<b>1,33</b>	<b>1,09</b>				<b>445,68</b>	<b>505,32</b>	<b>624,91</b>	<b>609,61</b>	<b>578,79</b>	<b>571,62</b>	<b>2,19</b>	<b>1,87</b>	<b>1,53</b>				<b>1057,47</b>	<b>1085,98</b>	<b>1198,05</b>
4	Абашевская районная котельная				27,980	22,750	27,310										21,265	16,676	20,018							21,265	16,676	20,018
5	Байдаевская центральная котельная № 2				25,150	22,680	27,224										19,114	16,624	19,955							19,114	16,624	19,955
6	Зыряновская районная котельная				49,330	45,960	55,168										37,491	33,689	40,438							37,491	33,689	40,438
7	Котельная пос. При-томский				13,770	11,200	13,446										10,465	8,210	9,856							10,465	8,210	9,856
8	Котельная № 19				0,290	0,250	0,300										0,220	0,183	0,220							0,220	0,183	0,220
9	Котельная № 72				0,140	0,130	0,156										0,106	0,095	0,114							0,106	0,095	0,114
10	Котельная УПК				0,360	0,380	0,456										0,274	0,279	0,334							0,274	0,279	0,334
11	Котельная ОРК «Тар-гай»				1,160	1,000	1,200										0,882	0,733	0,880							0,882	0,733	0,880
12	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной				2,400	2,070	2,485										1,824	1,517	1,821							1,824	1,517	1,821
13	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной				2,130	1,990	2,389										1,619	1,459	1,751							1,619	1,459	1,751
14	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной				0,200	0,200	0,240										0,152	0,147	0,176							0,152	0,147	0,176
15	Куйбышевская центральная котельная				38,750	34,920	41,920										29,450	25,596	30,727							29,450	25,596	30,727
16	Котельная пос. Листвяги				6,040	5,230	6,279										4,590	3,834	4,602							4,590	3,834	4,602
17	Котельная № 6				1,170	0,970	1,165										0,889	0,711	0,854							0,889	0,711	0,854
18	Котельная Садопар-ковая				1,130	0,990	1,188										0,859	0,726	0,871							0,859	0,726	0,871
19	Котельная №32				1,270	1,020	1,224										0,965	0,748	0,897							0,965	0,748	0,897
20	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский				0,911	0,760	0,912										0,692	0,557	0,669							0,692	0,557	0,669
21	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский				1,230	1,140	1,368										0,935	0,836	1,003							0,935	0,836	1,003
22	Котельная проф. «Бунгурский»				0,650	0,611	0,733										0,494	0,448	0,538							0,494	0,448	0,538
23	Котельная «РТРС»				0,290	0,270	0,324										0,220	0,198	0,238							0,220	0,198	0,238
24	Оздоровительного лагеря «Голубь»				0,280	0,240	0,288										0,213	0,176	0,211							0,213	0,176	0,211
25	Котельная школа № 1				0,340	0,290	0,348										0,258	0,213	0,255							0,258	0,213	0,255
26	Котельная школа № 23				0,250	0,230	0,276										0,190	0,169	0,202							0,190	0,169	0,202
27	Котельная школа № 37				0,310	0,270	0,324										0,236	0,198	0,238							0,236	0,198	0,238
28	Котельная школа № 43				0,330	0,320	0,384										0,251	0,235	0,282							0,251	0,235	0,282
29	Котельная интернат № 66 (Монтажник)				0,083	0,060	0,072										0,063	0,044	0,053							0,063	0,044	0,053
30	Котельная школа №				0,220	0,200	0,240										0,167	0,147	0,176							0,167	0,147	0,176

№ п/п	Источник тепловой энергии	Расход натурального топлива											Расход условного топлива																		
		Расход газа, млн. м3			Расход угля, тыс. т			Расход мазута, тыс. т			Расход электро-энергии в качестве топлива, млн. кВт*ч			Расход газа, тыс. т.у.т.			Расход угля, тыс. т.у.т.			Расход мазута, тыс. т.у.т.			Расход электро-энергии в качестве топлива, тыс. т.у.т.			Расход условного топлива ВСЕГО, тыс. т.у.т.					
		2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018
	16																														
31	Котельная детского сада № 123				0,040	0,040	0,048										0,030	0,029	0,035								0,030	0,029	0,035		
32	Полосухинская				0,870	0,740	0,888										0,661	0,542	0,651								0,661	0,542	0,651		
33	Кузнецкая крепость											0,31	0,33	0,40										0,040	0,04	0,05	0,040	0,040	0,050		
34	Котельная НКХП																														
<b>ИТОГО по котельным ООО "Сибэнерго"</b>					<b>177,07</b>	<b>156,91</b>	<b>188,35</b>					<b>0,31</b>	<b>0,33</b>	<b>0,40</b>			<b>134,58</b>	<b>115,02</b>	<b>138,06</b>							<b>0,040</b>	<b>0,040</b>	<b>0,050</b>	<b>134,62</b>	<b>115,06</b>	<b>138,11</b>
35	Новоильинская газовая котельная			1,536											1,84														1,84		
36	Котельная АО «Евразруда»				33,959	33,959	33,959										24,790	24,79	24,79								24,79	24,79	24,79		
37	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный				0,704	0,704	0,704										0,514	0,51	0,51								0,51	0,51	0,51		
38	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный				6,430	6,430	6,430										4,694	4,69	4,69								4,69	4,69	4,69		
39	Котельная ст. Абагур-Лесной				0,320	0,320	0,320										0,234	0,23	0,23								0,23	0,23	0,23		
40	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точирино				1,820	1,820	1,820										1,328	1,33	1,33								1,33	1,33	1,33		
41	Котельная ООО ТК "Садовая"				8,092	8,092	8,092										5,907	5,91	5,91								5,91	5,91	5,91		
42	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»				1,245	1,245	1,245										0,909	0,91	0,91								0,91	0,91	0,91		
43																															
<b>ИТОГО по котельным Прочих ТСО</b>				<b>1,536</b>	<b>52,570</b>	<b>52,570</b>	<b>52,570</b>								<b>1,843</b>	<b>38,376</b>	<b>38,376</b>	<b>38,376</b>									<b>38,376</b>	<b>38,376</b>	<b>40,220</b>		
<b>ВСЕГО по источникам МО ГО г. Новокузнецк</b>		<b>1154,59</b>	<b>462,60</b>	<b>1585,41</b>	<b>1101,03</b>	<b>1033,95</b>	<b>1055,59</b>	<b>1,55</b>	<b>1,33</b>	<b>1,09</b>	<b>0,31</b>	<b>0,33</b>	<b>0,40</b>	<b>445,68</b>	<b>505,32</b>	<b>626,75</b>	<b>782,56</b>	<b>732,18</b>	<b>748,06</b>	<b>2,19</b>	<b>1,87</b>	<b>1,53</b>	<b>0,04</b>	<b>0,04</b>	<b>0,05</b>	<b>1230,47</b>	<b>1239,41</b>	<b>1376,38</b>			

Примечание: 1 – Разделение газа приведено в таб. 84.

**Таблица 91 - Удельные расходы условного топлива по энергоисточникам г. Новокузнецка**

№ п/п	Источник тепловой энергии	Расход условного топлива ВСЕГО, тыс. т.у.т.			Средневзвешенный УРУТ на выработку тепловой энергии, кг у.т./Гкал			Средневзвешенный УРУТ на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал		
		2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018
1	КТЭЦ	382,94	366,51	371,72	166,29	162,55	156,01	173,20	170,15	163,40
2	ЗС ТЭЦ	402,41	466,84	563,27	157,22	157,01	154,84	157,22	157,01	154,84
3	ЦТЭЦ	272,13	252,63	263,06	179,48	177,07	180,18	179,48	177,07	180,18
<b>ИТОГО по источникам комбинированной выработки</b>		<b>1057,47</b>	<b>1085,98</b>	<b>1198,05</b>	<b>165,79</b>	<b>163,19</b>	<b>160,16</b>	<b>168,21</b>	<b>165,70</b>	<b>162,50</b>
4	Абашевская районная котельная	21,265	16,676	20,018	236,09	214,97	214,97	243,74	221,60	221,50
5	Байдаевская центральная котельная № 2	19,114	16,624	19,955	191,41	166,42	166,42	198,30	172,24	172,15
6	Зырянская районная котельная	37,491	33,689	40,438	188,61	187,81	187,81	195,60	194,45	194,34
7	Котельная пос. Притомский	10,465	8,210	9,856	229,72	178,18	178,18	235,99	182,92	182,84
8	Котельная № 19	0,220	0,183	0,220	278,28	253,11	253,11	289,62	262,54	262,38
9	Котельная № 72	0,106	0,095	0,114	316,67	319,77	319,77	333,54	335,53	335,28
10	Котельная УПК	0,274	0,279	0,334	242,98	255,31	255,31	251,70	263,77	263,63
11	Котельная ОРК «Таргай»	0,882	0,733	0,880	251,96	227,71	227,71	263,09	237,22	237,06
12	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	1,824	1,517	1,821	196,32	185,15	185,15	203,44	191,51	191,41
13	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	1,619	1,459	1,751	187,77	186,05	186,05	193,73	191,65	191,56
14	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	0,152	0,147	0,176	237,13	306,05	306,05	252,07	323,62	323,34
15	Куйбышевская центральная котельная	29,450	25,596	30,727	218,30	217,22	217,22	225,05	223,67	223,56
16	Котельная пос. Листвяги	4,590	3,834	4,602	213,76	224,23	224,23	219,34	229,85	229,76
17	Котельная № 6	0,889	0,711	0,854	313,87	322,02	322,02	322,41	330,09	329,96
18	Котельная Садопарковая	0,859	0,726	0,871	326,66	243,27	243,27	336,52	250,06	249,95
19	Котельная №32	0,965	0,748	0,897	206,11	206,36	206,36	220,72	220,03	219,81
20	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	0,692	0,557	0,669	270,45	217,86	217,86	277,83	223,73	223,63
21	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	0,935	0,836	1,003	250,89	223,55	223,55	262,29	233,15	233,00
22	Котельная проф. «Бунгурский»	0,494	0,448	0,538	255,43	239,50	239,50	264,03	247,30	247,18
23	Котельная «РТРС»	0,220	0,198	0,238	228,16	182,74	182,74	236,99	189,39	189,28
24	Оздоровительного лагеря	0,213	0,176	0,211	218,26	271,90	271,90	228,57	282,83	282,65

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО ГОРОД НОВОКУЗНЕЦК НА ПЕРИОД 2019-2032 ГГ.  
ГЛАВА I. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Источник тепловой энергии	Расход условного топлива ВСЕГО, тыс. т.у.т.			Средневзвешенный УРУТ на выработку тепловой энергии, кг у.т./Гкал			Средневзвешенный УРУТ на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал		
		2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018
	«Голубь»									
25	Котельная школа № 1	0,258	0,213	0,255	270,29	258,60	258,60	284,90	272,53	272,30
26	Котельная школа № 23	0,190	0,169	0,202	277,37	222,41	222,41	288,32	230,31	230,19
27	Котельная школа № 37	0,236	0,198	0,238	213,41	191,40	191,40	225,45	201,33	201,17
28	Котельная школа № 43	0,251	0,235	0,282	308,87	277,26	277,26	321,13	287,10	286,94
29	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	0,063	0,044	0,053	346,59	287,45	287,45	352,40	291,26	291,20
30	Котельная школа № 16	0,167	0,147	0,176	279,60	268,50	268,50	289,27	277,13	276,99
31	Котельная детского сада № 123	0,030	0,029	0,035	292,31	296,16	296,16	316,67	318,70	318,34
32	Полосухинская	0,661	0,542	0,651	233,97	221,13	221,13	244,89	231,01	230,86
33	Кузнецкая крепость	0,040	0,040	0,050						
34	Котельная НКХП									
<b>ИТОГО по котельным ООО "Сибэнерго"</b>		<b>134,62</b>	<b>115,06</b>	<b>138,11</b>	<b>209,341</b>	<b>196,466</b>	<b>196,467</b>	<b>216,486</b>	<b>202,896</b>	<b>202,793</b>
35	Новоильинская газовая котельная			1,84			154,21			154,21
36	Котельная АО «Евразруда»	24,79	24,79	24,79	198,00	198,00	198,00	198,00	198,00	198,00
37	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	0,51	0,51	0,51	217,60	217,60	217,60	217,60	217,60	217,60
38	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный	4,69	4,69	4,69	174,90	174,90	174,90	174,90	174,90	174,90
39	Котельная ст. Абагур-Лесной	0,23	0,23	0,23	192,00	192,00	192,00	192,00	192,00	192,00
40	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точилино	1,33	1,33	1,33	220,20	220,20	220,20	220,20	220,20	220,20
41	Котельная ООО ТК "Садовая"	5,91	5,91	5,91	213,20	213,20	105,33	213,20	213,20	213,20
42	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	0,91	0,91	0,91	207,00	207,00	207,00	207,00	207,00	207,00
43										
<b>ИТОГО по котельным Прочих ТСО</b>		<b>38,376</b>	<b>38,376</b>	<b>40,220</b>	<b>198,071</b>	<b>198,071</b>	<b>171,819</b>	<b>198,071</b>	<b>198,071</b>	<b>195,522</b>
<b>ВСЕГО по источникам МО ГО г. Новокузнецк</b>		<b>1230,47</b>	<b>1239,41</b>	<b>1376,38</b>	<b>170,53</b>	<b>166,72</b>	<b>163,51</b>	<b>173,25</b>	<b>169,44</b>	<b>166,64</b>

### 8.3. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями

По «Нормам технологического проектирования тепловых электрических станций ВНТП-81» запас резервного топлива для угольных ТЭЦ, располагаемых в районе угольных разрезов и шахт на расстоянии 41-100 км, принимается в пределах 15-суточного расхода, а на расстоянии до 40 км - 7 - суточному расходу.

Норматив создания запасов топлива на тепловых электростанциях и котельных является общим нормативным запасом основного и резервного топлива (далее - ОНЗТ) и определяется по сумме объемов неснижаемого нормативного запаса топлива (далее - ННЗТ) и нормативного эксплуатационного запаса топлива (далее - НЭЗТ).

Для котельных, работающих на местных видах топлива, ННЗТ не устанавливается (п.38 Приказ Минэнерго РФ от 04.09.2008 №66 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению норматива создания запаса топлива на тепловых электростанциях и котельных»). Так как практически все котельные, что муниципальные, что ведомственные работают на местных видах топлива - угле, то ННЗТ не устанавливается.

ОНЗТ и ННЗТ по ТЭЦ и муниципальным котельным по состоянию на базовый период актуализации Схемы теплоснабжения представлены в таблице ниже.

**Таблица 92 – Утвержденные нормативы ННЗТ, НЭЗТ и ОНЗТ по источникам тепловой энергии**

Наименование электростанции, котельной	Вид резервного топлива	ННЗТ, тыс. тонн (на 01.10.2018)	НЭЗТ, тыс. тонн (на 01.10.2018)	ОНЗТ, тыс. тонн (на 01.10.2018)
Кузнецкая ТЭЦ	уголь	20,909	28,520	49,679
	мазут	0,116	-	0,332
Западно-Сибирская ТЭЦ	уголь	53,391	139,289	192,680
	мазут	0,143		0,802
Центральная ТЭЦ	уголь	2,744	1,451	4,195
	мазут	1,125	0,487	1,612
Котельные ООО «СибЭнерго»	уголь		60,27	79,7
Новоильинская газовая котельная	дизельное топливо	0,126	-	0,126

Из таблицы видно, что по всем теплоисточникам фактические нормативные запасы топлива (ОНЗТ) превышают эксплуатационные (НЭЗТ), т.е. укладываются в установленные нормативы запаса топлива.

### 8.4. Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки

Основным топливом Кузнецкой и Западно-Сибирской ТЭЦ, а также подавляющего большинства котельных является смесь Кузнецких длиннопламенных и газовых углей различ-



ных классов (сортов). Длиннопламенный уголь имеет менее плотную структуру, благодаря чему он легко разгорается за счет естественной тяги, что делает его применение эффективным в энергетике. Качественные показатели применяемой смеси углей приведены в таблице 93.

**Таблица 93 – Качественные показатели применяемой смеси углей**

Зольность, %	Влажность, %	Выход летучих, %	Теплота сгорания (низшая), ккал/кг
14,77-16,7	13,41-12,84	41,38-40,98	5113-5019

На Центральной ТЭЦ, а также водогрейных котлах Кузнецкой ТЭЦ в качестве основного топлива используется природный газ с низкой теплотой сгорания  $Q_r^i - 8400$  ккал/м<sup>3</sup>. Калорийность природного газа изменяется в незначительных пределах, не более 1,5%, относительно паспортных значений поставщика.

Газоснабжение источников осуществляется по магистральному газопроводу «Парабель-Кузбасс» ООО «Газпром трансгаз Томск» через три газораспределительные станции:

- ГРС-1, расположенной вблизи д. Митино – подача природного газа осуществляется для Западно-Сибирской и Центральной ТЭЦ и промышленных предприятий на территории Новокузнецкого района, Новоильинского и центрального районов;
- ГРС-2, расположенной вблизи с. Кругленькое – Кузнецкая ТЭЦ, промышленные предприятия и прочие потребители Заводского и Казнецкого районов;
- ГРС «Черное озеро», расположенной вблизи Заводского района.

Резервным топливом ТЭЦ является мазут, теплотворной способностью 9725 ккал/м<sup>3</sup>.

Резервным топливом Центральной ТЭЦ также является уголь марки «Т», теплотворной способностью 5800 ккал/кг.

На котлоагрегатах Западно-Сибирской ТЭЦ кроме угля и мазута, производится сжигание вторичных энергоресурсов в виде буферных сбросов доменного и коксового газов с теплотворной способностью 1000 ккал/м<sup>3</sup> и 4000 ккал/м<sup>3</sup> соответственно.

## **8.5. Описание использования местных видов топлива**

Кемеровская область расположена на одном из самых крупных угольных месторождений – Кузнецком угольном бассейне. Уголь, используемый на источниках теплоснабжения добывается на территории Кемеровской области и является местным видом топлива.

Кроме местных видов топлива, на Западно-Сибирской ТЭЦ используются вторичные энергоресурсы в виде коксового и доменного газа.

## **9. НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

### **9.1. Описание изменений в надежности теплоснабжения 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**

При актуализации Схемы теплоснабжения на 2020 г. отмечены следующие изменения в части оценки надежности теплоснабжения:

1) Подробно проанализирована статистика отказов на тепловых сетях, в динамике за 2014-2018 гг., в разрезе каждого энергоисточника г. Новокузнецка:

➤ рассчитана интенсивность отказов по каждой системе теплоснабжения, каждой группе энергоисточников и в целом по городу;

➤ представлено соотношение отказов в отопительный и межотопительный периоды.

2) Оценка надежности теплоснабжения произведена для каждого источника тепловой энергии, в соответствии с Приказом Министерства регионального развития РФ 26.07.2013 г. №310 «Об утверждении Методических указаний по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения» и Постановлением Правительства РФ от 16.05.2014 г. №452 «Об утверждении Правил определения плановых и расчета фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения...».

### **9.2. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей**

Одной из проблем надежного теплоснабжения потребителей в зоне действия ТЭЦ являются высокие значения отказов на тепловых сетях и отсутствие положительной динамики сокращения числа инцидентов.

В таблице ниже представлен поток отказов (частота отказов) на тепловых сетях г. Новокузнецка за последние 5 лет, в разрезе источников централизованного теплоснабжения, а также рассчитана интенсивность отказов по каждому источнику тепловой энергии. Необходимо отметить следующее:

1) Сведения о числе инцидентов от КТЭЦ достоверны только за 2018 год. ООО «ТСН» приняло в эксплуатацию сети МП «ССК» 08.08.2017 г., с этой даты ведется статистический учет потока отказов (соответственно сведения за 2017 г. не обладают достаточной полнотой). Сведения об отказах на тепловых сетях МП «ССК» в период 01.01.2014-07.08.2017 г. отсутствуют. При последующих актуализациях необходимо отследить динамику инцидентов в сетях от КТЭЦ.

2) В тепловых сетях от ЗСТЭЦ наблюдается стабильно низкая интенсивность отказов, которая находится в диапазоне  $0,52 \div 0,67$  шт./(км·год).

3) Динамика отказов в сетях от ЦТЭЦ нестабильна. Максимум зафиксирован в 2014 г. – 1,99 шт./(км·год). За 2015 зафиксирован минимум - 1,2 шт./(км·год).

4) По зоне действия котельных ООО «Сибэнерго» в целом прослеживается положительная динамика сокращения числа инцидентов с 1,44 до 1,08 шт./(км·год). Исключение составляет 2017 г. – по-видимому, статистика является неполной, поскольку этот год являлся переходным, в связи со сменой поставщика энергоресурсов (МП «ССК» на ООО «Сибэнерго»).

**Таблица 94 - Сведения об отказах на тепловых сетях г. Новокузнецка, в разрезе источников тепловой энергии**

№ п/п	Наименование теплоисточника	Общее число отказов, шт.					Отказы в отопительный период, шт.					Отказы в межотопительный период, шт.					Интенсивность отказов за прошедший год, шт./км·год				
		2014	2015	2016	2017	2018	2014	2015	2016	2017	2018	2014	2015	2016	2017	2018	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</b>																					
1	КТЭЦ	131	138	154	495	810	0	0	0	266	290	131	138	154	229	520	0,35	0,37	0,41	1,33	2,18
2	ЗСТЭЦ	220	190	170	194	198	74	52	51	48	80	146	138	119	146	118	0,67	0,58	0,52	0,59	0,60
3	ЦТЭЦ	405	244	321	248	358	201	153	180	159	192	204	91	141	89	166	1,99	1,20	1,58	1,22	1,76
<b>ИТОГО по ТЭЦ</b>		<b>756</b>	<b>572</b>	<b>645</b>	<b>937</b>	<b>1366</b>	<b>275</b>	<b>205</b>	<b>231</b>	<b>473</b>	<b>562</b>	<b>481</b>	<b>367</b>	<b>414</b>	<b>464</b>	<b>804</b>	<b>0,84</b>	<b>0,63</b>	<b>0,71</b>	<b>1,04</b>	<b>1,51</b>
<b>Котельные, находящиеся в эксплуатации ООО «Сибэнерго»</b>																					
4	Абашевская районная котельная	60	62	67	3	51	39	31	34	2	24	21	31	33	1	27	1,40	1,44	1,56	0,07	1,19
5	Байдаевская центральная котельная № 2	34	35	29	1	27	11	20	17	1	6	23	15	12	0	21	1,55	1,60	1,33	0,05	1,23
6	Зыряновская районная котельная	72	57	39	0	44	23	19	9	0	14	49	38	30	0	30	1,79	1,42	0,97	0,00	1,09
7	Котельная пос. Притомский	25	20	8	18	13	11	7	5	6	4	14	13	3	12	9	1,45	1,16	0,46	1,04	0,75
8	Котельная № 19	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	4,03	0,00	0,00
9	Котельная № 72	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	107,14	0,00	0,00	0,00	0,00
10	Котельная УПК	0	1	0	0	2	0	1	0	0	2	0	0	0	0	0	0,00	4,55	0,00	0,00	9,09
11	Котельная ОРК «Таргай»	8	2	5	0	2	3	2	2	0	0	5	0	3	0	2	2,39	0,60	1,50	0,00	0,60
12	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	16	15	20	0	11	8	12	17	0	6	8	3	3	0	5	2,37	2,22	2,96	0,00	1,63
13	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	12	12	18	0	13	10	6	14	0	8	2	6	4	0	5	1,88	1,88	2,82	0,00	2,04
14	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	1,61	0,00
15	Куйбышевская центральная котельная	60	55	60	2	51	26	24	28	2	29	34	31	32	0	22	1,20	1,10	1,20	0,04	1,02
16	Котельная пос. Листвяги	11	12	13	0	12	6	7	11	0	11	5	5	2	0	1	1,09	1,19	1,29	0,00	1,19
17	Котельная № 6	1	0	3	0	1	1	0	3	0	1	0	0	0	0	0	1,95	0,00	5,85	0,00	1,95
18	Котельная Садопарковая	0	1	2	0	0	0	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,92	1,84	0,00	0,00
19	Котельная №32 (БПОУ)	4	5	1	2	1	0	2	1	1	1	4	3	0	1	0	1,52	1,90	0,38	0,76	0,38
20	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	Котельная проф. «Бунгурский»	0	1	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0,00	0,51	0,00	0,00	0,51

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГОРОД НОВОКУЗНЕЦК НА ПЕРИОД 2019-2032 ГГ.  
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

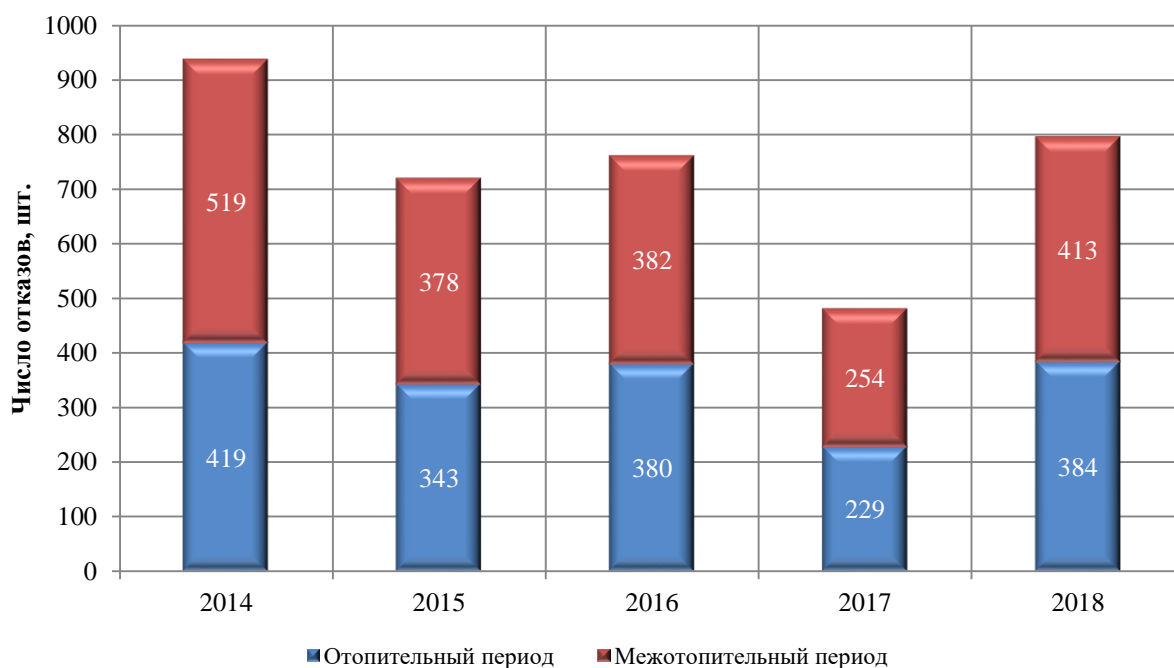
№ п/п	Наименование теплоисточника	Общее число отказов, шт.					Отказы в отопительный период, шт.					Отказы в межотопительный период, шт.					Интенсивность отказов за прошедший год, шт./км·год				
		2014	2015	2016	2017	2018	2014	2015	2016	2017	2018	2014	2015	2016	2017	2018	2014	2015	2016	2017	2018
23	Котельная «РТПС»	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0,00	0,00	0,00	0,00	13,16
24	Оздоровительного лагеря «Голубь»	0	1	0	1	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0,00	1,74	0,00	1,74	0,00	
25	Котельная школа № 1	0	2	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0,00	16,67	0,00	0,00	0,00	
26	Котельная школа № 23	1	0	0	1	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	4,36	0,00	0,00	4,36	0,00	
27	Котельная школа № 37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
28	Котельная школа № 43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
29	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	1	1	1	3	0	1	1	1	0	0	0	0	0	3	0,98	0,98	0,98	2,93	0,00	
30	Котельная школа № 16	0	1	0	1	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0,00	6,94	0,00	6,94	0,00	
31	Котельная детского сада № 123	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
32	Полосухинская	2	2	1	0	0	2	0	1	0	0	0	2	0	0	1,80	1,80	0,90	0,00	0,00	
33	Кузнецкая крепость	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
34	Котельная НКХП	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
<b>ИТОГО по котельным, находящимся в эксплуатации ООО «Сибэнерго»</b>		<b>310</b>	<b>285</b>	<b>268</b>	<b>33</b>	<b>232</b>	<b>142</b>	<b>136</b>	<b>146</b>	<b>16</b>	<b>106</b>	<b>168</b>	<b>149</b>	<b>122</b>	<b>17</b>	<b>126</b>	<b>1,44</b>	<b>1,32</b>	<b>1,25</b>	<b>0,15</b>	<b>1,08</b>
<b>Прочие котельные, от которых осуществляется регулируемое теплоснабжение</b>																					
35	Новоильинская газовая котельная	0	0	1	8	0	0	0	1	6	0	0	0	0	2	0	0,00	0,00	0,30	2,38	0,00
36	Котельная АО «Евраз-руда»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
37	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
38	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный	3	0	2	0	7	2	0	2	0	5	1	0	0	2	2,57	0,00	1,72	0,00	6,00	
39	Котельная ст. Абагур-Лесной ПМС-2	0	0	0	0	2	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0,00	0,00	0,00	0,00	27,78	
40	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точилино	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
41	Котельная ООО ТК «Садовая»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
42	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	0	2	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

№ п/п	Наименование тепло- источника	Общее число отказов, шт.					Отказы в отопительный пери- од, шт.					Отказы в межотопительный период, шт.					Интенсивность отказов за прошед- ший год, шт./ (км·год)				
		2014	2015	2016	2017	2018	2014	2015	2016	2017	2018	2014	2015	2016	2017	2018	2014	2015	2016	2017	2018
	<b>ИТОГО по прочим котель- ным, от которых осуществ- ляется регулируемое тепло- снабжение</b>	3	2	3	8	9	2	2	3	6	6	1	0	0	2	3	0,52	0,35	0,52	1,38	1,55
	<b>ИТОГО по муниципальному образованию</b>	1069	859	916	978	1607	419	343	380	495	674	650	516	536	483	933	0,95	0,76	0,82	0,87	1,43

На рисунке ниже представлена статистика отказов по городу (за исключением системы от КТЭЦ). За последние 5 лет отмечено следующее:

➤ Число отказов за отопительный период в целом стабильно и составляет 343÷419 шт. (2017 г. не принимается во внимание, в связи с неполнотой сведений по котельным ООО «Сибэнерго»);

➤ По сравнению с 2014 г. число отказов в межотопительный период снижено и составляет 343÷419 шт. сюда также включены отказы в период проведения гидравлических испытаний (2017 г. не принимается во внимание, в связи с неполнотой сведений по котельным ООО «Сибэнерго»).



**Рисунок 62 – Соотношение числа отказов по городу (за вычетом отказов по системе от КТЭЦ)**

### 9.3. Частота отключений потребителей

Частота отключений потребителей от централизованного теплоснабжения зависит от:

- отключений (и ограничений) подачи газа;
- отключений (и ограничений) электроснабжения;
- отказов на тепловых сетях.

Как показал анализ полученной при актуализации Схемы теплоснабжения информации, ограничений подачи топлива на котельные (даже в периоды стояния расчетных температур наружного воздуха) не было.

Действующие котельные города частично оснащены (см. табл. ниже) источниками резервного электроснабжения, что позволяет избежать серьезных последствий при отключениях (перебоях, скачках напряжения) подачи электроэнергии.

**Таблица 95 – Характеристики установленных на котельных резервных источников энерго-снабжения**

№ п/п	Наименование котельной	Мощность, кВт (кВА)	Тип, марка	Заводской номер	Емкость бака, литров	Расход топлива, л/ч	Примечания
1	Котельная ОРК "Таргай"	100	ДЭАС-1	3122239712К86380	200	32	
2	Котельная ОРК "Голубь"	50	Percins 1104A-44T	TYPE: 2516/1500 RS51521 SERIAL: 546553V	200	20	Работоспособен, необходим ремонт ТНВД
3	Котельная Абагур Лесной №2	60	АМ-01	578561970	120	26	
4	Куйбышевский угольный склад	50	Азимут Ад-5°С-Т400-2Р	101160500111 4R020101	250	13	неисправен
5	Котельная №72	16 (кВА)	АДП16-Т400ВЛЕС	16120737	20	5	
6	Котельная НКХП	50	ЭДБ-64-1	26А97290	250	16,7	
7	Школа № 37	60 (кВА)					

Наличие разветвлённых тепловых сетей с длительным сроком эксплуатации (особенно в зоне действия ТЭЦ) обуславливает причины возникновения отказов на тепловых сетях – порывы, утечки.

Надежность работы тепловых сетей может быть достигнута резервированием, секционированием, своевременной реконструкцией участков тепловых сетей, надлежащим техническим обслуживанием. Системы теплоснабжения города имеют слабую степень резервирования. Для оценки доли резервирования оценивается уровень резервирования тепловых сетей при наихудшем сценарии – отключение энергоисточника (или отказ головной тепломагистрали). В подобных условиях доля покрытия тепловой нагрузки в аварийном режиме от смежного источника будет минимальна, ввиду локализации зон централизованного теплоснабжения по городу. Связи ТЭЦ-ТЭЦ, как и связи ТЭЦ-котельная практически отсутствуют, а по имеющимся перемычкам невозможно передать большой объем тепловой энергии в случае отключения.

Существующая статистика учета отказов теплосетевыми организациями не позволяет проанализировать долю отказов тепловых сетей, которые приводили к отключению потребителей. Тепловые сети в пределах зоны действия 1 источника частично резервируются, однако доля резервируемой тепловой нагрузки мала. Следовательно, можно предположить, что более чем в 90% случаев, отказ участка тепловой сети приводит к отключению или ограничению теплоснабжения потребителей.



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

По категории отключений потребителей, инциденты на тепловых сетях классифицируются на:

- отказы (инциденты, которые не считаются авариями);
- аварии.

В соответствии с п. 2.10 Методических рекомендаций по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса МДК 4-01.2001:

*«2.10. Авариями в тепловых сетях считаются:*

*2.10.1. Разрушение (повреждение) зданий, сооружений, трубопроводов тепловой сети в период отопительного сезона при отрицательной среднесуточной температуре наружного воздуха, восстановление работоспособности которых продолжается более 36 часов».*

Согласно сведениям теплосетевых и теплоснабжающих организаций за 2014-2018 гг. аварийных ситуаций не возникало. Происходили только отказы.

Время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений, в значительной степени зависит от следующих факторов: диаметр трубопровода, тип прокладки, объем дренирования и заполнения тепловой сети, а также времени, затраченного на согласование раскопок с собственниками смежных коммуникаций.

Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений в отопительный период, зависит от характеристик трубопровода отключаемой теплосети. Нормативный перерыв теплоснабжения (с момента обнаружения, идентификации дефекта и подготовки рабочего места, включающего в себя установление точного места повреждения (со вскрытием канала) и начала операций по локализации поврежденного трубопровода) регламентирован п. 6.10 СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 и представлен в таблице 96.

**Таблица 96 – Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений**

Диаметр труб тепловых сетей, мм	Время восстановления теплоснабжения, ч
300	15
400	18
500	22
600	26
700	29
800-1000	40
1200-1400	до 54

Существующая статистика учета отказов теплосетевыми организациями не позволяет проанализировать поток (частоту) и время восстановления теплоснабжения потребителей после

отключений, т.к. в базах данных не указывается начало и окончание времени аварийно-восстановительных работ. Согласно сведениям теплосетевых и теплоснабжающих организаций за 2014-2018 гг. фактическое время восстановления работоспособности тепловых сетей в целом соответствует нормативам, представленным выше.

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

Расчет показателей надежности системы теплоснабжения г. Новокузнецка основывается на Методических указаниях по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения, утвержденных Приказом Министерства регионального развития РФ 26.07.2013 г. №310 «Об утверждении Методических указаний по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения» (<http://docs.cntd.ru/document/499038726>) и Постановлением Правительства РФ от 16.05.2014 г. №452 «Об утверждении Правил определения плановых и расчета фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения...».

Методические указания содержат методики расчета показателей надежности систем теплоснабжения поселений, городских округов, в документе приведены практические рекомендации по классификации систем теплоснабжения поселений, городских округов по условиям обеспечения надежности на:

- высоконадежные;
- надежные;
- малонадежные;
- ненадежные.

Методические указания предназначены для использования инженерно-техническими работниками теплоэнергетических предприятий, персоналом органов государственного энергетического надзора и органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации при проведении оценки надежности систем теплоснабжения поселений, городских округов.

Надежность системы теплоснабжения должна обеспечивать бесперебойное снабжение потребителей тепловой энергией в течение заданного периода, недопущение опасных для людей и окружающей среды ситуаций.

Показатели надежности системы теплоснабжения подразделяются на:

- показатель надежности электроснабжения источников тепловой энергии ( $K_э$ );
- показатель надежности водоснабжения источников тепловой энергии ( $K_в$ );
- показатель надежности топливоснабжения источников тепловой энергии ( $K_т$ );
- показатель соответствия тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей ( $K_с$ );

- показатель уровня резервирования источников тепловой энергии и элементов тепловой сети путем их кольцевания и устройств переключек ( $K_p$ );
- показатель технического состояния тепловых сетей, характеризуемый наличием ветхих, подлежащих замене трубопроводов ( $K_c$ );
- показатель интенсивности отказов систем теплоснабжения ( $K_{отк.тс}$ );
- показатель относительного аварийного недоотпуска тепла ( $K_{нед}$ );
- показатель готовности теплоснабжающих организаций к проведению аварийно-восстановительных работ в системах теплоснабжения (итоговый показатель) ( $K_{гот}$ );
- показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом ( $K_p$ );
- показатель оснащённости машинами, специальными механизмами и оборудованием ( $K_m$ );
- показатель наличия основных материально-технических ресурсов ( $K_{тр}$ );
- показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания для ведения аварийно-восстановительных работ ( $K_{ист}$ ).

Надёжность теплоснабжения обеспечивается надёжной работой всех элементов системы теплоснабжения, а также внешних, по отношению к системе теплоснабжения, систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии.

Интегральными показателями оценки надёжности теплоснабжения в целом являются такие эмпирические показатели как интенсивность отказов  $n_{от}$  [1/год] и относительный аварийный недоотпуск тепловой энергии  $Q_{ав}/Q_{расч.}$ , где  $Q_{ав}$  – аварийный недоотпуск тепловой энергии за год [Гкал],  $Q_{расч.}$  – расчетный отпуск тепловой энергии системой теплоснабжения за год [Гкал]. Динамика изменения данных показателей указывает на прогресс или деградацию надёжности каждой конкретной системы теплоснабжения. Однако они не могут быть применены в качестве универсальных системных показателей, поскольку не содержат элементов сопоставимости систем теплоснабжения.

### **Результаты расчета показателей надёжности системы теплоснабжения муниципального образования**

Результаты расчёта показателей надёжности систем теплоснабжения представлены в таблице 97.

По существующему положению теплоэнергетический комплекс г. Новокузнецка следует оценить как малонадёжный, а готовность систем и оперативного персонала к безаварийному теплоснабжению, как удовлетворительную.

Таблица 97 - Показатели надежности и готовности энергосистем г. Новокузнецка к безаварийному теплоснабжению

№ п/п	Наименование теплоисточника	$K_c$	$K_e$	$K_m$	$K_b$	$K_p$	$K_c$	$K_{отк.мс}$	$K_{отк.ит}$	$K_{неод}$	$K_n$	$K_m$	$K_{тр}$	$K_{ист}$	$K_{зот}$	Категория готовности	Оценка надежности теплоисточников	$K_{тс}$	Оценка надежности тепловых сетей	$Q_{факт}/тч$	Общая оценка надежности систем теплоснабжения города
<b>Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</b>																					
1	КТЭЦ	1,0	1,0	1,0	1,0	0,2	0,33	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	надежная	0,67	малонадежная	187,31	малонадежная
2	ЗСТЭЦ	1,0	1,0	1,0	1,0	0,2	0,31	0,6	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	надежная	0,68	малонадежная	247,64	малонадежная
3	ЦТЭЦ	1,0	1,0	1,0	1,0	0,2	0,72	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	надежная	0,74	малонадежная	99,79	малонадежная
<b>ИТОГО по ТЭЦ</b>		<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>0,20</b>	<b>0,39</b>	<b>0,55</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>удовлетворительная</b>	<b>надежная</b>	<b>0,69</b>	<b>малонадежная</b>	<b>534,7</b>	<b>малонадежная</b>
<b>Котельные, находящиеся в эксплуатации ООО «Сибэнерго»</b>																					
4	Абашевская районная котельная	0,6	0,6	0,5	1,0	0,2	0,44	0,6	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	малонадежная	0,71	малонадежная	6,75	малонадежная
5	Байдаевская центральная котельная № 2	0,6	0,6	0,5	1,0	0,2	0,61	0,5	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	малонадежная	0,72	малонадежная	6,67	малонадежная
6	Зырянская районная котельная	0,6	0,6	0,5	1,0	0,2	0,52	0,6	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	малонадежная	0,72	малонадежная	13,07	малонадежная
7	Котельная пос. Притомский	0,6	0,6	0,5	1,0	0,2	0,26	0,6	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	малонадежная	0,68	малонадежная	2,69	малонадежная
8	Котельная № 19	0,6	0,6	0,5	1,0	0,2	1,00	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	малонадежная	0,87	надежная	0,08	малонадежная
9	Котельная № 72	1,0	0,6	0,5	1,0	0,2	1,00	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	надежная	0,87	надежная	0,03	надежная
10	Котельная УПК	0,6	0,6	0,5	1,0	0,2	0,00	0,5	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	малонадежная	0,62	малонадежная	0,07	малонадежная
11	Котельная ОРК «Таргай»	1,0	0,6	0,5	1,0	0,2	0,61	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	надежная	0,77	надежная	0,16	надежная
12	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной	0,6	0,6	0,5	1,0	0,2	0,98	0,5	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	малонадежная	0,78	надежная	0,53	малонадежная
13	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной	1,0	0,6	0,5	1,0	0,2	0,62	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	надежная	0,72	малонадежная	0,58	малонадежная
14	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной	0,6	0,6	0,5	1,0	0,2	1,00	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	малонадежная	0,87	надежная	0,04	малонадежная
15	Куйбышевская центральная котельная	0,6	0,6	0,5	1,0	0,2	0,68	0,6	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	малонадежная	0,75	малонадежная	10,45	малонадежная
16	Котельная пос. Листвяги	0,6	0,6	0,5	1,0	0,2	0,38	0,6	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	малонадежная	0,70	малонадежная	1,18	малонадежная
17	Котельная № 6	0,6	0,6	0,5	1,0	0,2	0,75	0,5	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	малонадежная	0,74	малонадежная	0,23	малонадежная
18	Котельная Садопарковая	0,6	0,6	0,5	1,0	0,2	0,33	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	малонадежная	0,76	надежная	0,16	малонадежная
19	Котельная №32 (БПОУ)	0,6	0,6	0,5	1,0	0,2	0,64	0,8	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	малонадежная	0,77	надежная	0,28	малонадежная
20	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский	0,6	0,6	0,5	1,0	0,2	0,61	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	малонадежная	0,80	надежная	0,15	малонадежная
21	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский	0,6	0,6	0,5	1,0	0,2	0,64	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	малонадежная	0,81	надежная	0,26	малонадежная
22	Котельная проф. «Бунгурский»	0,6	0,6	0,5	1,0	0,2	0,00	0,8	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	малонадежная	0,67	малонадежная	0,11	малонадежная
23	Котельная «РТРС»	0,6	0,6	0,5	1,0	0,2	1,00	0,5	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	малонадежная	0,78	надежная	0,07	малонадежная
24	Оздоровительного лагеря «Голубь»	1,0	0,6	0,5	1,0	0,2	1,00	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	надежная	0,87	надежная	0,04	надежная
25	Котельная школа № 1	0,6	0,6	0,5	1,0	0,2	0,00	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	малонадежная	0,70	малонадежная	0,06	малонадежная
26	Котельная школа № 23	0,6	0,6	0,5	1,0	0,2	0,00	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	малонадежная	0,70	малонадежная	0,07	малонадежная
27	Котельная школа № 37	1,0	0,6	0,5	1,0	0,2	1,00	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	надежная	0,87	надежная	0,08	надежная
28	Котельная школа № 43	0,6	0,6	0,5	1,0	0,2	1,00	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	малонадежная	0,87	надежная	0,08	малонадежная
29	Котельная интернат № 66 (Монтажник)	0,6	0,6	0,5	1,0	0,2	0,00	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	малонадежная	0,70	малонадежная	0,00	малонадежная
30	Котельная школа № 16	0,6	0,6	0,5	1,0	0,2	0,00	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	малонадежная	0,70	малонадежная	0,05	малонадежная
31	Котельная детского сада № 123	0,6	0,6	0,5	1,0	0,2	1,00	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	малонадежная	0,87	надежная	0,01	малонадежная
32	Полосухинская	0,6	0,6	0,5	1,0	0,2	0,00	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	малонадежная	0,70	малонадежная	0,12	малонадежная
33	Кузнецкая крепость	0,6	0,6	0,5	1,0	0,2	1,00	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	малонадежная	0,87	надежная	0,02	малонадежная
34	Котельная НКХП	1,0	0,6	0,5	1,0	0,2	0,65	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	надежная	0,81	надежная	0,00	малонадежная
<b>ИТОГО по котельным, находящимся в эксплуатации ООО «Сибэнерго»</b>		<b>0,61</b>	<b>0,60</b>	<b>0,50</b>	<b>1,00</b>	<b>0,20</b>	<b>0,55</b>	<b>0,60</b>	<b>0,80</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>удовлетворительная</b>	<b>малонадежная</b>	<b>0,72</b>	<b>малонадежная</b>	<b>44,1</b>	<b>малонадежная</b>
<b>Прочие котельные, от которых осуществляется регулируемое теплоснабжение</b>																					
35	Новоильинская газовая котельная	0,6	0,6	0,5	1,0	0,2	0,69	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	малонадежная	0,81	надежная	1,21	малонадежная
36	Котельная АО «Евразруда»	0,6	0,6	0,5	1,0	0,2	1,00	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	малонадежная	0,87	надежная	14,29	малонадежная
37	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный	0,6	0,6	0,5	1,0	0,2	1,00	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	малонадежная	0,87	надежная	0,27	малонадежная
38	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный	0,6	0,6	0,5	1,0	0,2	0,17	0,5	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	малонадежная	0,65	малонадежная	3,06	малонадежная
39	Котельная ст. Абагур-Лесной ПМС-2	0,6	0,6	0,5	1,0	0,2	1,00	0,5	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	малонадежная	0,78	надежная	0,14	малонадежная
40	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точилюно	0,6	0,6	0,5	1,0	0,2	1,00	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	малонадежная	0,87	надежная	0,69	малонадежная
41	Котельная ООО ТК «Садовая»	0,6	0,6	0,5	1,0	0,2	0,00	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	малонадежная	0,70	малонадежная	3,08	малонадежная

№ п/п	Наименование теплоисточника	$K_3$	$K_6$	$K_m$	$K_6$	$K_p$	$K_c$	$K_{отк.тс}$	$K_{отк.ит}$	$K_{нед}$	$K_n$	$K_m$	$K_{тр}$	$K_{ист}$	$K_{гот}$	Категория готовности	Оценка надежности теплоисточников	$K_{тс}$	Оценка надежности тепловых сетей	$Q_{факт}/t_ч$	Общая оценка надежности систем теплоснабжения города
42	Котельная ООО «Новокузнецкий мелькомбинат»	0,6	0,6	0,5	1,0	0,2	1,00	1,0	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	удовлетворительная	малонадежная	0,87	надежная	0,50	малонадежная
<b>ИТОГО по прочим котельным, от которых осуществляется регулируемое теплоснабжение</b>		<b>0,60</b>	<b>0,60</b>	<b>0,50</b>	<b>1,00</b>	<b>0,20</b>	<b>0,74</b>	<b>0,93</b>	<b>0,80</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	удовлетворительная	малонадежная	<b>0,81</b>	надежная	<b>23,25</b>	малонадежная
<b>ИТОГО по муниципальному образованию</b>		<b>0,96</b>	<b>0,96</b>	<b>0,94</b>	<b>1,00</b>	<b>0,20</b>	<b>0,42</b>	<b>0,56</b>	<b>0,98</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	удовлетворительная	надежная	<b>0,70</b>	малонадежная	<b>602</b>	малонадежная

Зоны ненадежного теплоснабжения сформированы с учетом:

- анализа показателей надежности, представленных в таблице выше;
- анализа вероятности безотказной работы и коэффициента готовности, рассчитанных в электронной модели ZuluThermo (результаты расчета приведены в Главе 11 «Оценка надежности теплоснабжения»).

Карты-схемы тепловых сетей, зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения представлены на рисунке 61.

Обозначения:

- Красный цвет – зоны ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения;
- Зеленый цвет – зоны нормативной надежности и безопасности теплоснабжения.

Более детально зоны нормативной и ненормативной надежности представлены в Главе 11.

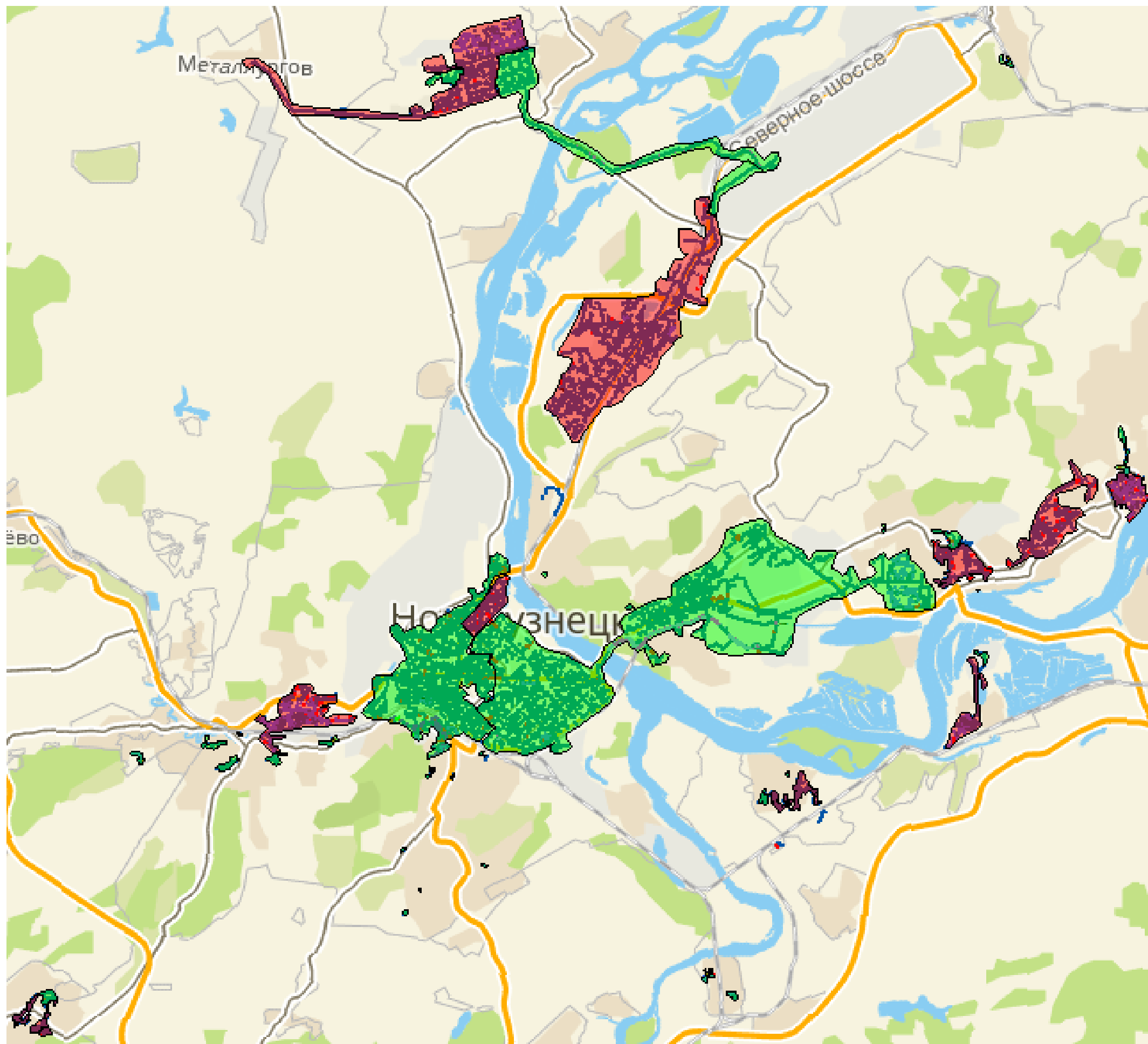


Рисунок 63 – Карты-схемы тепловых сетей, зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения

**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»**

Аварийные ситуации при теплоснабжении, расследование причин которых осуществлялось 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», за базовый период не зафиксированы.

**9.7. Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении, указанных в п. 9.6**

Особые аварийные ситуации, влекущие тяжелые последствия при теплоснабжении потребителей, за 2018 г. не зафиксированы.



## **10. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ**

### **10.1. Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций**

На момент разработки настоящего раздела регулируемые организации г. Ново-кузнецка еще не опубликовали данные о технико-экономических показателях работы за 2018 г. Поэтому ниже в настоящем разделе рассмотрены отчетные данные за 2016, 2017 г. и выполнена оценка их изменений в 2017 г.

Технико-экономические показатели работы основных организаций по основным видам деятельности (по объему выручки) изменились в 2017 г. по сравнению с 2015 г. следующим образом:

- АО "Кузнецкая ТЭЦ":

- в 2016 г. по сравнению с 2015 г. выручка от продажи тепловой энергии снизилась на 18% (до 1 768 млн. руб.), себестоимость выросла на 9% (в основном за счет роста затрат на топливо, на ремонт и прочих расходов), валовый убыток увеличился в 12 раз (до -631 млн. руб.), установленная тепловая мощность источников не изменилась, тепловая нагрузка по договорам и объем выработки тепла выросли на 2%;
- в 2017 г. по сравнению с 2016 г. выручка от продажи тепловой энергии выросла на 71% (до 3 023 млн. руб.), себестоимость сократилась на 3% (за снижения расходов на топливо и на ФЗП), валовый убыток сократился на 99%, объем выработки тепла сократился на 3%.

- ООО "Центральная ТЭЦ":

- данные за 2015 г. отсутствуют.
- в 2016 г. выручка от продажи тепловой энергии потребителям составила 1 107 млн. руб., себестоимость - 1 608 млн. руб., ТСО получила валовый убыток (-501 млн. руб.), объем выработки тепла составил 1 516 тыс. Гкал;
- в 2017 г. по сравнению с 2016 г. выручка от продажи тепловой энергии снизилась на 1% (до 1 094 млн. руб.), себестоимость сократилась на 7% (за снижения расходов на топливо, прочих и общепроизводственных расходов), валовый убыток сократился на 31%, объем выработки тепла сократился на 22%.

- АО "ЕВРАЗ ЗСМК", Западно-сибирская ТЭЦ:

- в 2016 г. по сравнению с 2015 г. выручка от продажи тепловой энергии увеличилась на 11% (до 740 млн. руб.), себестоимость выросла на 10% (в основном за счет роста затрат на топливо и на ремонт), валовый убыток увеличился на 1% (до -92 млн. руб.), установленная тепловая мощность источников и тепловая нагрузка по договорам не изменились, объем выработки тепла вырос на 6%;

- в 2017 г. по сравнению с 2016 г. выручка от продажи тепловой энергии выросла на 3% (до 760 млн. руб.), себестоимость увеличилась на 18% (за счет расходов на выполнение инвестиционной программы и расходов на топливо), валовый убыток вырос в 2,5 раза (до -224 млн. руб.), объем выработки тепла вырос на 16%.

- ООО "КузнецкТеплоСбыт":

- в 2016 г. по сравнению с 2015 г. выручка от продажи тепловой энергии увеличилась на 7% (до 1 030 млн. руб.), себестоимость выросла на 8% (в основном за счет роста затрат на покупку тепловой энергии и оплату услуг по передаче тепловой энергии), валовый убыток увеличился на 11% (до -263 млн. руб.), тепловая нагрузка по договорам не изменились, объем потерь тепла вырос на 1%, объем отпуска тепла потребителям вырос на 7%;
- в 2017 г. по сравнению с 2016 г. выручка от продажи тепловой энергии выросла на 3% (до 1 061 млн. руб.), себестоимость сократилась на 2% (за счет снижения расходов на оплату услуг по передаче тепловой энергии), валовый убыток сократился на 21% (до -208 млн. руб.), тепловая нагрузка по договорам увеличилась на 2%, объем потерь тепла и объем отпуска тепла потребителям снизились на 2%;

- АО "Межрегиональная теплосетевая компания" (передача тепловой энергии):

- в 2016 г. по сравнению с 2015 г. выручка от продажи услуг сократилась на 58% (до 318 млн. руб.), себестоимость снизилась на 68% (в основном за счет сокращения общехозяйственных расходов, расходов на ФЗП, обнуления расходов на аренду). В результате этих изменений ТСО получена валовая прибыль в размене 67 млн. руб., тепловая нагрузка по договорам сократилась на 46%, объем потерь тепла снизился на 66%;
- в 2017 г. по сравнению с 2016 г. выручка от продажи услуг выросла на 1%, себестоимость возросла на 41% (за счет прочих расходов, которые не расшифрованы). В результате таких изменений ТСО получен валовый убыток 32 млн. руб., тепловая нагрузка по договорам и объем потерь тепла не изменились, объем отпуска тепла потребителям снизился на 3%;

- МП "ССК":

- в 2016 г. по сравнению с 2015 г. выручка от продажи тепловой энергии снизилась на 16% (до 541 млн. руб.), себестоимость выросла на 5% (в основном за счет роста расходов на топливо, на электроэнергию и на ремонт), валовый убыток вырос в 3 раза (до -219 млн. руб.), тепловая нагрузка по договорам снизилась на 7%, объем потерь тепла вырос на 63%, объем отпуска тепла потребителям сократился на 4%;
- данные за 2017 г. не опубликованы.

- ООО "Тепловые сети Новокузнецка" (передача тепловой энергии):

- в 2015 г. организация не осуществляла деятельность по передаче тепловой энергии, данные за 2015 г. отсутствуют.
- в 2016 г. выручка от продажи услуг составила 288 млн. руб., себестоимость - 418 млн. руб., ТСО получила валовый убыток (-130 млн. руб.), объем отпуска тепла потребителям составил 1 631 тыс. Гкал;

- в 2017 г. по сравнению с 2016 г. выручка от продажи услуг выросла на 50%, себестоимость возросла на 37% (в основном за счет прочих расходов, которые не расшифрованы), валовый убыток вырос на 9% (до -142 млн. руб.), тепловая нагрузка по договорам сократилась на 2%, объем потерь тепла вырос на 46%, объем отпуска тепла потребителям снизился на 1%.

В рассматриваемый период 2016-2018 гг. 7 ТСО имеют действующие инвестиционные программы:

- "Западно-Сибирская ТЭЦ" - филиал АО "ЕВРАЗ ЗСМК";
- АО "Кузнецкая ТЭЦ";
- АО "Межрегиональная теплосетевая компания";
- МП НГО "ССК";
- ООО "КузнецкТеплоСбыт";
- ООО "Тепловые сети Новокузнецка";
- ООО "Центральная ТЭЦ" (МКП "Центральная ТЭЦ").

При этом по одной ТСО (ООО "Тепловые сети Новокузнецка") мероприятия на отчетные периоды 2016-2017 г. в инвестиционной программе не запланированы.

Четыре ТСО (АО "Кузнецкая ТЭЦ", АО "Межрегиональная теплосетевая компания", МП НГО "ССК", ООО "КузнецкТеплоСбыт") в стандартах раскрытия информации информацию и результатах исполнения утвержденных инвестиционных программ за 2016-2017 гг. не привели.

Данные об исполнении утвержденных инвестиционных программ в стандартах раскрытия информации предоставили 2 ТСО:

- АО "ЕВРАЗ ЗСМК" - значительно перевыполнило план капитальных вложений (в 1,3 раза в 2016 г. и в 7,2 раза в 2017 г.),
- ООО "Центральная ТЭЦ" (МКП "Центральная ТЭЦ") – план вложений недоволен (в 2016 г. план исполнен на 7%, в 2017 г. – план не выполнен).

В следующей таблице приведены основные показатели инвестиционных программ, достигнутые организациями г. Новокузнецка, реализующими указанные инвестиционные программы за 2016-2017 гг.

**Таблица 98 – Данные ТСО о результатах реализации утвержденных инвестиционных программ, отраженные в стандартах раскрытия информации, в 2016-2017 гг.**

Наименование	Ед. изм.	АО "ЕВРАЗ ЗСМК" (№1)	ООО "Центральная ТЭЦ" (ТЭ) (№16)
<b>2016-2017</b>			
Наименование ИП (мероприятия)	-	Инвестиционная программа	Инвестиционная программа (расширение бойлерной ТЦ, замена паропроводов КЦ 2-ой очереди)
Дата утверждения ИП	-	30.10.2015	08.11.2015
Период действия ИП	-	01.01.2016-31.12.2018	01.01.2016-31.12.2018
Цели	-	уменьшение удельных затрат (повышение КПД); снижение аварийности	прочее
<b>2016</b>			
Капитальные вложения			
- план	тыс. руб.	46 490	60 980
- факт	тыс. руб.	59 901	3 825
Постановка на баланс в 2016 г.	-	Постановка не отражена	Постановка 1 995 т.р.
Целевые показатели ИП:			в стандартах раскрытия не отражены
- удельный расход условного топлива			
- план	кг.у.т./Гкал	156,5	-
- факт	кг.у.т./Гкал	162,3	-
<b>2017</b>			
Капитальные вложения			
- план	тыс. руб.	46 204	60 980
- факт	тыс. руб.	331 837	0
Постановка на баланс в 2017 г.		Постановка не отражена	Постановка не отражена
Целевые показатели ИП		в стандартах раскрытия не отражены	в стандартах раскрытия не отражены

## **10.2. Результаты хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций**

В настоящем разделе приведены технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями, установленными в Постановлении Правительства РФ от 05.07.2013 г. № 570 «О стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования».

Сведения приведены по теплоснабжающим/теплосетевым организациям г. Новокузнецка и содержат данные, сформированные службами ТСО и опубликованные на Портале публикации сведений, подлежащих свободному доступу.

В настоящей актуализации в соответствии с Постановлением Правительства от 22.02.2012 г. № 154, данный раздел содержит 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.

Предыдущая актуализация схемы теплоснабжения была выполнена в 2016 г. и содержала данные не позднее, чем за 2015 г. поэтому в настоящем разделе приведены значения показателей за период, предшествующий настоящей актуализации схемы теплоснабжения (2017 г.), предыдущий период (2016 г.) и для сравнения изменений – данные за 2015 г.

Две ТСО в стандартах раскрытия информации предоставили информацию о результатах реализации инвестиционных программ, утвержденных для ТСО на 2016 г. или 2017 г.

В следующей таблице приведены основные технико-экономические показатели деятельности за 2016-2017 г. указанных организаций г. Новокузнецка (по всем видам деятельности).

Таблица 99 – Основные технико-экономические показатели деятельности организаций, опубликовавших данные о реализации инвестиционных программ в г. Новокузнецке в 2016-2017 гг.

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	1							1						
			АО "ЕВРАЗ ЗСМК", Западно-сибирская ТЭЦ (производство ТЭ)							АО "ЕВРАЗ ЗСМК", паровоздуховная станция (производство ТЭ)						
			2015	2016	Изменения в 2016 относительно 2015		2017	Изменения в 2017 относительно 2016		2015	2016	Изменения в 2016 относительно 2015		2017	Изменения в 2017 относительно 2016	
					абсолютные значения	%		абсолютные значения	%			абсолютные значения	%		абсолютные значения	%
1.	Выручка от регулируемой деятельности, в том числе по видам деятельности:	тыс.руб.	667 442,00	740 238,58	72 797	11%	759 620,56	19 382	3%	34 651,60	38 331,45	3 680	11%	41 970,40	3 639	9%
2.	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс.руб.	757 866,67	831 747,24	73 881	10%	983 722,34	151 975	18%	43 437,65	49 719,50	6 282	14%	52 750,68	3 031	6%
2.1.	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.2.	Расходы на топливо	тыс.руб.	361 719,53	403 839,08	42 120	12%	434 478,99	30 640	8%	32 828,08	38 997,76	6 170	19%	39 089,63	92	0%
2.2.1.	газ природный по регулируемой цене															
2.2.1.1.	Объем	тыс. м3			0	-		0	-	2 378,59	2 490,70	112	5%	1 730,80	-760	-31%
2.2.1.2.	Стоимость за единицу объема	тыс.руб.			0,0	-		0,0	-	4,30	4,49	0,2	4%	4,52	0,0	1%
2.2.1.3.	Стоимость доставки	тыс.руб.			0	-		0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.2.1.4.	Способ приобретения	х								прямые договоры без торгов						
2.2.3.	мазут															
2.2.3.1.	Объем	тонна	734,75	523,00	-212	-29%	278,79	-244	-47%			0	-		0	-
2.2.3.2.	Стоимость за единицу объема	тыс.руб.	8,98	6,93	-2	-23%	11,52	5	66%			0	-		0	-
2.2.3.3.	Стоимость доставки	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-			0	-		0	-
2.2.3.4.	Способ приобретения	х								торги/аукционы						
2.2.4.	уголь каменный															
2.2.4.1.	Объем	тонна	312 450,16	323 514,94	11 065	4%	302 764,82	-20 750	-6%	418,06	346,82	-71	-17%	230,35	-116	-34%
2.2.4.2.	Стоимость за единицу объема	тыс.руб.	0,78	0,83	0	6%	0,90	0	8%	0,45	0,61	0	35%	0,96	0	57%
2.2.4.3.	Стоимость доставки	тыс.руб.	45 757,89	56 051,21	10 293	22%	60 544,44	4 493	8%	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.2.4.4.	Способ приобретения	х								прямые договоры без торгов						
2.2.4.	уголь бурый															
2.2.4.1.	Объем	тонна	170 821,69	196 494,08	25 672	15%	253 279,80	56 786	29%	68 610,97	69 477,39	866	1%	82 790,25	13 313	19%
2.2.4.2.	Стоимость за единицу объема	тыс.руб.	0,38	0,38	0	0%	0,39	0	4%	0,33	0,40	0	22%	0,37	0	-6%
2.2.4.3.	Стоимость доставки	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.2.4.4.	Способ приобретения	х								прочее						
2.3.	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	тыс.руб.	10 031,51	14 412,17	4 381	44%	14 166,09	-246	-2%	3 569,85	3 860,87	291	8%	4 884,27	1 023	27%
2.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт*ч (с учетом мощности)	руб.	2,40	1,76	-0,6	-27%	2,10	0,3	19%	1,71	1,77	0,1	4%	1,97	0,2	12%
2.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт*ч	4 182,53	8 182,25	4 000	96%	6 736,37	-1 446	-18%	2 091,16	2 181,12	90	4%	2 473,78	293	13%
2.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	3 551,51	3 262,43	-289	-8%	3 616,19	354	11%
2.5	Расходы на хим.реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс.руб.	761,17	1 355,10	594	78%	1 537,73	183	13%	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.6.	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс.руб.	45 441,53	43 334,93	-2 107	-5%	46 795,06	3 460	8%	639,67	634,99	-5	-1%	730,15	95	15%
2.7.	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.	14 645,48	14 738,56	93	1%	15 334,31	596	4%	216,06	214,05	-2	-1%	246,86	33	15%
2.8.	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.9.	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.10.	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс.руб.	34 656,90	35 200,93	544	2%	32 489,62	-2 711	-8%	71,47	82,20	11	15%	88,21	6	7%
2.11.	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.12.	Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.13.	Общехозяйственные расходы	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.14.	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том числе:	тыс.руб.	155 300,71	163 723,11	8 422	5%	163 199,02	-524	0%	1 262,43	1 277,91	15	1%	2 178,30	900	70%
2.14.1.	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 % суммы расходов по указанной статье расходов	тыс.руб.	отсутствует													
2.15.	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	135 309,85	155 143,37	19 834	15%	275 721,50	120 578	78%	1 298,58	1 389,28	91	7%	1 917,06	528	38%
	сырье и материалы	тыс.руб.	7 019,97	6 839,77	-180	-3%	4 930,99	-1 909	-28%	45,43	85,99	41	89%	86,09	0	0%
	расходы на выполнение работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями и ИП	тыс.руб.	30 585,56	30 146,12	-439	-1%	46 017,53	15 871	53%	121,74	134,36	13	10%	329,66	195	145%
	- расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая расходы на оплату услуг связи, вневедомственной охраны, коммунальных услуг, юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг	тыс.руб.	29 733,24	30 592,42	859	3%	36 532,68	5 940	19%	1 111,58	1 138,81	27	2%	1 451,98	313	27%
	- плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов	тыс.руб.	4 274,86	7 209,69	2 935	69%	3 223,45	-3 986	-55%	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
	- арендная плата, концессионная плата, лизинговые платежи	тыс.руб.	668,26	779,51	111	17%	775,58	-4	-1%	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
	- расходы на страхование производственных объектов, учитываемые при определении налоговой базы по налогу на прибыль	тыс.руб.	1 068,98	807,23	-262	-24%	632,39	-175	-22%	5,53	4,57	-1	-17%	3,95	-1	-14%
	- налог на имущество	тыс.руб.	11 086,37	13 781,41	2 695	24%	14 540,38	759	6%	1,41	2,09	1	49%	3,33	1	59%
	- денежные выплаты социального характера (по Коллективному договору)	тыс.руб.	2 677,84	732,52	-1 945	-73%	2 481,66	1 749	239%	12,89	23,45	11	82%	33,64	10	43%
	- выполнение ремонта хозспособом	тыс.руб.	46 155,90	64 071,57	17 916	39%	42 668,39	-21 403	-33%	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
	- инвестпрограмма (из прибыли)	тыс.руб.	1 095,53	0,00	-1 096	-100%	98 638,43	98 638	100%	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	1							1						
			АО "ЕВРАЗ ЗСМК", Западно-сибирская ТЭЦ (производство ТЭ)							АО "ЕВРАЗ ЗСМК", паровоздуховная станция (производство ТЭ)						
			2015	2016	Изменения в 2016 относительно 2015		2017	Изменения в 2017 относительно 2016		2015	2016	Изменения в 2016 относительно 2015		2017	Изменения в 2017 относительно 2016	
абсолютные значения	%	абсолютные значения			%	абсолютные значения		%	абсолютные значения			%				
	- налог на прибыль	тыс.руб.	943,34	183,13	-760	-81%	25 280,02	25 097	13704%	0,00	0,00	0	-	8,41	8	100%
3.	Валовая прибыль (убытки) от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс.руб.	-90 424,67	-91 508,66	-1 084	1%	-224 101,78	-132 593	145%	-8 786,05	-11 388,05	-2 602	30%	-10 780,28	608	-5%
4.	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
4.1.	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
5.	Сведения об изменении стоимости основных фондов, в т.ч.:	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
5.1.	- за счет ввода (вывода) из эксплуатации	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
6.	- стоимость переоценки основных фондов	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
7.	Годовая бухгалтерская отчетность включая бухгалтерский баланс и приложения к нему		-	-			-			-	-			-		
8.	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в т.ч.:	Гкал/ч	1 307,00	1 307,50	0,5	0%	1 307,50	0,0	0%	369,80	369,80	0,0	0%	369,80	0,0	0%
9.	Тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч	1 307,00	1 307,50	0,5	0%	1 307,50	0,0	0%	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-
10.	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	2 418,43	2 556,95	138,5	6%	2 970,47	413,5	16%	2 920,10	2 895,13	-25,0	-1%	2 666,24	-228,9	-8%
11.	Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-
12.	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе:	тыс. Гкал	1 586,56	1 673,70	87,1	5%	1 639,85	-33,8	-2%	86,95	91,69	4,7	5%	96,73	5,0	5%
12.1	- определенный по приборам учета	тыс. Гкал	1 586,56	1 673,70	87,1	5%	1 639,85	-33,8	-2%	86,95	91,69	4,7	5%	96,73	5,0	5%
12.2	- определенный расчетным путем (по нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-
13.	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом	Ккал/ч.мес	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-
14.	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-
15.	Среднесписочная численность производственного персонала	чел.	206,00	193,00	-13	-6%	211,69	19	10%	41,00	39,00	-2	-5%	39,00	0	0%
16.	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	чел.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
17.	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, в том числе:	кг у.т./Гкал	159,02	157,39	-2	-1%	157,20	0	0%	181,22	180,70	-1	0%	180,09	-1	0%
18.	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии, на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	тыс. кВт*ч/Гкал	58,02	56,59	-1,43	-2%	54,38	-2,21	-4%	24,05	23,79	-0,26	-1%	25,57	1,78	7%
19.	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии, на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	куб. м/Гкал	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	5,12	4,33	-0,8	-15%	4,12	-0,2	-5%
20.	Комментарии															

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	АО "ЕВРАЗ ЗСМК", Западно-сибирская ТЭЦ (производство ТН)							АО "ЕВРАЗ ЗСМК", паровоздуховная станция (производство ТН)						
			2015	2016	Изменения в 2016 относи-тельно 2015		2017	Изменения в 2017 относи-тельно 2016		2015	2016	Изменения в 2016 относи-тельно 2015		2017	Изменения в 2017 относи-тельно 2016	
					абсолют-ные зна-чения	%		абсолют-ные зна-чения	%			абсолют-ные зна-чения	%		абсолют-ные зна-чения	%
1.	Выручка от регулируемой деятельности, в том числе по видам деятельности:	тыс.руб.	38 683,72	37 244,50	-1 439	-4%	40 461,11	3 217	9%	2 991,61	3 924,32	933	31%	4 335,80	411	10%
2.	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс.руб.	58 269,53	63 994,32	5 725	10%	68 771,31	4 777	7%	5 269,44	5 472,01	203	4%	8 001,87	2 530	46%
2.1.	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.2.	Расходы на топливо	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.3.	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	тыс.руб.	12 451,59	14 308,31	1 857	15%	18 278,42	3 970	28%	1 019,94	1 109,35	89	9%	1 338,86	230	21%
2.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт*ч (с учетом мощности)	руб.	2,49	2,99	0,5	20%	3,43	0,4	15%	1,67	1,73	0,1	4%	1,85	0,1	7%
2.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт*ч	4 994,24	4 779,36	-215	-4%	5 329,40	550	12%	611,37	641,75	30	5%	724,00	82	13%
2.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.5	Расходы на хим.реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс.руб.	11 817,13	12 069,72	253	2%	13 783,97	1 714	14%	1 148,76	1 417,21	268	23%	2 713,27	1 296	91%
2.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс.руб.	8 096,04	8 625,45	529	7%	10 000,47	1 375	16%	618,99	590,67	-28	-5%	754,55	164	28%
2.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.	2 609,29	2 933,59	324	12%	3 277,06	343	12%	190,04	183,84	-6	-3%	237,16	53	29%
2.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс.руб.	1 863,40	1 839,54	-24	-1%	1 815,95	-24	-1%	283,05	280,79	-2	-1%	328,12	47	17%
2.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.12	Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.12.1.	- расходы на текущий ремонт	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.12.2.	- расходы на капитальный ремонт	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.13.	Общехозяйственные расходы	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.13.1.	- расходы на текущий ремонт	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.13.2.	- расходы на капитальный ремонт	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.14.	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том числе:	тыс.руб.	9 277,79	9 102,39	-175	-2%	6 941,47	-2 161	-24%	398,71	256,40	-142	-36%	525,86	269	105%
2.14.1.	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 % суммы расходов по указанной статье расходов	тыс.руб.	отсутствует													
2.15.	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	12 154,29	15 115,32	2 961	24%	14 673,99	-441	-3%	1 609,95	1 633,76	24	1%	2 104,05	470	29%
	сырье и материалы	тыс.руб.	750,51	857,40	107	14%	1 692,26	835	97%	276,20	338,95	63	23%	386,53	48	14%
	расходы на выполнение работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями и ИП	тыс.руб.	7 073,27	6 438,12	-635	-9%	7 784,20	1 346	21%	106,84	110,15	3	3%	94,83	-15	-14%
	- расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая расходы на оплату услуг связи, вневедомственной охраны, коммунальных услуг, юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг	тыс.руб.	1 060,20	881,49	-179	-17%	895,45	14	2%	1 183,12	1 118,82	-64	-5%	1 532,78	414	37%
	- расходы на страхование производственных объектов, учитываемые при определении налоговой базы по налогу на прибыль	тыс.руб.	66,56	37,12	-29	-44%	32,34	-5	-13%	8,06	5,63	-2	-30%	5,32	0	-6%
	- налог на имущество	тыс.руб.	2 263,93	2 820,79	557	25%	3 226,37	406	14%	23,10	35,02	12	52%	38,62	4	10%
	- денежные выплаты социального характера (по Коллективному договору)	тыс.руб.	353,63	104,89	-249	-70%	367,62	263	250%	12,63	25,19	13	99%	36,78	12	46%
	- выполнение ремонта хозспособом	тыс.руб.	497,78	3 949,28	3 452	693%	583,85	-3 365	-85%	0,00	0,00	0	-	9,19	9	100%
	- налог на прибыль	тыс.руб.	88,41	26,22	-62	-70%	91,90	66	250%	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
3.	Валовая прибыль (убытки) от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс.руб.	-19 585,81	-26 749,82	-7 164	37%	-28 310,20	-1 560	6%	-2 277,83	-1 547,69	730	-32%	-3 666,07	-2 118	137%
4.	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
4.1.	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
5.	Сведения об изменении стоимости основных фондов, в т.ч.:	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
5.1.	- за счет ввода (вывода) из эксплуатации	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
6.	- стоимость переоценки основных фондов	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
7.	Годовая бухгалтерская отчетность включая бухгалтерский баланс и приложения к нему		-	-			-			-	-			-		
8.	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в т.ч.:	Гкал/ч	1 307,00	1 307,50	0,5	0%	1 307,50	0,0	0%	369,80	369,80	0,0	0%	369,80	0,0	0%
9.	Тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-
10.	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-
11.	Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-
12.	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе:	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-
12.1	- определенный по приборам учета	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-
12.2	- определенный расчетным путем (по нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-
13.	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом	Ккал/ч.мес	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-
14.	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-



№ п/п	Наименование	Ед. изм.	1							1						
			АО "ЕВРАЗ ЗСМК", Западно-сибирская ТЭЦ (производство ТН)							АО "ЕВРАЗ ЗСМК", паровоздуховная станция (производство ТН)						
			2015	2016	Изменения в 2016 относительно 2015		2017	Изменения в 2017 относительно 2016		2015	2016	Изменения в 2016 относительно 2015		2017	Изменения в 2017 относительно 2016	
абсолютные значения	%	абсолютные значения			%	абсолютные значения		%	абсолютные значения			%				
15.	Среднесписочная численность производственного персонала	чел.	25,00	26,00	1	4%	26,00	0	0%	15,00	15,00	0	0%	15,00	0	0%
16.	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	чел.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
17.	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, в том числе:	кг у.т./Гкал	159,02	157,39	-2	-1%	157,02	0	0%	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
18.	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии, на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	тыс. кВт*ч/Гкал	0,00	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-	0,00	0,00	0,00	-	4,84	4,84	100%
19.	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии, на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	куб. м/Гкал	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-
20.	Комментарии															

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	1							15				
			АО "ЕВРАЗ ЗСМК" (передача ТЭ и ТН)							ООО "Центральная ТЭЦ" (производство ТЭ)				
			2015	2016	Изменения в 2016 относительно 2015		2017	Изменения в 2017 относительно 2016		2015 (нет данных)	2016	2017	Изменения в 2017 относительно 2016	
					абсолютные значения	%		абсолютные значения	%				абсолютные значения	%
1.	Выручка от регулируемой деятельности, в том числе по видам деятельности:	тыс.руб.	7 011,19	7 559,41	548	8%	7 857,30	298	4%	0,00	1 107 130,84	1 093 963,99	-13 167	-1%
2.	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс.руб.	16 752,20	20 888,70	4 137	25%	20 029,94	-859	-4%	0,00	1 607 661,08	1 502 391,05	-105 270	-7%
2.1.	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-
2.2.	Расходы на топливо	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	1 044 042,68	979 413,54	-64 629	-6%
2.2.1.	газ природный по регулируемой цене													
2.2.1.1.	Объем	тыс. м3	-	-	0	-	-	0	-		231 034,91	212 619,76	-18 415	-8%
2.2.1.2.	Стоимость за единицу объема	тыс.руб.	-	-	0,0	-	-	0,0	-		4,50	4,57	0,1	2%
2.2.1.3.	Стоимость доставки	тыс.руб.	-	-	0	-	-	0	-		0,00	0,00	0	-
2.2.1.4.	Способ приобретения	х	-	-			-			-	прямые договоры без торгов			
2.2.3.	мазут													
2.2.3.1.	Объем	тонна	-	-	0	-	-	0	-		256,01	358,79	103	40%
2.2.3.2.	Стоимость за единицу объема	тыс.руб.	-	-	0	-	-	0	-		8,92	8,92	0	0%
2.2.3.3.	Стоимость доставки	тыс.руб.	-	-	0	-	-	0	-		0,00	0,00	0	-
2.2.3.4.	Способ приобретения	х	-	-			-			-	прямые договоры без торгов			
2.2.4.	уголь каменный													
2.2.4.1.	Объем	тонна	-	-	0	-	-	0	-		694,92	1 330,73	636	91%
2.2.4.2.	Стоимость за единицу объема	тыс.руб.	-	-	0	-	-	0	-		2,62	2,65	0	1%
2.2.4.3.	Стоимость доставки	тыс.руб.	-	-	0	-	-	0	-		0,00	0,00	0	-
2.2.4.4.	Способ приобретения	х	-	-			-			-	прямые договоры без торгов	прямые договоры без торгов		
2.3.	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	тыс.руб.	123,54	150,19	27	22%	148,03	-2	-1%	0,00	0,00	0,00	0	-
2.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт*ч (с учетом мощности)	руб.	<b>1,76</b>	<b>1,83</b>	0,1	4%	<b>2,39</b>	0,6	31%	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	0,0	-
2.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт*ч	70,28	82,10	12	17%	61,81	-20	-25%	0,00	0,00	0,00	0	-
2.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	9 786,52	10 092,91	306	3%
2.5	Расходы на хим.реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	6 630,70	6 237,67	-393	-6%
2.6.	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс.руб.	1 209,69	1 265,73	56	5%	1 085,25	-180	-14%	0,00	99 065,03	143 945,80	44 881	45%
2.7.	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.	376,41	390,25	14	4%	347,48	-43	-11%	0,00	29 557,81	43 471,63	13 914	47%
2.8.	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	30 947,56	39 086,75	8 139	26%
2.9.	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	7 771,04	11 804,20	4 033	52%
2.10.	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс.руб.	208,35	357,11	149	71%	509,57	152	43%	0,00	29 323,55	27 294,19	-2 029	-7%
2.11.	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	228,28	258,25	30	13%
2.12.	Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	22 926,90	0,00	-22 927	-100%
2.12.1.	- расходы на текущий ремонт	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-
2.12.2.	- расходы на капитальный ремонт	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-
2.13.	Общехозяйственные расходы	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	1 906,93	0,00	-1 907	-100%
2.13.1.	- расходы на текущий ремонт	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-
2.13.2.	- расходы на капитальный ремонт	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-
2.14.	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том числе:	тыс.руб.	2 517,11	2 122,00	-395	-16%	2 084,37	-38	-2%	0,00	56 042,61	42 486,26	-13 556	-24%
2.14.1.	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 % суммы расходов по указанной статье расходов	тыс.руб.	отсутствует							отсутствует				
2.15.	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	12 317,09	16 603,41	4 286	35%	15 855,24	-748	-5%	0,00	269 431,46	198 299,85	-71 132	-26%
	сырье и материалы	тыс.руб.	390,34	501,86	112	29%	469,85	-32	-6%	0,00	0,00	0,00	0	-
	расходы на выполнение работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями и ИП	тыс.руб.	156,89	193,24	36	23%	220,56	27	14%	0,00	0,00	10 879,33	10 879	100%
	- расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая расходы на оплату услуг связи, вневедомственной охраны, коммунальных услуг, юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг	тыс.руб.	864,62	1 215,23	351	41%	1 117,07	-98	-8%	0,00	0,00	0,00	0	-
	- расходы на страхование производственных объектов, учитываемые при определении налоговой базы по налогу на прибыль	тыс.руб.	19,96	13,47	-6	-33%	10,80	-3	-20%	0,00	0,00	0,00	0	-
	- налог на имущество	тыс.руб.	10,58	25,43	15	140%	56,32	31	121%	0,00	0,00	0,00	0	-
	- денежные выплаты социального характера (по Коллективному договору)	тыс.руб.	25,52	57,73	32	126%	75,61	18	31%	0,00	0,00	0,00	0	-
	- налог на прибыль	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	18,90	19	100%	0,00	0,00	0,00	0	-
	- прочая энергетика	тыс.руб.	10 849,18	14 596,45	3 747	35%	13 886,13	-710	-5%	0,00	0,00	0,00	0	-
	Услуги сторонних организаций (передача тепловой энергии)	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	155 050,38	119 886,48	-35 164	-23%
	Энергозатраты	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	8 353,04	0,00	-8 353	-100%
	Содержание оборудования	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	16 017,36	0,00	-16 017	-100%
	Лизинг	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	49 933,50	0,00	-49 934	-100%

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	1							15				
			АО "ЕВРАЗ ЗСМК" (передача ТЭ и ТН)							ООО "Центральная ТЭЦ" (производство ТЭ)				
			2015	2016	Изменения в 2016 относительно 2015		2017	Изменения в 2017 относительно 2016		2015 (нет данных)	2016	2017	Изменения в 2017 относительно 2016	
абсолютные значения	%	абсолютные значения			%	абсолютные значения		%						
	Налоги	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	38 562,24	46 336,74	7 775	20%
	транзит электроэнергии	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	9 091,39	9 091	100%
	административные расходы	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	12 105,91	12 106	100%
	Прочие расходы	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	1 514,94	0,00	-1 515	-100%
3.	Валовая прибыль (убытки) от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс.руб.	-9 741,01	-13 329,29	-3 588	37%	-12 172,64	1 157	-9%	0,00	-500 530,24	-345 430,20	155 100	-31%
4.	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	-500 530,24	-408 427,06	92 103	-18%
4.1.	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-
5.	Сведения об изменении стоимости основных фондов, в т.ч.:	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	16 491,99	0,00	-16 492	-100%
5.1.	- за счет ввода (вывода) из эксплуатации	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	1 994,92	0,00	-1 995	-100%
6.	- стоимость переоценки основных фондов	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-
7.	Годовая бухгалтерская отчетность включая бухгалтерский баланс и приложения к нему		-	-			-			-	<a href="https://eias.fstrf.ru/disclo/get_file?p_guid=58198b14-6de1-4bb5-895c-224599d27d66">https://eias.fstrf.ru/disclo/get_file?p_guid=58198b14-6de1-4bb5-895c-224599d27d66</a>	<a href="https://eias.fstrf.ru/disclo/get_file?p_guid=d8e06fdd-73d1-41de-acea-09e7775f3fcd">https://eias.fstrf.ru/disclo/get_file?p_guid=d8e06fdd-73d1-41de-acea-09e7775f3fcd</a>		
8.	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в т.ч.:	Гкал/ч	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	0,00	0,00	1 215,00	1 215,0	100%
9.	Тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	0,00	719,60	719,60	0,0	0%
10.	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	0,00	1 516,17	1 189,96	-326,2	-22%
11.	Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	0,00	0,00	19,38	19,4	100%
12.	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе:	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	0,00	1 107,11	1 089,40	-17,7	-2%
12.1	- определенный по приборам учета	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	0,00	537,32	583,12	45,8	9%
12.2	- определенный расчетным путем (по нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	0,00	569,79	506,29	-63,5	-11%
13.	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом	Ккал/ч.мес	90,88	100,91	10,0	11%	100,91	0,0	0%	0,00	0,00	0,00	0,0	-
14.	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	0,00	0,00	81,17	81,2	100%
15.	Среднесписочная численность производственного персонала	чел.	15,00	15,00	0	0%	15,00	0	0%	0,00	360,00	360,00	0	0%
16.	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	чел.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	83,00	83,00	0	0%
17.	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, в том числе:	кг у.т./Гкал	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	179,50	177,10	-2	-1%
18.	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии, на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	тыс. кВт*ч/Гкал	0,00	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-	0,00	34,90	37,00	2,10	6%
19.	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии, на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	куб. м/Гкал	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	0,00	0,00	0,00	0,0	-
20.	Комментарии									-	-	-		

Продолжение таблицы

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	15			15		
			ООО "Центральная ТЭЦ" (производство ТН (умягченная подпиточная вода))			ООО "Центральная ТЭЦ" (производство ТН (химочищенная вода))		
			2015 (нет данных)	2016	2017 (нет данных)	2015 (нет данных)	2016	2017 (нет данных)
1.	Выручка от регулируемой деятельности, в том числе по видам деятельности:	тыс.руб.	0,00	831,69	0,00	0,00	29 222,82	0,00
2.	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс.руб.	0,00	1 895,96	0,00	0,00	77 822,38	0,00
2.1.	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.2.	Расходы на топливо	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.3.	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт*ч (с учетом мощности)	руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт*ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб.	0,00	50,05	0,00	0,00	7 141,20	0,00
2.5	Расходы на хим.реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс.руб.	0,00	34,30	0,00	0,00	8 410,27	0,00
2.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс.руб.	0,00	407,22	0,00	0,00	18 604,22	0,00
2.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.	0,00	120,47	0,00	0,00	5 286,98	0,00
2.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс.руб.	0,00	135,27	0,00	0,00	6 195,11	0,00
2.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс.руб.	0,00	33,97	0,00	0,00	1 555,61	0,00
2.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс.руб.	0,00	154,64	0,00	0,00	3 064,42	0,00
2.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	10,19	0,00
2.12	Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс.руб.	0,00	100,21	0,00	0,00	4 589,53	0,00
2.13	Общехозяйственные расходы	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том числе:	тыс.руб.	0,00	177,69	0,00	0,00	11 490,30	0,00
2.14.1.	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 % суммы расходов по указанной статье расходов	тыс.руб.	-	отсутствует	-	-	отсутствует	-
2.15.	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	0,00	682,14	0,00	0,00	11 474,48	0,00
	Энергозатраты	тыс.руб.	0,00	8,09	0,00	0,00	2 971,90	0,00
	Содержание оборудования	тыс.руб.	0,00	70,48	0,00	0,00	4 017,72	0,00
	Лизинг	тыс.руб.	0,00	508,39	0,00	0,00	0,00	0,00
	Налоги	тыс.руб.	0,00	95,18	0,00	0,00	4 484,86	0,00
3.	Валовая прибыль (убытки) от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс.руб.	0,00	-1 064,27	0,00	0,00	-48 599,56	0,00
4.	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс.руб.	0,00	-1 064,27	0,00	0,00	-48 599,56	0,00
4.1.	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5.	Сведения об изменении стоимости основных фондов, в т.ч.:	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5.1.	- за счет ввода (вывода) из эксплуатации	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6.	- стоимость переоценки основных фондов	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7.	Годовая бухгалтерская отчетность включая бухгалтерский баланс и приложения к нему		-	<a href="https://eias.fstrf.ru/disclo/get_file?p_guid=58198b14-6de1-4bb5-895c-224599d27d66">https://eias.fstrf.ru/disclo/get_file?p_guid=58198b14-6de1-4bb5-895c-224599d27d66</a>	-	-	<a href="https://eias.fstrf.ru/disclo/get_file?p_guid=58198b14-6de1-4bb5-895c-224599d27d66">https://eias.fstrf.ru/disclo/get_file?p_guid=58198b14-6de1-4bb5-895c-224599d27d66</a>	-
8.	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в т.ч.:	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9.	Тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10.	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11.	Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12.	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе:	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12.1	- определенный по приборам учета	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12.2	- определенный расчетным путем (по нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13.	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом	Ккал/ч.мес	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14.	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15.	Среднесписочная численность производственного персонала	чел.	0,00	360,00	0,00	0,00	360,00	0,00
16.	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	чел.	0,00	83,00	0,00	0,00	83,00	0,00
17.	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, в том числе:	кг у.т./Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18.	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии, на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	тыс. кВт*ч/Гкал	0,00	34,90	0,00	0,00	0,00	0,00
19.	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии, на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	куб. м/Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20	Комментарии		-	-	-	-	-	-

Далее приведена информация по основным технико-экономическим показателям деятельности всех остальных организаций, не опубликовавших и (или) не реализующих инвестиционные программы в 2016-2017 гг.

В настоящей актуализации схемы теплоснабжения приведены данные о результатах хозяйственной деятельности всех ТСО г. Новокузнецка за 2015-2017 гг. При этом в предыдущей актуализации по одной ТСО (АО "Кузнецкая ТЭЦ") были представлены фактические данные стандартов раскрытия информации за более ранний период (2014 г.).

Ретроспективные данные о технико-экономических показателях работы АО "Кузнецкая ТЭЦ" за 2014 г., приведенные в предыдущей актуализации схемы теплоснабжения, представлены в следующей таблице.

**Таблица 100 –Ретроспективные основные технико-экономические показатели деятельности АО "Кузнецкая ТЭЦ" за 2014 г. (данные предыдущей актуализации)**

Наименование показателя	Теплоснабжение				
	Тепло			ТН- вода Химически очищенная Вода)	ТН– пар (Хи- мически- обессоленная вода)
	Производство Передача	Пере- дача	Сбыт		
1) Выручка от регулируемого вида деятельности (тыс. рублей) с разбивкой по видам деятельности	2 202 701			5 513	5 097
Тепловая энергия	1 751 937				
Горячая вода	450 764				
2) Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности (тыс. рублей), включая:	1 475 065	539 101	126 279	5 511	5 097
Тепловая энергия	1 064 059	398 551	101 227		
Горячая вода	411 006	140 550	25 052		
а) расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель					
б) расходы на топливо с указанием по каждому виду топлива стоимости (за единицу объема), объема и способа его приобретения, стоимости его доставки *	735 541				
в) расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе (с указанием средневзвешенной стоимости 1 кВт*ч), и объем приобретения электрической энергии					
г) расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	2 409			242	234
д) расходы на химические реагенты, используемые в технологическом процессе	16 070			1483	1459
е) расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	145 274	17	243	1889	1752
ж) расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды административно- управленческого персонала	19 689	5	82		
з) расходы на амортизацию основных производственных средств	106 686	7	1	600	541
и) расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	28 773	45	14	289	314
к) общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт	29 599	208	0	74	60
л) общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт	182 068	158	850	38	45
м) расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств (в том числе информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов)**	164 306	0	0	474	379
н) прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством Российской Федерации	44 650	538 661	125 089	422	313
3) чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, с указанием размера ее расходования на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации (тыс. рублей)	Раздельный учет по видам продукции не ведется				
4) изменение стоимости основных фондов, в том числе за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации), а также стоимости их переоценки (тыс. рублей)***	-2 604	0	0	0	0
5) валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности (тыс. рублей)	62 256			2	0
Тепловая энергия	188 100				

Наименование показателя	Теплоснабжение				
	Тепло			ТН- вода Химически очищенная Вода)	ТН- пар (Хи- мически- обессоленная вода)
	Производство Передача	Пере- дача	Сбыт		
Горячая вода	-125 844				
6) установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе по каждому источнику тепловой энергии (Гкал/ч)	890				
7) тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (Гкал/ч)	915,76				
8) объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (тыс. Гкал)	2 250,44				
9) объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (тыс. Гкал)					
10) объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе, определенном по приборам учета и расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг) (тыс. Гкал)	2 220,49				
11) нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, утвержденным уполномоченным органом (Ккал/ч.мес.)	-				
23) Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии (тыс. Гкал)	-				
13) среднесписочная численность основного производственного персонала (человек)	529				
14) среднесписочная численность административно- управленческого персонала (человек)	Данный показатель не предусмотрен формой П-4				
15) удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, с разбивкой по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности (кг у. т./Гкал)	166,1			-	-
в горячей воде	165,0				
в паре	177,0				
7) удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (тыс. кВт*ч/Гкал)	0,051			-	-
8) удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (куб. м/Гкал)	5,236			-	-

**Таблица 101 – Основные технико-экономические показатели деятельности теплоснабжающих (теплосетевых) организаций в г. Новокузнецка за 2015-2017 гг. (за исключением организаций, опубликовавших данные о реализации инвестиционных программ)**

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	3							4						
			АО "Кузнецкая ТЭЦ" (производство ТЭ)							АО "Межрегиональная теплосетевая компания" (передача ТЭ и ТН)						
			2015	2016	Изменения в 2016 относительно 2015		2017	Изменения в 2017 относительно 2016		2015	2016	Изменения в 2016 относительно 2015		2017	Изменения в 2017 относительно 2016	
абсолютные значения	%	абсолютные значения			%	абсолютные значения		%	абсолютные значения			%				
1.	Выручка от регулируемой деятельности, в том числе по видам деятельности:	тыс.руб.	2 151 652,00	1 767 949,00	-383 703	-18%	3 023 157,56	1 255 209	71%	759 264,00	317 725,00	-441 539	-58%	321 818,00	4 093	1%
2.	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс.руб.	2 205 962,82	2 399 260,06	193 297	9%	2 317 043,07	-82 217	-3%	784 211,00	250 972,00	-533 239	-68%	354 033,00	103 061	41%
2.1.	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	155 278,00	61 944,00	-93 334	-60%	64 265,00	2 321	4%
2.2.	Расходы на топливо	тыс.руб.	746 005,82	823 164,06	77 158	10%	689 796,07	-133 368	-16%	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.2.1.	газ природный по регулируемой цене															
2.2.1.1.	Объем	тыс. м3		675,00	675	100%	0,00	-675	-100%	-	-	0	-	-	0	-
2.2.1.2.	Стоимость за единицу объема	тыс.руб.		7,97	8,0	100%	0,00	-8,0	-100%	-	-	0,0	-	-	0,0	-
2.2.1.3.	Стоимость доставки	тыс.руб.		0,00	0	-	0,00	0	-	-	-	0	-	-	0	-
2.2.1.4.	Способ приобретения	х		прочее			-			-	-			-		
2.2.3.	мазут															
2.2.3.1.	Объем	тонна	481,13	647,00	166	34%	588,70	-58	-9%	-	-	0	-	-	0	-
2.2.3.2.	Стоимость за единицу объема	тыс.руб.	9,55	7,46	-2	-22%	9,23	2	24%	-	-	0	-	-	0	-
2.2.3.3.	Стоимость доставки	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	-	-	0	-	-	0	-
2.2.3.4.	Способ приобретения	х	прочее	прочее			тор-ги/аукционы			-	-			-		
2.2.4.	уголь каменный															
2.2.4.1.	Объем	тонна	496 175,20	546 828,00	50 653	10%	519 999,47	-26 829	-5%	-	-	0	-	-	0	-
2.2.4.2.	Стоимость за единицу объема	тыс.руб.	1,43	1,49	0	4%	1,32	0	-11%	-	-	0	-	-	0	-
2.2.4.3.	Стоимость доставки	тыс.руб.	32 663,00	0,00	-32 663	-100%	0,00	0	-	-	-	0	-	-	0	-
2.2.4.4.	Способ приобретения	х	прямые договоры без торгов	прочее			прочее			-	-			-		
2.3.	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	33 497,00	33 497	100%	33 349,00	-148	0%
2.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт*ч (с учетом мощности)	руб.	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-
2.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт*ч	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб.	3 403,00	3 274,00	-129	-4%	0,00	-3 274	-100%	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.5	Расходы на хим.реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс.руб.	14 602,00	19 359,00	4 757	33%	17 199,00	-2 160	-11%	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.6.	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс.руб.	164 563,00	181 130,00	16 567	10%	237 075,00	55 945	31%	146 587,00	36 460,00	-110 127	-75%	46 033,68	9 574	26%
2.7.	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.8.	Расходы на оплату труда АУП	тыс.руб.	25 052,00	30 932,00	5 880	23%	0,00	-30 932	-100%	87 439,00	16 827,00	-70 612	-81%	18 177,32	1 350	8%
2.9.	Отчисления на социальные нужды АУП	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.10.	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс.руб.	106 626,00	95 555,00	-11 071	-10%	101 398,00	5 843	6%	14 696,00	6 387,00	-8 309	-57%	30 407,00	24 020	376%
2.11.	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс.руб.	16 372,00	17 258,00	886	5%	278,00	-16 980	-98%	97 205,00	0,00	-97 205	-100%	15 454,00	15 454	100%
2.12.	Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс.руб.	33 632,00	17 719,00	-15 913	-47%	0,00	-17 719	-100%	32 708,00	38 320,00	5 612	17%	0,00	-38 320	-100%
2.12.1.	- расходы на текущий ремонт	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.12.2.	- расходы на капитальный ремонт	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.13.	Общехозяйственные расходы	тыс.руб.	181 517,00	196 942,00	15 425	8%	0,00	-196 942	-100%	185 289,00	35 900,00	-149 389	-81%	0,00	-35 900	-100%
2.13.1.	- расходы на текущий ремонт	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.13.2.	- расходы на капитальный ремонт	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.14.	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том числе:	тыс.руб.	145 611,00	192 536,00	46 925	32%	283 086,00	90 550	47%	65 009,00	21 637,00	-43 372	-67%	63 268,00	41 631	192%
2.14.1.	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 % суммы расходов по указанной статье расходов	тыс.руб.	отсутствует							отсутствует						
2.15.	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	768 579,00	821 391,00	52 812	7%	988 211,00	166 820	20%	0,00	0,00	0	-	83 079,00	83 079	100%



№ п/п	Наименование	Ед. изм.	3							4								
			АО "Кузнецкая ТЭЦ" (производство ТЭ)							АО "Межрегиональная теплосетевая компания" (передача ТЭ и ТН)								
			2015	2016	Изменения в 2016 относительно 2015		2017	Изменения в 2017 относительно 2016		2015	2016	Изменения в 2016 относительно 2015		2017	Изменения в 2017 относительно 2016			
абсолютные значения	%	абсолютные значения			%	абсолютные значения		%	абсолютные значения			%						
3.	Валовая прибыль (убытки) от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс.руб.	-54 310,82	-631 311,06	-577 000	1062%	-5 903,00	625 408	-99%	-33 130,00	66 753,00	99 883	-301%	-32 215,00	-98 968	-148%		
4.	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	51 145,00	66 753,00	15 608	31%	0,00	-66 753	-100%		
4.1.	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-		
5.	Сведения об изменении стоимости основных фондов, в т.ч.:	тыс.руб.	27 200,00	1 653 912,00	1 626 712	5981%	1 051 014,00	-602 898	-36%	59 909,00	0,00	-59 909	-100%	0,00	0	-		
5.1.	- за счет ввода (вывода) из эксплуатации	тыс.руб.	27 200,00	0,00	-27 200	-100%	0,00	0	-	59 909,00	0,00	-59 909	-100%	0,00	0	-		
6.	- стоимость переоценки основных фондов	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-		
7.	Годовая бухгалтерская отчетность включая бухгалтерский баланс и приложения к нему		-	<a href="http://sibgenco.ru/investors/disclosure/raskrytie-informatsii-v-sootvetstvii-so-standartami-raskrytiya-informatsii-teplosnabzhayu-shchimi-org/?filter=">http://sibgenco.ru/investors/disclosure/raskrytie-informatsii-v-sootvetstvii-so-standartami-raskrytiya-informatsii-teplosnabzhayu-shchimi-org/?filter=</a>			<a href="https://eias.fstrf.ru/disclosure/get_file?p_guid=ddc5883b-2b68-4d36-b2b2-f00a097b83c1">https://eias.fstrf.ru/disclosure/get_file?p_guid=ddc5883b-2b68-4d36-b2b2-f00a097b83c1</a>				<a href="http://sibgenco.ru/upload/iblock/31c/gbo-mtsk.pdf">http://sibgenco.ru/upload/iblock/31c/gbo-mtsk.pdf</a>			<a href="https://tariff.eias.ru/disclosure/get_file?p_guid=8aad3ec6-11f9-452b-8c59-ecfa7225ce7b">https://tariff.eias.ru/disclosure/get_file?p_guid=8aad3ec6-11f9-452b-8c59-ecfa7225ce7b</a>				
8.	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в т.ч.:	Гкал/ч	890,00	890,00	0,0	0%	0,00	-890,0	-100%	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-		
9.	Тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч	932,40	946,84	14,4	2%	948,21	1,4	0%	1 012,81	547,10	-465,7	-46%	547,46	0,4	0%		
10.	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	2 161,07	2 210,96	49,9	2%	2 153,99	-57,0	-3%	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-		
11.	Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	518,00	131,30	-386,7	-75%	131,05	-0,3	0%		
12.	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе:	тыс. Гкал	2 144,80	2 184,15	39,3	2%	2 138,99	-45,2	-2%	133,00	1 253,13	1 120,1	842%	1 219,26	-33,9	-3%		
12.1	- определенный по приборам учета	тыс. Гкал	н/д	0,00	н/д	н/д	2 138,99	2 139,0	100%	н/д	н/д	н/д	н/д	0,00	н/д	н/д		
12.2	- определенный расчетным путем (по нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	н/д	2 184,15	н/д	н/д	0,00	-2 184,2	-100%	н/д	н/д	н/д	н/д	1 219,26	н/д	н/д		
13.	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом	Ккал/ч.мес	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	295,00	131,05	-164,0	-56%	131,05	0,0	0%		
14.	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	385,00	131,30	-253,7	-66%	131,05	-0,3	0%		
15.	Среднесписочная численность производственного персонала	чел.	551,00	558,00	7	1%	0,00	-558	-100%	258,00	156,00	-102	-40%	63,00	-93	-60%		
16.	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	чел.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	14,00	82,00	68	486%	29,00	-53	-65%		
17.	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, в том числе:	кг у.т./Гкал	164,94	173,03	8	5%	170,34	-3	-2%	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-		
17.1.	отдельно по источникам в г. Новокузнецке	кг у.т./Гкал	в ГВ	164,28	в ГВ	172,19	8	5%	в ГВ	169,54	-3	-2%	-	-	0	-	0	-
17.2.		кг у.т./Гкал	в паре	171,57	в паре	181,83	10	6%	в паре	178,71	-3	-2%	-	-	0	-	0	-
18.	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии, на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	тыс. кВт*ч/Гкал	0,05	0,05	0,00	0%	0,05	0,00	0%	0,00	0,13	0,13	100%	0,01	-0,12	-92%		
19.	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии, на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	куб. м/Гкал	5,38	4,64	-0,7	-14%	4,80	0,2	3%	0,00	4,05	4,1	100%	0,00	-4,1	-100%		
20.	Комментарии		п.1: выручка отражена с учетом субсидий из								п.2.6, 2.8: указаны суммы с учетом отчислений на соц. нужды;							

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	3					4							
			АО "Кузнецкая ТЭЦ" (производство ТЭ)					АО "Межрегиональная теплосетевая компания" (передача ТЭ и ТН)							
			2015	2016	Изменения в 2016 относительно 2015		2017	Изменения в 2017 относительно 2016	2015	2016	Изменения в 2016 относительно 2015		2017	Изменения в 2017 относительно 2016	
					абсолютные значения	%					абсолютные значения	%		абсолютные значения	%
			бюджета, отраженных в ф.2 в прочих доходах, +511 620 т р., в том числе, тепловая энергия +365 527 т. р., горячая вода +146093 т. р.												
			п.2.6, 2.8: указаны суммы с учетом отчислений на соц. нужды; п.2.14: Единственной организацией, объем оплаты услуг, которой превышает 20% по ст. «Расходы на капитальный и текущий ремонт» является ОАО «Сибирьэнергоремонт» (далее СибЭР). Выполнение ремонтных работ в 2015 г. осуществлялось в рамках договора (№1-Р/2011 от 27.12.2010), в 2016-2017 г. - в рамках действующего договора (№2-Р/2016_КузТЭЦ от 30.12.2015 г.) и дополнительных соглашений к ним; п.4: Раздельный учет по видам продукции не ведется; п.16: Данный показатель не предусмотрен формой П-4.				п.4: Раздельный учет по видам продукции не ведется; п.9: контур АО "Кузнецкая ТЭЦ": 876,83 (вода); 58,98 (пар) контур БелГРЭС ОАО "Кузбассэнерго" - 77; п.11: контур АО "Кузнецкая ТЭЦ" - 206; контур Западно-Сибирской ТЭЦ - филиал ОАО "ЕВРАЗ ЗСМК" - 131; контур БелГРЭС ОАО "Кузбассэнерго" - 182; п.12: контур БелГРЭС ОАО "Кузбассэнерго"; п.13: контур АО "Кузнецкая ТЭЦ" - 123; контур Западно-Сибирской ТЭЦ - филиал ОАО "ЕВРАЗ ЗСМК" - 131; контур БелГРЭС ОАО "Кузбассэнерго" - 41; п.14: контур АО "Кузнецкая ТЭЦ" - 206; контур Западно-Сибирской ТЭЦ - филиал ОАО "ЕВРАЗ ЗСМК" - 131; контур БелГРЭС ОАО "Кузбассэнерго" - 49; п.18: Тепло - 0,2893; Услуги по передаче ТЭ - 0,0272.		-		п.4 отдельный учет по видам деятельности не ведется				

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	5							6						
			АО "РУСАЛ Новокузнецкий Аллюминиевый Завод" (передача ТЭ и ТН)							Кузбасский территориальный участок ЗСД по тепловодоснабжению-СП ЦД по тепловодоснабжению - филиал ОАО "РЖД" (производство ТЭ)						
			2015	2016	Изменения в 2016 относительно 2015		2017	Изменения в 2017 относительно 2016		2015	2016	Изменения в 2016 относительно 2015		2017	Изменения в 2017 относительно 2016	
					абсолютные значения	%		абсолютные значения	%			абсолютные значения	%		абсолютные значения	%
1.	Выручка от регулируемой деятельности, в том числе по видам деятельности:	тыс.руб.	7 437,10	7 736,42	299	4%	0,00	-7 736	-100%	0,00	19 878,42	19 878	100%	20 661,12	783	4%
2.	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс.руб.	9 243,02	8 997,99	-245	-3%	0,00	-8 998	-100%	0,00	209 164,57	209 165	100%	128 808,03	-80 357	-38%
2.1.	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.2.	Расходы на топливо	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	42 275,88	42 276	100%	25 478,42	-16 797	-40%
2.2.4.	уголь каменный															
2.2.4.1.	Объем	тонна	-	-	0	-	-	0	-	-	21 180,85	21 181	100%	15 764,30	-5 417	-26%
2.2.4.2.	Стоимость за единицу объема	тыс.руб.	-	-	0	-	-	0	-	-	1,17	1	100%	1,23	0	6%
2.2.4.3.	Стоимость доставки	тыс.руб.	-	-	0	-	-	0	-	-	17 550,42	17 550	100%	6 045,29	-11 505	-66%
2.2.4.4.	Способ приобретения	х	-	-			-			-	торги/ аукционы			торги/ аукционы		
2.3.	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	тыс.руб.	217,12	250,51	33	15%	0,00	-251	-100%	0,00	9 406,70	9 407	100%	7 509,26	-1 897	-20%
2.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт*ч (с учетом мощности)	руб.	1,77	1,86	0,1	5%	0,00	-1,9	-100%	0,00	2,77	2,8	100%	3,01	0,2	9%
2.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт*ч	122,91	134,48	12	9%	0,00	-134	-100%	0,00	3 396,14	3 396	100%	2 497,34	-899	-26%
2.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	6 873,45	6 873	100%	6 873,45	0	0%
2.5	Расходы на хим.реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.6.	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	48 825,57	48 826	100%	24 660,29	-24 165	-49%
2.7.	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	14 842,97	14 843	100%	7 496,73	-7 346	-49%
2.8.	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	15 440,79	15 441	100%	12 904,12	-2 537	-16%
2.9.	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	3 982,48	3 982	100%	3 922,85	-60	-1%
2.10.	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс.руб.	245,66	233,21	-12	-5%	0,00	-233	-100%	0,00	13 365,11	13 365	100%	10 931,06	-2 434	-18%
2.11.	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.12.	Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс.руб.	4 466,38	2 802,59	-1 664	-37%	0,00	-2 803	-100%	0,00	36 388,75	36 389	100%	20 442,37	-15 946	-44%
2.12.1.	- расходы на текущий ремонт	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	4 585,11	4 585	100%	3 954,59	-631	-14%
2.12.2.	- расходы на капитальный ремонт	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	331 803,64	331 804	100%	0,00	-331 804	-100%
2.13.	Общехозяйственные расходы	тыс.руб.	1 791,10	1 760,40	-31	-2%	0,00	-1 760	-100%	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.13.1.	- расходы на текущий ремонт	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.13.2.	- расходы на капитальный ремонт	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.14.	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том числе:	тыс.руб.	2 522,77	3 951,28	1 429	57%	0,00	-3 951	-100%	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.14.1.	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 % суммы расходов по указанной статье расходов	тыс.руб.	отсутствует							отсутствует						
2.15.	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	17 762,87	17 763	100%	8 589,49	-9 173	-52%
	расходы на выполнение работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями и ИП	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	9 763,95	9 764	100%	0,00	-9 764	-100%
	- плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	39,75	40	100%	52,81	13	33%
	- налог на имущество	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	3 057,82	3 058	100%	1 171,09	-1 887	-62%
	- денежные выплаты социального характера (по Коллективному договору)	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	1 398,67	1 399	100%
	- налог на прибыль	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	279,74	280	100%
	Служебные командировки	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	287,60	288	100%	0,00	-288	-100%
	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	66,03	66	100%	0,00	-66	-100%
	Общехозяйственные расходы	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	5 687,18	5 687	100%
	Прочие расходы	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	4 547,72	4 548	100%	0,00	-4 548	-100%
3.	Валовая прибыль (убытки) от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс.руб.	-1 805,92	-1 261,57	544	-30%	0,00	1 262	-100%	0,00	-189 286,15	-189 286	100%	-108 146,91	81 139	-43%
4.	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	-189 286,15	-189 286	100%	-108 146,91	81 139	-43%
4.1.	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
5.	Сведения об изменении стоимости основных фондов, в т.ч.:	тыс.руб.	-157,50	0,00	158	-100%	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
5.1.	- за счет ввода (вывода) из эксплуатации	тыс.руб.	-157,50	0,00	158	-100%	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
7.	Годовая бухгалтерская отчетность включая бухгалтерский баланс и приложения к нему		<a href="http://www.eias.ru/disclosure/portal/files.aspx?id">http://www.eias.ru/disclosure/portal/files.aspx?id</a>	<a href="https://tariff.eias.ru/disclosure/get_file?p_guid=4659a469-">https://tariff.eias.ru/disclosure/get_file?p_guid=4659a469-</a>							<a href="https://tariff.eias.ru/disclosure/get_file?p_guid=c2f4a351-6151-4ed4-9bc3-f3108ab65227">https://tariff.eias.ru/disclosure/get_file?p_guid=c2f4a351-6151-4ed4-9bc3-f3108ab65227</a>			<a href="https://tariff.eias.ru/disclosure/get_file?p_guid=74419011-5599-4685-8484-e56b02faa12a">https://tariff.eias.ru/disclosure/get_file?p_guid=74419011-5599-4685-8484-e56b02faa12a</a>		

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	5							6											
			АО "РУСАЛ Новокузнецкий Алюминиевый Завод" (передача ТЭ и ТН)							Кузбасский территориальный участок ЗСД по тепловодоснабжению-СП ЦД по тепловодоснабжению - филиал ОАО "РЖД" (производство ТЭ)											
			2015	2016	Изменения в 2016 относительно 2015		2017	Изменения в 2017 относительно 2016		2015	2016	Изменения в 2016 относительно 2015		2017	Изменения в 2017 относительно 2016						
					абсолютные значения	%		абсолютные значения	%			абсолютные значения	%		абсолютные значения	%					
			=844&type=3	e937-42c9-be35-d0d7510edfdc																	
8.	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в т.ч.:	Гкал/ч	41,00	41,00	0,0	0%	0,00	-41,0	-100%	0,00	47,61	47,6	100%	47,61	0,0	0%					
9.	Тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч	2,93	2,47	-0,5	-16%	0,00	-2,5	-100%	932,40	13,94	-918,5	-99%	13,94	0,0	0%					
10.	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	0,00	85,68	85,7	100%	62,18	-23,5	-27%					
11.	Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	25,69	21,66	-4,0	-16%	0,00	-21,7	-100%	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-					
12.	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе:	тыс. Гкал	25,69	21,66	-4,0	-16%	0,00	-21,7	-100%	0,00	78,88	78,9	100%	60,51	-18,4	-23%					
12.1	- определенный по приборам учета	тыс. Гкал	1,49	1,29	-0,2	-13%	0,00	-1,3	-100%	0,00	78,88	78,9	100%	60,51	-18,4	-23%					
12.2	- определенный расчетным путем (по нормативам потребления ком. услуг)	тыс. Гкал	24,20	20,37	-3,8	-16%	0,00	-20,4	-100%	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-					
13.	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом	Ккал/ч.мес	930,00	932,00	2,0	0%	0,00	-932,0	-100%	0,00	44 734 400,83	44 734 400,8	100%	286,94	-44 734 113,9	-100%					
14.	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал	3,05	3,85	0,8	27%	0,00	-3,9	-100%	0,00	8,66	8,7	100%	1,86	-6,8	-79%					
15.	Среднесписочная численность производственного персонала	чел.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	140,50	141	100%	93,00	-48	-34%					
16.	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	чел.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	30,07	30	100%	13,82	-16	-54%					
17.	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, в том числе:	кг у.т./Гкал	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	208,52	209	100%	192,65	-16	-8%					
17.1.	отдельно по источникам в г. Новокузнецке	кг у.т./Гкал	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	-	Котельная на ст. Артышта ШЧ	206,60	207	100%	Котельная на ст. Артышта ШЧ	270,10	64	31%
17.2.		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	-	Котельная на ст. Юрга	232,64	233	100%	Котельная на ст. Юрга	225,00	-8	-3%
17.3.		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	-	Котельная на ст. Белово ВЧД	173,78	174	100%	Котельная на ст. Белово ВЧД	182,10	8	5%
17.4.		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	-	Котельные на ст. Новокузнецк	219,42	219	100%	Котельные на ст. Новокузнецк	181,90	-38	-17%
17.5.		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	-	Котельная на ст. Бирюлинская	205,92	206	100%	Котельная на ст. Бирюлинская	466,40	260	126%
17.6.		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	-	Котельные на ст. Промышленная ШЧ и ЭЧ	213,57	214	100%	Котельные на ст. Промышленная ЭЧ	223,10	10	4%
17.7.		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	-	Котельная на ст. Топки ТЧ	205,42	205	100%	-	-	-205	-100%
17.8.		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	-	Котельная на ст. Трудармейская	210,86	211	100%	Котельная на ст. Трудармейская	209,10	-2	-1%
17.9.		кг у.т./Гкал	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	Котельная на ст. Абагур Лесной	199,14	199	100%
18.		Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии, на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	тыс. кВт*ч/Гкал	4,78	6,21	1,43	30%	0,00	-6,21	-100%	0,00	0,04	0,04	100%	0,04	0,00	0%				
19.	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии, на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	куб. м/Гкал	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	0,00	2,11	2,1	100%	2,91	0,8	38%					
20.	Комментарии		-	-			-			-	-			-							

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	7				
			МП "ССК" (производство ТЭ)				
			2015	2016	Изменения в 2016 относительно 2015		2017 (нет данных)
		абсолютные значения	%				
1.	Выручка от регулируемой деятельности, в том числе по видам деятельности:	тыс.руб.	647 453,93	540 982,64	-106 471	-16%	0,00
2.	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс.руб.	723 027,09	759 975,65	36 949	5%	0,00
2.1.	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00
2.2.	Расходы на топливо	тыс.руб.	182 289,11	218 882,19	36 593	20%	0,00
2.2.4.	уголь каменный						
2.2.4.1.	Объем	тонна			0	-	
2.2.4.2.	Стоимость за единицу объема	тыс.руб.			0	-	
2.2.4.3.	Стоимость доставки	тыс.руб.			0	-	
2.2.4.4.	Способ приобретения	х	-	-			-
2.3.	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	тыс.руб.	109 837,99	125 787,53	15 950	15%	0,00
2.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт*ч (с учетом мощности)	руб.	2,85	3,21	0,4	12%	0,00
2.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт*ч	38 492,10	39 217,77	726	2%	0,00
2.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб.	3 027,47	3 124,25	97	3%	0,00
2.5	Расходы на хим.реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс.руб.	97,38	70,29	-27	-28%	0,00
2.6.	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс.руб.	161 334,64	162 907,77	1 573	1%	0,00
2.7.	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.	53 631,31	52 984,22	-647	-1%	0,00
2.8.	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс.руб.	20 572,25	18 153,90	-2 418	-12%	0,00
2.9.	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс.руб.	10 558,30	5 379,58	-5 179	-49%	0,00
2.10.	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс.руб.	55 028,68	36 552,45	-18 476	-34%	0,00
2.11.	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс.руб.	0,00	376,84	377	100%	0,00
2.12.	Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00
2.12.1.	- расходы на текущий ремонт	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00
2.12.2.	- расходы на капитальный ремонт	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00
2.13.	Общехозяйственные расходы	тыс.руб.	7 044,03	6 101,12	-943	-13%	0,00
2.13.1.	- расходы на текущий ремонт	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00
2.13.2.	- расходы на капитальный ремонт	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00
2.14.	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том числе:	тыс.руб.	22 186,76	35 828,19	13 641	61%	0,00
2.14.1.	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 % суммы расходов по указанной статье расходов	тыс.руб.	отсутствует				
2.15.	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	97 419,17	93 827,32	-3 592	-4%	0,00
	расходы на выполнение работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями и ИП	тыс.руб.	64 937,83	73 019,94	8 082	12%	0,00
	- расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая расходы на оплату услуг связи, вневедомственной охраны, коммунальных услуг, юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг	тыс.руб.	19 403,17	5 674,02	-13 729	-71%	0,00
	- плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов	тыс.руб.	372,18	208,79	-163	-44%	0,00
	- расходы на страхование производственных объектов, учитываемые при определении налоговой базы по налогу на прибыль	тыс.руб.	32,63	144,36	112	342%	0,00
	- налог на имущество, транспортный налог	тыс.руб.	5 695,25	5 776,76	82	1%	0,00
	Служебные командировки	тыс.руб.	80,13	0,00	-80	-100%	0,00
	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	823,69	171,95	-652	-79%	0,00
	Плата за сверхнормативные выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду	тыс.руб.	1 117,14	716,80	-400	-36%	0,00
	Расходы на социальное развитие	тыс.руб.	1 207,89	705,29	-503	-42%	0,00
	Арендная плата	тыс.руб.	3 749,26	0,00	-3 749	-100%	0,00
	Затраты на охрану труда	тыс.руб.	0,00	4 624,06	4 624	100%	0,00
	ГСМ	тыс.руб.	0,00	1 279,08	1 279	100%	0,00
	Инвентарь и хозяйственные принадлежности, реактивы	тыс.руб.	0,00	1 340,82	1 341	100%	0,00
	Тепловая энергия	тыс.руб.	0,00	165,45	165	100%	0,00
	Расходы на вспомогательные материалы и материалы на охрану труда	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00
	Расходы на уплату налогов, сборов и др. обязательных платежей	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00
3.	Валовая прибыль (убытки) от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс.руб.	-75 573,16	-218 993,01	-143 420	190%	0,00
4.	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс.руб.	-75 573,16	-218 993,01	-143 420	190%	0,00
4.1.	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00
5.	Сведения об изменении стоимости основных фондов, в т.ч.:	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00
5.1.	- за счет ввода (вывода) из эксплуатации	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00
6.	- стоимость переоценки основных фондов	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00
7.	Годовая бухгалтерская отчетность включая бухгалтерский баланс и приложения к нему		<a href="http://ssknk.ru">http://ssknk.ru</a>				
8.	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в т.ч.:	Гкал/ч	439,01	439,01	0,0	0%	0,00
9.	Тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч	213,59	197,74	-15,9	-7%	0,00
10.	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	562,33	625,95	63,6	11%	0,00
11.	Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	0,00	2,69	2,7	100%	0,00
12.	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе:	тыс. Гкал	431,99	413,57	-18,4	-4%	0,00
12.1	- определенный по приборам учета	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,0	-	0,00
12.2	- определенный расчетным путем (по нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	431,99	413,57	-18,4	-4%	0,00
13.	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом	Ккал/ч.мес	82,66	80,93	-1,7	-2%	0,00

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	7				
			МП "ССК" (производство ТЭ)				
			2015	2016	Изменения в 2016 относительно 2015		2017 (нет данных)
абсолютные значения	%						
14.	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал	130,34	212,38	82,0	63%	0,00
15.	Среднесписочная численность производственного персонала	чел.	712,00	740,00	28	4%	0,00
16.	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	чел.	30,00	58,32	28	94%	0,00
17.	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, в том числе:	кг у.т./Гкал	214,66	214,64	0	0%	0,00
18.	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии, на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	тыс. кВт*ч/Гкал	0,07	0,06	-0,01	-8%	0,04
19.	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии, на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	куб. м/Гкал	0,32	0,26	-0,1	-18%	2,91
20.	Комментарии		-	-			-

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	8							9				
			ООО "КузнецкТеплоСбыт" (поставка ТЭ)							ООО "Мечта-НК" (поставка ТЭ)				
			2015	2016	Изменения в 2016 относительно 2015		2017	Изменения в 2017 относительно 2016		2015	2016	Изменения в 2016 относительно 2015		2017 (нет данных)
абсолютные значения	%	абсолютные значения			%	абсолютные значения		%						
1.	Выручка от регулируемой деятельности, в том числе по видам деятельности:	тыс.руб.	959 439,00	1 029 833,84	70 395	7%	1 061 089,19	31 255	3%	1 731,00	1 269,00	-462	-27%	0,00
2.	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс.руб.	1 197 034,63	1 293 144,86	96 110	8%	1 269 438,25	-23 707	-2%	8 993,00	8 024,71	-968	-11%	0,00
2.1.	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс.руб.	617 258,77	681 858,78	64 600	10%	700 580,92	18 722	3%	0,00	0,00	0	-	0,00
2.2.	Расходы на топливо	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00
2.3.	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	3 104,00	3 104,00	0	0%	0,00
2.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт*ч (с учетом мощности)	руб.	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	2,91	2,91	0,0	0%	0,00
2.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт*ч	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	1 065,40	1 065,40	0	0%	0,00
2.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	1 069,00	1 128,19	59	6%	0,00
2.5	Расходы на хим.реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	177,00	0,00	-177	-100%	0,00
2.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	1 574,00	1 274,00	-300	-19%	0,00
2.7.	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	475,00	389,84	-85	-18%	0,00
2.8.	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс.руб.	16 159,00	16 522,00	363	2%	18 281,00	1 759	11%	652,00	281,00	-371	-57%	0,00
2.9.	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс.руб.	4 550,88	4 644,00	93	2%	5 145,00	501	11%	176,00	85,98	-90	-51%	0,00
2.10.	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс.руб.	452,00	394,00	-58	-13%	342,00	-52	-13%	613,00	608,70	-4	-1%	0,00
2.11.	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс.руб.	2 112,00	2 319,00	207	10%	2 364,00	45	2%	0,00	0,00	0	-	0,00
2.12.	Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00
2.12.1.	- расходы на текущий ремонт	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00
2.12.2.	- расходы на капитальный ремонт	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00
2.13.	Общехозяйственные расходы	тыс.руб.	10 171,12	14 576,11	4 405	43%	15 873,00	1 297	9%	0,00	0,00	0	-	0,00
2.13.1.	- расходы на текущий ремонт	тыс.руб.	178,00	124,00	-54	-30%	153,00	29	23%	0,00	0,00	0	-	0,00
2.13.2.	- расходы на капитальный ремонт	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00
2.14.	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том числе:	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	1 153,00	1 153,00	0	0%	0,00
2.14.1.	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 % суммы расходов по указанной статье расходов	тыс.руб.	отсутствует							отсутствует				
2.15.	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	546 330,86	572 830,97	26 500	5%	526 852,33	-45 979	-8%	0,00	0,00	0	-	0,00
	Услуги сторонних организаций (передача тепловой энергии)	тыс.руб.	545 747,00	572 089,10	26 342	5%	526 042,65	-46 046	-8%	0,00	0,00	0	-	0,00
	Прочие расходы	тыс.руб.	583,86	741,87	158	27%	809,68	68	9%	0,00	0,00	0	-	0,00
3.	Валовая прибыль (убытки) от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс.руб.	-237 595,63	-263 311,02	-25 715	11%	-208 349,06	54 962	-21%	-7 262,00	-7 262,00	0	0%	0,00
4.	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс.руб.	4 701,53	-16 813,26	-21 515	-458%	6 297,00	23 110	-137%	0,00	0,00	0	-	0,00
4.1.	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой	тыс.руб.	52,54	253,39	201	382%	0,00	-253	-100%	0,00	0,00	0	-	0,00
5.	Сведения об изменении стоимости основных фондов, в т.ч.:	тыс.руб.	78,81	253,39	175	222%	0,00	-253	-100%	0,00	0,00	0	-	0,00
5.1.	- за счет ввода (вывода) из эксплуатации	тыс.руб.	78,81	253,39	175	222%	0,00	-253	-100%	0,00	0,00	0	-	0,00
6.	- стоимость переоценки основных фондов	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00
7.	Годовая бухгалтерская отчетность включая бухгалтерский баланс и приложения к нему		<a href="https://eias.fstrf.ru/disclo/get_file?p_guid=6cbf4ecc-b8e7-478a-800f-3661a3bddf3a">https://eias.fstrf.ru/disclo/get_file?p_guid=6cbf4ecc-b8e7-478a-800f-3661a3bddf3a</a>	<a href="https://eias.fstrf.ru/disclo/get_file?p_guid=915c16ca-b569-4c54-80f0-63ff4e04f8cc">https://eias.fstrf.ru/disclo/get_file?p_guid=915c16ca-b569-4c54-80f0-63ff4e04f8cc</a>			<a href="https://tariff.eias.ru/disclo/get_file?p_guid=a30329b5-9d82-41b0-9488-e8df3be33416">https://tariff.eias.ru/disclo/get_file?p_guid=a30329b5-9d82-41b0-9488-e8df3be33416</a>			<a href="https://tariff.eias.ru/disclo/get_file?p_guid=228cf78e-c9cd-4008-b879-0c34197ec15e">https://tariff.eias.ru/disclo/get_file?p_guid=228cf78e-c9cd-4008-b879-0c34197ec15e</a>	<a href="https://tariff.eias.ru/disclo/get_file?p_guid=e43fe60a-f796-458d-9177-3314f468d9fb">https://tariff.eias.ru/disclo/get_file?p_guid=e43fe60a-f796-458d-9177-3314f468d9fb</a>			
8.	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в т.ч.:	Гкал/ч	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	0,00	0,00	0,0	-	0,00
9.	Тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч	554,56	553,62	-0,9	0%	563,55	9,9	2%	561,78	561,78	0,0	0%	0,00
10.	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	27 709,00	27 920,05	211,0	1%	0,00
11.	Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	1 385,68	1 467,82	82,1	6%	1 434,23	-33,6	-2%	0,00	0,00	0,0	-	0,00
12.	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе:	тыс. Гкал	1 135,60	1 215,99	80,4	7%	1 188,35	-27,6	-2%	26 981,00	26 981,80	0,8	0%	0,00
12.1	- определенный по приборам учета	тыс. Гкал	424,82	570,16	145,3	34%	557,20	-13,0	-2%	26 981,00	26 981,80	0,8	0%	0,00
12.2	- определенный расчетным путем (по нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	710,78	645,84	-64,9	-9%	631,16	-14,7	-2%	0,00	0,00	0,0	-	0,00
13.	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом	Ккал/ч.мес	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	0,00	0,00	0,0	-	0,00
14.	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал	250,07	251,83	1,8	1%	245,88	-6,0	-2%	727,00	727,30	0,3	0%	0,00
15.	Среднесписочная численность производственного персонала	чел.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	10,00	10,00	0	0%	0,00
16.	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	чел.	34,80	34,40	0	-1%	35,50	1	3%	2,00	2,00	0	0%	0,00
17.	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, в том числе:	кг у.т./Гкал	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00
18.	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии, на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	тыс. кВт*ч/Гкал	0,00	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-	0,00	0,00	0,00	-	0,00
19.	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии, на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	куб. м/Гкал	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	0,00	0,00	0,0	-	0,00

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	8						9				
			ООО "КузнецкТеплоСбыт" (поставка ТЭ)						ООО "Мечта-НК" (поставка ТЭ)				
			2015	2016	Изменения в 2016 относительно 2015		2017	Изменения в 2017 относительно 2016		2015	2016	Изменения в 2016 относительно 2015	
абсолютные значения	%	абсолютные значения			%	абсолютные значения		%					
20	Комментарии		Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, соответствует строке 2400 Отчета о финансовых результатах (чистая прибыль) без учета дополнительных доходов ООО "КузнецкТеплоСбыт" (полученных штрафов и процентов)						-	-			-



№ п/п	Наименование	Ед. изм.	10					10					10				
			ООО "НТК" (передача ТЭ и ТН от ОАО "Кузнецкая ТЭЦ")					ООО "НТК" (передача ТЭ и ТН от ООО "Центральная ТЭЦ")					ООО "НТК" (передача ТЭ и ТН от ООО "КузнецкТеплоСбыт")				
			2015 (нет данных)	2016	2017	Изменения в 2017 относительно 2016		2015 (нет данных)	2016	2017	Изменения в 2017 относительно 2016		2015 (нет данных)	2016	2017	Изменения в 2017 относительно 2016	
						абсолютные значения	%				абсолютные значения	%				абсолютные значения	%
1.	Выручка от регулируемой деятельности, в том числе по видам деятельности:	тыс.руб.	0,00	26 501,39	28 640,32	2 139	8%	0,00	3 867,18	9 537,02	5 670	147%	0,00	18 233,23	18 932,68	699	4%
2.	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс.руб.	0,00	34 310,11	32 298,17	-2 012	-6%	0,00	14 632,10	15 138,96	507	3%	0,00	23 613,43	19 722,96	-3 890	-16%
2.1.	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс.руб.	0,00	316,96	309,80	-7	-2%	0,00	0,00	105,41	105	100%	0,00	153,95	163,01	9	6%
2.2.	Расходы на топливо	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-
2.3.	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	тыс.руб.	0,00	5 115,91	3 636,22	-1 480	-29%	0,00	3 035,70	3 922,37	887	29%	0,00	2 655,08	2 869,32	214	8%
2.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт*ч (с учетом мощности)	руб.	0,00	4,91	5,72	0,8	17%	0,00	4,94	5,65	0,7	14%	0,00	4,97	5,70	0,7	15%
2.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт*ч	0,00	1 042,45	635,68	-407	-39%	0,00	614,94	694,48	80	13%	0,00	534,06	503,43	-31	-6%
2.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб.	0,00	6,71	0,00	-7	-100%	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-
2.5	Расходы на хим.реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-
2.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс.руб.	0,00	8 575,65	8 228,72	-347	-4%	0,00	0,00	2 742,91	2 743	100%	0,00	6 829,81	5 485,82	-1 344	-20%
2.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.	0,00	2 578,49	3 427,56	849	33%	0,00	0,00	861,87	862	100%	0,00	2 053,55	657,47	-1 396	-68%
2.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	186,64	0,00	-187	-100%
2.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	56,12	0,00	-56	-100%
2.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс.руб.	0,00	0,00	211,42	211	100%	0,00	0,00	4,14	4	100%	0,00	0,00	0,00	0	-
2.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс.руб.	0,00	2 794,17	3 375,76	582	21%	0,00	2 541,07	3 263,27	722	28%	0,00	1 871,28	1 941,92	71	4%
2.12.	Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс.руб.	0,00	2 230,71	875,36	-1 355	-61%	0,00	1 250,24	291,79	-958	-77%	0,00	2 343,50	669,00	-1 675	-71%
2.12.1.	- расходы на текущий ремонт	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-
2.12.2.	- расходы на капитальный ремонт	тыс.руб.	0,00	2 230,71	0,00	-2 231	-100%	0,00	1 250,24	0,00	-1 250	-100%	0,00	2 343,50	0,00	-2 344	-100%
2.13.	Общехозяйственные расходы	тыс.руб.	0,00	0,00	6 128,28	6 128	100%	0,00	0,00	2 107,18	2 107	100%	0,00	0,00	4 085,52	4 086	100%
2.13.1.	- расходы на текущий ремонт	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-
2.13.2.	- расходы на капитальный ремонт	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-
2.14.	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том числе:	тыс.руб.	0,00	0,00	2 648,16	2 648	100%	0,00	0,00	639,86	640	100%	0,00	0,00	1 572,75	1 573	100%
2.14.1.	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 % суммы расходов по указанной статье расходов	тыс.руб.	отсутствует					отсутствует					отсутствует				
2.15.	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	0,00	12 691,50	3 456,89	-9 235	-73%	0,00	7 805,07	1 200,18	-6 605	-85%	0,00	7 463,50	2 278,16	-5 185	-69%
	сырье и материалы	тыс.руб.	0,00	726,07	0,00	-726	-100%	0,00	242,02	0,00	-242	-100%	0,00	484,05	0,00	-484	-100%
	расходы на выполнение работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями и ИП	тыс.руб.	0,00	98,90	0,00	-99	-100%	0,00	4 077,41	0,00	-4 077	-100%	0,00	8,15	0,00	-8	-100%
	- расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая расходы на оплату услуг связи, вневедомственной охраны, коммунальных услуг, юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг	тыс.руб.	0,00	7 867,76	0,00	-7 868	-100%	0,00	2 622,59	0,00	-2 623	-100%	0,00	5 245,18	0,00	-5 245	-100%
	- расходы на страхование производственных объектов, учитываемые при определении налоговой базы по налогу на прибыль	тыс.руб.	0,00	616,21	746,19	130	21%	0,00	205,40	248,73	43	21%	0,00	410,81	497,46	87	21%
	- налог на имущество	тыс.руб.	0,00	0,00	23,34	23	100%	0,00	0,00	7,78	8	100%	0,00	0,00	15,56	16	100%
	- денежные выплаты социального характера (по Коллективному договору)	тыс.руб.	0,00	602,08	0,00	-602	-100%	0,00	200,69	0,00	-201	-100%	0,00	401,39	0,00	-401	-100%
	- инвестпрограмма (из прибыли)	тыс.руб.	0,00	1 409,60	0,00	-1 410	-100%	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-
	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	0,00	0,00	98,60	99	100%	0,00	0,00	66,67	67	100%	0,00	0,00	50,13	50	100%
	Расходы на услуги банков	тыс.руб.	0,00	16,28	0,00	-16	-100%	0,00	5,43	0,00	-5	-100%	0,00	10,85	0,00	-11	-100%
	Расходы на обслуживание заемных средств	тыс.руб.	0,00	1 328,86	0,00	-1 329	-100%	0,00	442,95	0,00	-443	-100%	0,00	885,91	0,00	-886	-100%
	услуги управления	тыс.руб.	0,00	0,00	2 245,43	2 245	100%	0,00	0,00	748,48	748	100%	0,00	0,00	1 496,95	1 497	100%
	вспомогательные материалы на текущее обслуживание	тыс.руб.	0,00	0,00	343,33	343	100%	0,00	0,00	128,52	129	100%	0,00	0,00	218,06	218	100%
	прочие расходы	тыс.руб.	0,00	25,74	0,00	-26	-100%	0,00	8,58	0,00	-9	-100%	0,00	17,16	0,00	-17	-100%
3.	Валовая прибыль (убытки) от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс.руб.	0,00	-7 808,72	-3 657,85	4 151	-53%	0,00	-10 764,92	-5 601,94	5 163	-48%	0,00	-5 380,20	-790,28	4 590	-85%
4.	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс.руб.	0,00	-7 808,72	-4 042,10	3 767	-48%	0,00	-10 764,92	-5 735,14	5 030	-47%	0,00	-5 380,20	-1 025,99	4 354	-81%
4.1.	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-
5.	Сведения об изменении стоимости основных фондов, в т.ч.:	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-
5.1.	- за счет ввода (вывода) из эксплуатации	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-
6.	- стоимость переоценки основных фондов	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-
7.	Годовая бухгалтерская отчетность включая бухгалтерский баланс и приложения к нему		-	<a href="http://ntsk.ru/">http://ntsk.ru/</a>	<a href="https://eias.fstrf.ru/disclo/get_fil">https://eias.fstrf.ru/disclo/get_fil</a>			-	<a href="http://ntsk.ru/">http://ntsk.ru/</a>	<a href="https://tariff.eias.ru/disclo/get_fil">https://tariff.eias.ru/disclo/get_fil</a>			-	<a href="http://ntsk-nk.ru/page">http://ntsk-nk.ru/page</a>	<a href="https://tariff.eias.ru/disclo/get_file?p">https://tariff.eias.ru/disclo/get_file?p</a>		

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	10						10						10					
			ООО "НТК" (передача ТЭ и ТН от ОАО "Кузнецкая ТЭЦ")						ООО "НТК" (передача ТЭ и ТН от ООО "Центральная ТЭЦ")						ООО "НТК" (передача ТЭ и ТН от ООО "КузнецкТеплоСбыт")					
			2015 (нет данных)	2016	2017	Изменения в 2017 относительно 2016		2015 (нет деятельности)	2016	2017	Изменения в 2017 относительно 2016		2015 (нет данных)	2016	2017	Изменения в 2017 относительно 2016				
абсолютные значения	%	абсолютные значения				%	абсолютные значения				%									
				nk.ru/page3/firm/1105/1112	e?p_guid=53dd865-e923-4b79-a355-9f5167ccceff				nk.ru/page3/firm/1105/1112	e?p_guid=e0262b08-7c63-4313-9d59-e62638b12aee				3/firm/1105/1112	_guid=e0262b08-7c63-4313-9d59-e62638b12aee					
8.	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в т.ч.:	Гкал/ч	0,00	66,77	46,10	-20,7	-31%	0,00	3,40	3,40	0,0	0%	0,00	56,30	56,30	0,0	0%			
8.1.	отдельно по источникам в г. Новокузнецке	Гкал/ч	-	-	-	ЦТП-67	13,63	14	100%	-	-	-	ЦТП ДОЗ	3,40	3	100%	-	-		
8.2.		Гкал/ч	-	-	-	ЦТП-1	1,92	2	100%	-	-	-	-	-	0	-	-	-		
8.3.		Гкал/ч	-	-	-	ЦТП-35	7,59	8	100%	-	-	-	-	-	0	-	-	-		
8.4.		Гкал/ч	-	-	-	ЦТП-64	1,48	1	100%	-	-	-	-	-	0	-	-	-		
8.5.		Гкал/ч	-	-	-	ЦТП-53	7,84	8	100%	-	-	-	-	-	0	-	-	-		
8.6.		Гкал/ч	-	-	-	ЦТП-57	13,63	14	100%	-	-	-	-	-	0	-	-	-		
9.	Тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч	0,00	66,77	46,10	-20,7	-31%	0,00	3,40	3,40	0,0	0%	0,00	56,30	56,30	0,0	0%			
10.	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,00	0,00	0,0	-			
11.	Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	0,00	151,16	0,00	-151,2	-100%	0,00	3,73	0,00	-3,7	-100%	0,00	135,12	0,00	-135,1	-100%			
12.	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе:	тыс. Гкал	0,00	150,66	170,02	19,4	13%	0,00	3,67	9,57	5,9	161%	0,00	121,56	134,71	13,2	11%			
12.1	- определенный по приборам учета	тыс. Гкал	0,00	0,00	141,05	141,0	100%	0,00	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,00	0,00	0,0	-			
12.2	- определенный расчетным путем (по нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	0,00	150,66	28,97	-121,7	-81%	0,00	3,67	9,57	5,9	161%	0,00	121,56	134,71	13,2	11%			
13.	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом	Ккал/ч.мес	0,00	0,50	500,46	500,0	99992%	0,00	0,26	117,74	117,5	45185%	0,00	0,35	345,90	345,6	98729%			
14.	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал	0,00	0,50	0,46	0,0	-9%	0,00	0,06	0,11	0,1	97%	0,00	13,56	0,35	-13,2	-97%			
15.	Среднесписочная численность производственного персонала	чел.	0,00	33,75	29,53	-4	-13%	0,00	9,64	10,23	1	6%	0,00	27,20	24,66	-3	-9%			
16.	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	чел.	0,00	0,69	0,00	-1	-100%	0,00	0,20	0,00	0	-100%	0,00	0,56	0,00	-1	-100%			
17.	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, в том числе:	кг у.т./Гкал	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-			
18.	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии, на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	тыс. кВт*ч/Гкал	0,00	0,01	0,00	-0,01	-100%	0,00	0,17	0,07	-0,10	-59%	0,00	0,00	0,00	0,00	-			
19.	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии, на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	куб. м/Гкал	0,00	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,00	0,00	0,0	-			
20.	Комментарии		-		В Графе нормативы технологических потерь данные приведены Г Кал год			-		В Графе нормативы технологических потерь данные приведены Г Кал год			-	-	В Графе нормативы технологических потерь данные приведены Г Кал год					

Продолжение таблицы

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	11			13					14				
			ООО "Новокузнецкий мелькомбинат" (производство ТЭ)			ООО "ТСН" (передача ТЭ и ТН)					ООО "Теплоснаб" (передача ТЭ и ТН)				
			2015 (нет деятельности)	2016	2017 (нет данных)	2015 (нет деятельности)	2016	2017	Изменения в 2017 относительно 2016		2015 (нет деятельности)	2016	2017	Изменения в 2017 относительно 2016	
						абсолютные значения	%				абсолютные значения	%			
1.	Выручка от регулируемой деятельности, в том числе по видам деятельности:	тыс.руб.	0,00	1 650,60	0,00	0,00	288 313,00	432 306,00	143 993	50%	0,00	17 540,00	22 124,03	4 584	26%
2.	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс.руб.	0,00	2 222,34	0,00	0,00	418 426,38	574 368,44	155 942	37%	0,00	17 228,97	22 125,83	4 897	28%
2.1.	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	163 934,01	252 212,00	88 278	54%	0,00	4 119,61	2 480,21	-1 639	-40%
2.2.	Расходы на топливо	тыс.руб.	0,00	550,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-
2.2.4.	уголь каменный														
2.2.4.1.	Объем	тонна		343,81		-	-	-	0	-	-	-	-	0	-
2.2.4.2.	Стоимость за единицу объема	тыс.руб.		1,60		-	-	-	0	-	-	-	-	0	-
2.2.4.3.	Стоимость доставки	тыс.руб.		0,00		-	-	-	0	-	-	-	-	0	-
2.2.4.4.	Способ приобретения	х	-	прямые договоры без торгов	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.3.	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	тыс.руб.	0,00	330,08	0,00	0,00	74 128,00	78 612,00	4 484	6%	0,00	1 597,63	1 172,29	-425	-27%
2.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт*ч (с учетом мощности)	руб.	0,00	2,95	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	-	0,00	4,00	4,46	0,5	11%
2.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт*ч	0,00	111,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	398,99	263,01	-136	-34%
2.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб.	0,00	41,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-
2.5	Расходы на хим.реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс.руб.	0,00	1,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-
2.6.	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс.руб.	0,00	781,43	0,00	0,00	30,40	0,00	-30	-100%	0,00	944,34	1 042,37	98	10%
2.7.	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.	0,00	249,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	276,96	314,80	38	14%
2.8.	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс.руб.	0,00	69,92	0,00	0,00	941,60	1 679,44	738	78%	0,00	2 155,04	1 920,15	-235	-11%
2.9.	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс.руб.	0,00	21,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	650,82	579,88	-71	-11%
2.10.	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	49 044,38	48 882,00	-162	0%	0,00	39,64	239,00	199	503%
2.11.	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс.руб.	0,00	135,15	0,00	0,00	0,00	10 689,00	10 689	100%	0,00	26,74	26,74	0	0%
2.12.	Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс.руб.	0,00	38,99	0,00	0,00	87 155,00	0,00	-87 155	-100%	0,00	0,00	0,00	0	-
2.12.1.	- расходы на текущий ремонт	тыс.руб.	0,00	28,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-
2.12.2.	- расходы на капитальный ремонт	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-
2.13.	Общехозяйственные расходы	тыс.руб.	0,00	4,00	0,00	0,00	7 618,00	0,00	-7 618	-100%	0,00	0,00	0,00	0	-
2.13.1.	- расходы на текущий ремонт	тыс.руб.	0,00	4,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-
2.13.2.	- расходы на капитальный ремонт	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-
2.14.	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том числе:	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	35 213,00	50 992,00	15 779	45%	0,00	1 368,66	1 359,21	-9	-1%
2.14.1.	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 % суммы расходов по указанной статье расходов	тыс.руб.	отсутствует			отсутствует					отсутствует				
2.15.	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	362,00	131 302,00	130 940	36171%	0,00	6 049,53	12 991,18	6 942	115%
	сырье и материалы	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	302,04	2 295,80	1 994	660%
	- расходы на страхование производственных объектов, учитываемые при определении налоговой базы по налогу на прибыль	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	6,08	7,30	1	20%
	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	28,20	22,00	-6	-22%
	услуги	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	2 316,59	6 921,65	4 605	199%
	услуги автотранспорта	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	3 175,14	308,94	-2 866	-90%
	налог УСНО	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	134,27	242,94	109	81%
	91 счет	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	87,21	37,96	-49	-56%
	Реконструкция ПНС	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	3 106,10	3 106	100%
	Канцелярские товары	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	48,49	48	100%
	Прочие расходы	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	362,00	131 302,00	130 940	36171%	0,00	0,00	0,00	0	-
3.	Валовая прибыль (убытки) от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс.руб.	0,00	-571,74	0,00	0,00	-130 113,38	-142 062,44	-11 949	9%	0,00	311,03	3 134,00	2 823	908%
4.	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	-113 565,00	0,00	113 565	-100%	0,00	311,03	3 134,00	2 823	908%
4.1.	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-
5.	Сведения об изменении стоимости основных фондов, в т.ч.:	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-
5.1.	- за счет ввода (вывода) из эксплуатации	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-
6.	- стоимость переоценки основных фондов	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-
7.	Годовая бухгалтерская отчетность включая бухгалтерский баланс и приложения к нему		-	-	-	-	<a href="http://sibgenco.ru/investors/disclosure/raskrytie-informatsii-v-sootvetstvi-standartami-">http://sibgenco.ru/investors/disclosure/raskrytie-informatsii-v-sootvetstvi-standartami-</a>	<a href="https://tariff.eias.ru/disclo/get_file?p_guid=a980c8aa-ffa6-40f9-9cef-b56dcccce84f">https://tariff.eias.ru/disclo/get_file?p_guid=a980c8aa-ffa6-40f9-9cef-b56dcccce84f</a>			-	тепло-снабжение.рф	тепло-снабжение.рф		

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	11			13					14					
			ООО "Новокузнецкий мелькомбинат" (производство ТЭ)			ООО "ТСН" (передача ТЭ и ТН)					ООО "Теплоснаб" (передача ТЭ и ТН)					
			2015 (нет деятельности)	2016	2017 (нет данных)	2015 (нет деятельности)	2016	2017	Изменения в 2017 относительно 2016		2015 (нет деятельности)	2016	2017	Изменения в 2017 относительно 2016		
						абсолютные значения	%				абсолютные значения	%				
							raskrytiya-informatsii-teplosnabzhayushchimi-org/?filter=									
8.	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в т.ч.:	Гкал/ч	0,00	11,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	-	0,00	21,61	21,61	0,0	0%	
9.	Тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч	0,00	1,00	0,00	0,00	946,84	923,59	-23,3	-2%	0,00	21,61	21,61	0,0	0%	
10.	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	0,00	4,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,00	0,00	0,0	-	
11.	Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	234,16	341,90	107,7	46%	0,00	7,55	4,25	-3,3	-44%	
12.	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе:	тыс. Гкал	0,00	1,25	0,00	0,00	1 630,91	1 622,70	-8,2	-1%	0,00	59,52	73,91	14,4	24%	
12.1	- определенный по приборам учета	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	-	0,00	59,52	73,91	14,4	24%	
12.2	- определенный расчетным путем (по нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	0,00	1,25	0,00	0,00	1 630,91	1 622,70	-8,2	-1%	0,00	0,00	0,00	0,0	-	
13.	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом	Ккал/ч.мес	0,00	0,00	0,00	0,00	123,80	192,57	68,8	56%	0,00	0,00	0,00	0,0	-	
14.	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	234,16	341,90	107,7	46%	0,00	7,55	4,25	-3,3	-44%	
15.	Среднесписочная численность производственного персонала	чел.	0,00	14,00	0,00	0,00	0,20	0,00	0	-100%	0,00	5,00	5,00	0	0%	
16.	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	чел.	0,00	0,00	0,00	0,00	2,90	3,00	0	3%	0,00	8,00	7,00	-1	-13%	
17.	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, в том числе:	кг у.т./Гкал	0,00	220,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00	0	-	
18.	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии, на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	тыс. кВт*ч/Гкал	0,00	0,22	0,00	0,00	0,03	0,01	-0,02	-67%	0,00	0,01	0,01	0,00	0%	
19.	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии, на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	куб. м/Гкал	0,00	50,00	0,00	0,00	1,79	0,00	-1,8	-100%	0,00	0,00	0,00	0,0	-	
20	Комментарии		-	-	-	-	-	п.11 с учетом нормативных потерь на арендованных сетях с 08.08.2017: 125,1241 тыс. Гкал - нормативные потери на собственных сетях; 67,447626 тыс. Гкал - нормативные потери на арендованных сетях; п.17 по бухгалтерской отчетности объем составил 2018,444 тыс. Гкал из-за принятия сетей в аренду и отсутствия единого тарифа на общий объем сетей (аренда+собственные), в связи с чем было задвоение объемов с 08.08-29.11.2017 (выставляли передачу по арендованным сетям отдельно); п.2.6, 2.8: указано с учетом отчислений на соц. нужды; п.4: Раздельный учет по видам продукции не ведется;			-	-	-			

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	16							17						
			ООО "Шахта Юбилейная" (передача ТЭ и ТН)							ООО "ЭнергоСеть" (передача ТЭ и ТН)						
			2015	2016	Изменения в 2016 относительно 2015		2017	Изменения в 2017 относительно 2016		2015	2016	Изменения в 2016 относительно 2015		2017	Изменения в 2017 относительно 2016	
абсолютные значения	%	абсолютные значения			%	абсолютные значения		%	абсолютные значения			%				
1.	Выручка от регулируемой деятельности, в том числе по видам деятельности:	тыс.руб.	14 017,00	15 902,54	1 886	13%	15 056,22	-846	-5%	1 467,80	1 850,59	383	26%	2 287,40	437	24%
2.	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс.руб.	18 382,11	18 418,25	36	0%	20 693,78	2 276	12%	2 435,57	2 530,31	95	4%	3 754,00	1 224	48%
2.1.	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс.руб.	2 352,35	2 537,37	185	8%	2 379,23	-158	-6%	0,00	0,00	0	-	897,60	898	100%
2.2.	Расходы на топливо	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.3.	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	тыс.руб.	6 246,71	7 236,01	989	16%	7 176,73	-59	-1%	814,02	862,76	49	6%	0,00	-863	-100%
2.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт*ч (с учетом мощности)	руб.	2,31	2,57	0,3	11%	2,91	0,3	13%	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-
2.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт*ч	2 705,21	2 819,18	114	4%	2 468,70	-350	-12%	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.4.	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	22,40	22	100%
2.5.	Расходы на хим.реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.6.	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс.руб.	2 287,01	1 898,00	-389	-17%	2 585,06	687	36%	823,49	892,96	69	8%	901,60	9	1%
2.7.	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.	716,12	771,53	55	8%	770,13	-1	0%	265,99	269,67	4	1%	275,00	5	2%
2.8.	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	690,50	691	100%
2.9.	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	207,10	207	100%
2.10.	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс.руб.	425,54	365,49	-60	-14%	370,06	5	1%	60,85	60,85	0	0%	5,10	-56	-92%
2.11.	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс.руб.	1 195,44	1 269,85	74	6%	1 056,04	-214	-17%	182,00	270,00	88	48%	243,00	-27	-10%
2.12.	Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	30,17	0,00	-30	-100%	263,20	263	100%
2.12.1.	- расходы на текущий ремонт	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	30,17	0,00	-30	-100%	263,20	263	100%
2.12.2.	- расходы на капитальный ремонт	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.13.	Общехозяйственные расходы	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	259,05	174,07	-85	-33%	248,50	74	43%
2.13.1.	- расходы на текущий ремонт	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	248,50	249	100%
2.13.2.	- расходы на капитальный ремонт	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.14.	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том числе:	тыс.руб.	4 505,96	3 752,28	-754	-17%	5 106,21	1 354	36%	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
2.14.1.	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 % суммы расходов по указанной статье расходов	тыс.руб.	есть						отсутствует							
2.15.	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	652,98	587,72	-65	-10%	1 250,32	663	113%	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
	сырье и материалы	тыс.руб.	137,23	143,90	7	5%	255,34	111	77%	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
	- расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая расходы на оплату услуг связи, вневедомственной охраны, коммунальных услуг, юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг	тыс.руб.	277,44	219,13	-58	-21%	782,94	564	257%	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
	- налог на имущество	тыс.руб.	238,31	224,69	-14	-6%	212,04	-13	-6%	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
3.	Валовая прибыль (убытки) от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс.руб.	-4 365,11	-2 515,71	1 849	-42%	-5 637,56	-3 122	124%	-1 338,31	-679,72	659	-49%	-1 466,60	-787	116%
4.	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
4.1.	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
5.	Сведения об изменении стоимости основных фондов, в т.ч.:	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	187,61	187,61	0	0%	0,00	-188	-100%
5.1.	- за счет ввода (вывода) из эксплуатации	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
6.	- стоимость переоценки основных фондов	тыс.руб.	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
7.	Годовая бухгалтерская отчетность включая бухгалтерский баланс и приложения к нему		<a href="https://eias.fstr.ru/disclo/get_file?p_guid=bd213f26-b46b-46a7-8da0-2f5ff8812941">https://eias.fstr.ru/disclo/get_file?p_guid=bd213f26-b46b-46a7-8da0-2f5ff8812941</a>	<a href="https://tariff.eias.ru/disclo/get_file?p_guid=e5ad311c-fdf8-4203-82b1-93b71c8d2614">https://tariff.eias.ru/disclo/get_file?p_guid=e5ad311c-fdf8-4203-82b1-93b71c8d2614</a>			<a href="https://tariff.eias.ru/disclo/get_file?p_guid=f8fc-b1bf-ec76-42c3-bda5-4aebd859b443">https://tariff.eias.ru/disclo/get_file?p_guid=f8fc-b1bf-ec76-42c3-bda5-4aebd859b443</a>			<a href="http://www.energost42.ru/index.php?id=111">http://www.energost42.ru/index.php?id=111</a>	<a href="http://www.energost42.ru/index.php?id=111">http://www.energost42.ru/index.php?id=111</a>			<a href="http://www.energost42.ru">http://www.energost42.ru</a>		
8.	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в т.ч.:	Гкал/ч	51,60	52,28	0,7	1%	52,58	0,3	1%	16 500,00	16 500,00	0,0	0%	16 500,00	0,0	0%
9.	Тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч	35,34	35,34	0,0	0%	35,34	0,0	0%	7 400,00	7 400,00	0,0	0%	7,40	-7 392,6	-100%
10.	Объем вырабатываемой регулируемой организацией ТЭв рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-
11.	Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-
12.	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе:	тыс. Гкал	76,90	82,86	6,0	8%	72,12	-10,7	-13%	7,40	7,40	0,0	0%	7,40	0,0	0%
12.1	- определенный по приборам учета	тыс. Гкал	76,90	82,86	6,0	8%	72,12	-10,7	-13%	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-
12.2	- определенный расчетным путем (по нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	7,40	7,40	0,0	0%	7,40	0,0	0%
13.	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом	Ккал/ч.мес	26 569,56	26 342,20	-227,4	-1%	26 342,20	0,0	0%	0,15	0,15	0,0	0%	0,15	0,0	0%
14.	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал	5,18	5,28	0,1	2%	4,75	-0,5	-10%	1,89	1,89	0,0	0%	1,89	0,0	0%

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	16							17						
			ООО "Шахта Юбилейная" (передача ТЭ и ТН)							ООО "ЭнергоСеть" (передача ТЭ и ТН)						
			2015	2016	Изменения в 2016 относительно 2015		2017	Изменения в 2017 относительно 2016		2015	2016	Изменения в 2016 относительно 2015		2017	Изменения в 2017 относительно 2016	
абсолютные значения	%	абсолютные значения			%	абсолютные значения		%	абсолютные значения			%				
15.	Среднесписочная численность производственного персонала	чел.	13,00	12,00	-1	-8%	13,00	1	8%	3,00	3,00	0	0%	3,50	1	17%
16.	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	чел.	1,00	1,00	0	0%	1,00	0	0%	4,00	4,00	0	0%	2,00	-2	-50%
17.	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, в том числе:	кг у.т./Гкал	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-	0,00	0,00	0	-	0,00	0	-
18.	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии, на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	тыс. кВт*ч/Гкал	0,03	0,03	0,00	-14%	0,03	0,00	0%	0,00	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-
19.	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии, на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	куб. м/Гкал	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,0	-
20.	Комментарии		-	-			-			-	-			-		

Продолжение таблицы

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	19			21					22	
			ООО "ЮжГ" (поставка ТЭ)			ФКУ ЛИУ-16 ГУФСИН России по Кемеровской обл. (производство ТЭ)					филиал ОАО "РЭУ" "Новосибирский" (производство ТЭ)	
			2015 (нет деятельности)	2016	2017 (нет данных)	2015	2016	Изменения в 2016 относительно 2015		2017 (нет данных)	2015	2016-2017 (нет деятельности)
абсолютные значения		%										
1.	Выручка от регулируемой деятельности, в том числе по видам деятельности:	тыс.руб.	0,00	11 172,41	0,00	13 251,15	12 355,30	-896	-7%	0,00	23 903,42	0,00
2.	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс.руб.	0,00	13 452,70	0,00	11 943,28	11 997,48	54	0%	0,00	79 784,17	0,00
2.1.	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00
2.2.	Расходы на топливо	тыс.руб.	0,00	8 336,05	0,00	4 374,21	3 383,48	-991	-23%	0,00	14 594,14	0,00
2.2.1.	газ природный по регулируемой цене											
2.2.1.1.	Объем	тыс. м3	0,00	1 567,88	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00
2.2.1.2.	Стоимость за единицу объема	тыс.руб.	0,00	4,77	0,00	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,00	0,00
2.2.1.3.	Стоимость доставки	тыс.руб.	0,00	863,58	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00
2.2.1.4.	Способ приобретения	х	-	прямые договоры без торгов	-	-	-	-	-	-	-	-
2.2.4.	уголь каменный											
2.2.4.1.	Объем	тонна				3 334,00	3 198,00	-136	-4%		0,00	
2.2.4.2.	Стоимость за единицу объема	тыс.руб.				1,31	1,06	0	-19%		0,00	
2.2.4.3.	Стоимость доставки	тыс.руб.				0,00	0,00	0	-		0,00	
2.2.4.4.	Способ приобретения	х	-	-	-	торги/ аукционы	торги/ аукционы			-	-	-
2.2.4.	уголь бурый											
2.2.4.1.	Объем	тонна						0	-		7 370,78	
2.2.4.2.	Стоимость за единицу объема	тыс.руб.						0	-		1,98	
2.2.4.3.	Стоимость доставки	тыс.руб.						0	-		0,00	
2.2.4.4.	Способ приобретения	х	-	-	-	-	-	-	-	-	торги/ аукционы	-
2.3.	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	тыс.руб.	0,00	522,04	0,00	671,00	716,50	46	7%	0,00	10 372,46	0,00
2.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт*ч (с учетом мощности)	руб.	0,00	3,48	0,00	3,21	3,55	0,3	10%	0,00	0,00	0,00
2.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт*ч	0,00	149,98	0,00	209,04	202,10	-7	-3%	0,00	0,00	0,00
2.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб.	0,00	37,61	0,00	90,00	80,60	-9	-10%	0,00	284,31	0,00
2.5	Расходы на хим.реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс.руб.	0,00	1,19	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	35,01	0,00
2.6.	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	1 774,31	2 759,80	985	56%	0,00	20 861,27	0,00
2.7.	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	533,56	833,40	300	56%	0,00	7 153,33	0,00
2.8.	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс.руб.	0,00	452,95	0,00	335,03	541,00	206	61%	0,00	43,94	0,00
2.9.	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс.руб.	0,00	96,59	0,00	102,72	163,30	61	59%	0,00	12,69	0,00
2.10.	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс.руб.	0,00	0,84	0,00	232,40	264,70	32	14%	0,00	394,10	0,00
2.11.	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс.руб.	0,00	261,60	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00
2.12.	Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс.руб.	0,00	42,61	0,00	560,20	1 417,00	857	153%	0,00	6 096,91	0,00
2.12.1.	- расходы на текущий ремонт	тыс.руб.	0,00	42,61	0,00	415,62	1 116,40	701	169%	0,00	0,00	0,00
2.12.2.	- расходы на капитальный ремонт	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00
2.13.	Общехозяйственные расходы	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	3 269,85	1 837,70	-1 432	-44%	0,00	9,52	0,00
2.13.1.	- расходы на текущий ремонт	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00
2.13.2.	- расходы на капитальный ремонт	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00
2.14.	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том числе:	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	114,16	0,00
2.14.1.	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 % суммы расходов по указанной статье расходов	тыс.руб.		отсутствует		отсутствует					отсутствует	
2.15.	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	0,00	3 701,22	0,00	0,00	0,10	0	100%	0,00	19 812,33	0,00
	- плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов	тыс.руб.	0,00	22,73	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00
	- расходы на страхование производственных объектов, учитываемые при определении налоговой базы по налогу на прибыль	тыс.руб.	0,00	2,03	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00
	Услуги сторонних организаций (передача тепловой энергии)	тыс.руб.	0,00	2 414,48	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00
	содержание зданий, сооружений	тыс.руб.	0,00	3,21	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00
	экологические мероприятия	тыс.руб.	0,00	16,85	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00
	техническое обслуживание котельной	тыс.руб.	0,00	310,11	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00
	оплата услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность	тыс.руб.	0,00	0,10	0,00	0,00	0,10	0	100%	0,00	0,00	0,00
	внерезидентские расходы	тыс.руб.	0,00	247,40	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00
	материалы и инвентарь	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	19 812,33	0,00
	Прочие расходы	тыс.руб.	0,00	684,31	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00
3.	Валовая прибыль (убытки) от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс.руб.	0	-575,44	0	1 307,87	357,82	-950	-73%	0	-55 880,75	0,00
4.	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс.руб.	0,00	-2 280,29	0,00	1 307,87	357,82	-950	-73%	0,00	0,00	0,00
4.1.	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00
5.	Сведения об изменении стоимости основных фондов, в т.ч.:	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	990,84	0,00
5.1.	- за счет ввода (вывода) из эксплуатации	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	990,84	0,00

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	19			21				22		
			ООО "ЮЖГ" (поставка ТЭ)			ФКУ ЛПУ-16 ГУФСИН России по Кемеровской обл. (производство ТЭ)				филиал ОАО "РЭУ" "Новосибирский" (производство ТЭ)		
			2015 (нет деятель-	2016	2017 (нет данных)	2015	2016	Изменения в 2016 относительно 2015	2017 (нет данных)	2015	2016-2017 (нет дея- тельности)	
6.	- стоимость переоценки основных фондов	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	-	0,00	0,00	0,00
7.	Годовая бухгалтерская отчетность включая бухгалтерский баланс и приложения к нему		-	<a href="https://tariff.eias.ru/disclo/get_file?p_guid=e9675241-99fd-4350-83f9-5811a9d95754">https://tariff.eias.ru/disclo/get_file?p_guid=e9675241-99fd-4350-83f9-5811a9d95754</a>		-	<a href="https://tariff.eias.ru/disclo/get_file?p_guid=600f3133-f19f-4eca-95c0-4221528f443a">https://tariff.eias.ru/disclo/get_file?p_guid=600f3133-f19f-4eca-95c0-4221528f443a</a>			-	<a href="http://reurf.ru/">http://reurf.ru/</a>	-
8.	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в т.ч.:	Гкал/ч	0,00	13,41	0,00	5,40	5,40	0,0	0%	0,00	14,48	0,00
9.	Тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч	0,00	12,52	0,00	1,60	1,60	0,0	0%	0,00	0,00	0,00
10.	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	0,00	10,27	0,00	10,45	10,11	-0,3	-3%	0,00	26,08	0,00
11.	Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,00	0,00
12.	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе:	тыс. Гкал	0,00	7,55	0,00	10,45	10,11	-0,3	-3%	0,00	26,08	0,00
12.1	- определенный по приборам учета	тыс. Гкал	0,00	2,62	0,00	0,00	0,00	0,0	-	0,00	0,00	0,00
12.2	- определенный расчетным путем (по нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	0,00	4,93	0,00	10,45	10,11	-0,3	-3%	0,00	26,08	0,00
13.	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом	Ккал/ч.мес	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,2	100%	0,00	0,00	0,00
14.	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал	0,00	0,84	0,00	0,20	0,20	0,0	0%	0,00	5,09	0,00
15.	Среднесписочная численность производственного персонала	чел.	0,00	0,00	0,00	25,00	23,00	-2	-8%	0,00	137,00	0,00
16.	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	чел.	0,00	2,00	0,00	1,00	3,00	2	200%	0,00	15,00	0,00
17.	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, в том числе:	кг у.т./Гкал	0,00	182,70	0,00	252,00	219,80	-32	-13%	0,00	187,50	0,00
18.	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии, на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	тыс. кВт*ч/Гкал	0,00	0,02	0,00	0,02	0,02	0,00	0%	0,00	67,15	0,00
19.	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии, на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	куб. м/Гкал	0,00	2,22	0,00	3,25	2,35	-0,9	-28%	0,00	0,00	0,00
20.	Комментарии		-	-	-	-	-			-	-	-



## **11. ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

Исполнительным органом государственной власти, уполномоченным осуществлять государственное регулирование цен (тарифов) на товары (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность (в том числе в сфере теплоснабжения) на территории г. Новокузнецка является Региональная энергетическая комиссия Кемеровской области (далее – РЭК КО).

В соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения...» настоящий раздел содержит описание цен и тарифов, установленных с учетом последних трех лет (2016-2018 гг.). Кроме того, для оценки изменений тарифов с момента предыдущей актуализации схемы справочно приведены данные о тарифах, действовавших в 2015 г. и установленных на 2019 г.

### **11.1. Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах)**

На территории г. Новокузнецка тарифы в сфере теплоснабжения действовали в 2015-2019 гг. для 17-21 регулируемой организации при этом число ТСО в 2019 г. сократилось до 19 ТСО (на 3 относительно 2018 г.).

В 2019 г. были отмечены следующие изменения в утвержденных ценах (тарифах):

#### **Тарифы на тепловую энергию**

В целом по тарифам на тепловую энергию в г. Новокузнецке можно сделать следующие выводы:

- Тарифы:
  - в 2019 г. тарифы на тепловую энергию не были впервые установлены ни для одной организации, при этом с 2019 г. тарифы на очередной период регулирования не были установлены для двух организаций:
    - МП НГО "Сибирская сбытовая компания";
    - ООО ТК "Садовая".
- Максимальный темп роста тарифов отмечен по следующим организациям:
  - с 1 п/г 2019 г. тарифы были установлены на уровне 2 п/г 2018 г., но по одной ТСО (МП "ГУЖКХ") произошло снижение тарифа на 29,8%.
  - с 2 п/г 2019 г. тарифы в основном возросли в пределах 4,1%, но по ряду ТСО произошло более значительное увеличение тарифа:
    - ООО "СибЭнерго" – рост на 15%;
    - ОАО "Кузнецкая ТЭЦ" – рост тарифов реализации т/э на 12%;
    - ОАО «РЖД» – рост тарифа по котельной на ст. Новокузнецк - на 11,6%, по котельной на ст. Абагур-Лесной ПМС-2 – на 6,1%;

- ООО "Южно-Кузбасская Тепловая Генерация" – рост тарифа с кол-лекторов – на 7,8%, рост тарифа реализации - на 7,4%;
- ООО "ЭнергоТранзит" – рост на 7,6%;
- ОАО "ЕВРАЗ ЗСМК" – рост тарифа реализации т/э на 6,8%;
- ООО "Новокузнецкий мелькомбинат" – рост на 6,4%.

### **Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии**

Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии в 2019 г. сократилось до 8 ТСО (на 1 от-носительно 2018 г.).

- Тарифы:
  - в 2019 г. тарифы на передачу тепловой энергии не были впервые установ-лены и не утратили силу ни по одной организации.
- Максимальный темп изменения тарифов:
  - с 1 п/г 2019 г. тарифы в основном были установлены на уровне 2 п/г 2018 г., но по двум ТСО произошло снижение тарифа:
    - ООО "ЭнергоСеть" - снижение на 21,3%;
    - ООО "Теплоснаб" - снижение на 2,9%.
  - с 2 п/г 2019 г. тарифы в основном возросли в пределах 4%, но по ряду ТСО произошло более значительное увеличение тарифа:
    - ООО "СибЭнерго" – рост тарифа для ООО «ЭТ» - на 24,8%, рост та-риффа для ООО «КТС» - на 12%;
    - ООО "Тепловые сети Новокузнецка" – рост на 23,3%;
    - ОАО "Межрегиональная теплосетевая компания" – рост на 11,7%.
    - ООО "Шахта "Юбилейная" – рост на 11,6%;
    - МП НГО "Сибирская сбытовая компания" – рост на 5,3%.

### **Тарифы на теплоноситель**

Тарифы на теплоноситель действовали в 2019 г. для 5 ТСО, что на 2 ТСО меньше, чем в 2018 г.

- Тарифы:
  - в 2019 г. тарифы на теплоноситель не были впервые установлены ни для одной организации, при этом для МП НГО "Сибирская сбытовая компания" тарифы на очередной период регулирования с 2019 г. не установлены.
- Максимальный темп роста тарифов:
  - с 1 п/г 2019 г. тарифы были установлены на уровне 2 п/г 2018 г.

- с 2 п/г 2019 г. тарифы возросли на 4% только по МКП "Центральная ТЭЦ", по всем остальным ТСО увеличение тарифа значительно больше:
  - ОАО «РЖД» - рост тарифа на 21,6%;
  - ОАО "ЕВРАЗ ЗСМК" – рост тарифа на 12%;
  - ОАО "Кузнецкая ТЭЦ" – рост тарифа на 11,5%;
  - ООО "Южно-Кузбасская Тепловая Генерация" – рост тарифов на 8,6%.

#### **Плата за подключение к системе теплоснабжения**

С августа 2018 г. в Новокузнецке впервые установлена плата за подключение нагрузки более 0,1 Гкал/ч и менее 1,5 Гкал/ч (для ООО "Тепловые сети Новокузнецка"). С 2019 г. основная составляющая платы (на создание/реконструкцию тепловых сетей) возросла на 17,5%.

В индивидуальном порядке плата за подключение к системам теплоснабжения в 2019 г. регулирующим органом не устанавливалась.

#### **Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности**

На 2019 г. в г. Новокузнецке впервые установлена плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности (для АО «Кузнецкая ТЭЦ»).

## **11.2.Описание динамики утвержденных цен (тарифов)**

На территории г. Новокузнецка в 2015 г. тарифы в сфере теплоснабжения действовали для 17 регулируемых организаций в сфере теплоснабжения, в 2016 г. число организаций увеличилось до 20, в 2017 г. – до 22, в 2018 г. сократилось до 21, в 2019 г. сократилось до 19.

Организации, имеющие действующие тарифы в сфере теплоснабжения в 2015-2019 гг., приведены в следующей таблице:

**Таблица 102 – Перечень теплоснабжающих (теплосетевых) организаций, для которых установлены тарифы в сфере теплоснабжения в г. Новокузнецке в 2015-2019 гг.**

№	Наименование	2015	2016	2017	2018	2019
1	АО "ЕВРАЗ ЗСМК"	1	1	1	1	1
2	АО "Евразруда" Абагурский филиал	0	1	1	1	1
3	АО "Кузнецкая ТЭЦ"	1	1	1	1	1
4	АО "Межрегиональная теплосетевая компания"	1	1	1	1	1
5	АО "РУСАЛ Новокузнецкий Алюминиевый Завод"	1	1	до 12.12	0	0
6	Кузбасский территориальный участок ЗСД по тепловодоснабжению - СП ЦД по тепловодоснабжению - филиал ОАО "РЖД"	1	1	1	1	1
7	МП НГО "Сибирская сбытовая компания"	1	1	1	1	1
8	ООО "КузнецкТеплоСбыт"	1	1	1	1	1
9	ООО "Мечта-НК"	1	1	1	1	1
10	ООО "Новокузнецкая теплосетевая компания"	1	1	1	1	1
11	ООО "Новокузнецкий мелькомбинат"	0	с 25.03	1	1	1
12	ООО "Сибэнерго"	0	0	1	1	1
13	ООО "Тепловые сети Новокузнецка"	0	1	1	1	1
14	ООО "Теплоснаб"	0	1	1	1	1

№	Наименование	2015	2016	2017	2018	2019
15	ООО "Центральная ТЭЦ" (с 2018 г. - МКП "Центральная ТЭЦ")	1	1	1	1	1
16	ООО "Шахта "Юбилейная"	1	1	1	1	1
17	ООО "ЭнергоСеть"	1	1	1	1	1
18	ООО "ЭнергоТранзит"	0	0	с 22.11	1	1
19	ООО "ЮжГ"	0	с 28.09	1	1	1
20	ООО ТК "Садовая"	0	0	с 03.11	1	0
21	ФКУ ЛИУ-16 ГУФСИН России по Кемеровской области	1	1	1	до 28.03	0
22	ОАО "Ремонтно-эксплуатационное управление"	1	0	0	0	0
23	МП "ГУЖКХ"	0	0	0	с 20.04	1
24	ООО "Жилкомсервис"	до 17.07	0	0	0	0
25	ООО "Теплотранзит"	с 17.08 до 31.12	0	0	0	0
26	ООО "НКХП" (Новокузнецкий комбинат хлебопродуктов)	1	1	до 10.01	0	0
27	ООО "Новокузнецкий хладокомбинат"	0	1	0	0	0
	<b>Итого</b>	<b>17</b>	<b>20</b>	<b>22</b>	<b>21</b>	<b>19</b>

### 11.2.1. Утвержденные тарифы на тепловую энергию

Ретроспективные данные о тарифах, утвержденных регулирующим органом за периоды до 2015 г., приведенные в предыдущей актуализации схемы теплоснабжения, представлены в следующей таблице ниже.

**Таблица 103 – Ретроспективные тарифы на тепловую энергию и услуги по передаче на 2013-2014 гг. (данные предыдущей актуализации)**

Период регулирования	АО «Кузнецкая ТЭЦ»						АО «МТСК»	МП «ССК»	АО "ЕВРАЗ ЗСМК"	АО «МТСК»	ООО «КузнецкТеплоСбыт»	ООО «Центральная ТЭЦ»			МП «ССК»	
	Горячая вода	отборный пар давлением				острый и редуцированный пар	Передача тепловой энергии от КТЭЦ	Реализация		Передача тепловой энергии от ЗСТЭЦ	Реализация	Горячая вода	отборный пар давлением			Котельные
		от 1,2 до 2,5 кг/см <sup>2</sup>	от 2,5 до 7,0 кг/см <sup>2</sup>	от 7,0 до 13,0 кг/см <sup>2</sup>	свыше 13,0 кг/см <sup>2</sup>								от 1,2 до 2,5 кг/см <sup>2</sup>	от 2,5 до 7,0 кг/см <sup>2</sup>	от 7,0 до 13,0 кг/см <sup>2</sup>	
		присоединение к сетям АО «Межрегиональная теплосетевая компания»														
с 01.01.2013 по 30.06.2013	772,1	725,7	741,2	765,9	772,12	810,7	-	911,08	373	-	-	651,96	-	-	641,5	968,02
с 01.07.2013 по 31.12.2013	866,13	814,12	831,46	859,19	866,15	909,47	-	1 022,03	-	-	-	712,29	-	-	700,87	1 023,6
с 01.01.2014 по 30.06.2014	866,13	814,12	831,46	859,19	866,15	909,47	110,06	1 022,03	-	225,73	1 022,2	712,29	693,93	700,95	-	1 090,19
с 01.07.2014 по 31.12.2014	899,91	845,87	863,88	892,7	899,93	944,94	110,06	1 106,9	440,97	234,53	1 061,76	742,21	723,07	730,4	-	1 121,61

В настоящей актуализации в соответствии с требованиями к схемам теплоснабжения, здесь и далее отражены изменения в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых Региональной энергетической комиссией Кемеровской области (далее – РЭК КО), зафиксированные за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения (за 2018 г.). Кроме того, справочно приведены данные о тарифах, утвержденных на 2015-2017 гг.

На территории г. Новокузнецка в период 2015-2019 гг. тарифы на тепловую энергию были установлены для 11-15 организаций (в зависимости от года):

**Таблица 104 – Перечень организаций г. Новокузнецка, для которых в период 2015-2019 гг. были установлены тарифы на тепловую энергию**

№	Наименование	2015	2016	2017	2018	2019
1	АО "ЕВРАЗ ЗСМК"	1	1	1	1	1
2	АО "Евразруда" Абагурский филиал	0	1	1	1	1
3	АО "Кузнецкая ТЭЦ"	1	1	1	1	1
6	Кузбасский территориальный участок ЗСД по тепловодоснабжению - СП ЦД по тепловодоснабжению - филиал ОАО "РЖД"	1	1	1	1	1
7	МП НГО "Сибирская сбытовая компания"	1	1	1	1	0
8	ООО "КузнецкТеплоСбыт"	1	1	1	1	1
9	ООО "Мечта-НК"	1	1	1	1	1
11	ООО "Новокузнецкий мелькомбинат"	0	с 25.03	1	1	1
12	ООО "Сибэнерго"	0	0	с 01.08	1	1
15	ООО "Центральная ТЭЦ" (с 2018 г. - МКП "Центральная ТЭЦ")	1	1	1	1	1
18	ООО "ЭнергоТранзит"	0	0	0	с 04.07	1
19	ООО "Южно-Кузбасская Тепловая Генерация"	0	с 28.09	1	1	1
20	ООО ТК "Садовая"	0	0	с 03.11	1	0
21	ФКУ ЛИУ-16 ГУФСИН России по Кемеровской области	1	1	1	до 28.03	0
22	ОАО "Ремонтно-эксплуатационное управление"	1	0	0	0	0
23	МП "ГУЖКХ"	0	0	0	с 20.04	1
26	ООО "НКХП" (Новокузнецкий комбинат хлебопродуктов)	1	1	до 10.01	0	0
27	ООО "Новокузнецкий хладокомбинат"	0	1	0	0	0
	<b>Итого</b>	<b>11</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>15</b>

Нумерация организаций соответствует нумерации ТСО, приведенной в начале раздела 11.2 в таблице «Перечень теплоснабжающих (теплосетевых) организаций, для которых установлены тарифы в сфере теплоснабжения в г. Новокузнецке в 2015-2019 гг.»).

Утвержденные тарифы на тепловую энергию за 2015-2018 гг. представлены в следующей таблице.

Таблица 105 – Тарифы на тепловую энергию, утвержденные в г. Новокузнецке на 2015-2019 гг.

№	Наименование	2015		2016			2017			2018			2019						
		с 01.01.	с 01.07.	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г				
<b>1</b>	<b>ОАО "ЕВРАЗ ЗСМК"</b>																		
	<i>Зона деятельности</i>	г. Новокузнецк, зона теплоснабжения Западно-Сибирской ТЭЦ																	
	<i>вид деятельности</i>	Отпуск ТЭ с коллекторов																	
	- потребители (ГВ), руб./Гкал	406,91	437,43	437,43	0,0%	455,36	4,1%	455,36	-	473,12	3,9%	473,12	-	493,94	4,4%	493,94	-	513,70	4,0%
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	516,17	-	537,32	4,1%	537,32	-	558,28	3,9%	558,28	-	582,85	4,4%	-	-	-	-
	<i>вид деятельности</i>	Поставка ТЭ потребителям																	
	- потребители (ГВ), руб./Гкал	440,97	473,57	473,57	0,0%	492,99	4,1%	492,99	-	512,21	3,9%	512,21	-	534,75	4,4%	534,75	-	559,41	4,6%
	- население (с НДС), руб./Гкал	520,34	558,81	558,81	0,0%	581,73	4,1%	581,73	-	604,41	3,9%	604,41	-	631,01	4,4%	-	-	-	-
	<i>реквизиты документов</i>	Постановление РЭК КО от 09.12.2014 №782		Постановление РЭК КО от 27.11.2015 №628										Постановление РЭК КО от 27.11.2018 №397					
	<i>Зона деятельности</i>	г. Новокузнецк, зона теплоснабжения Западно-Сибирской ТЭЦ (для потребителей, присоединенным к тепловым сетям ООО "Шахта Юбилейная")																	
	<i>вид деятельности</i>	Реализация ТЭ			Отпуск ТЭ потребителям										Реализация ТЭ				
	- потребители (ГВ), руб./Гкал	619,11	662,58	662,58	0,0%	689,64	4,1%	689,64	-	741,05	7,5%	741,05	-	773,73	4,4%	773,73	-	826,13	6,8%
	- население (с НДС), руб./Гкал	730,55	781,84	781,84	0,0%	813,77	4,1%	813,77	-	874,44	7,5%	874,44	-	913,00	4,4%	928,48	1,7%	991,36	6,8%
	<i>реквизиты документов</i>	Постановление РЭК КО от 09.12.2014 №782		Постановление РЭК КО от 27.11.2015 №628										Постановление РЭК КО от 19.12.2018 №608					
	<i>Зона деятельности</i>	г. Новокузнецк, узел теплоснабжения - паровоздуховная станция																	
	<i>вид деятельности</i>	Отпуск с коллекторов																	
	- потребители (пар от 2,5 до 7,0 кг/см <sup>2</sup> ), руб./Гкал	386,46	410,03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- население (с НДС), руб./Гкал	456,02	483,84	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>вид деятельности</i>	Реализация ТЭ																	
	- потребители (пар от 2,5 до 7,0 кг/см <sup>2</sup> ), руб./Гкал	-	-	410,03	-	425,36	3,7%	425,36	-	441,95	3,9%	441,95	-	461,40	4,4%	-	-	-	-
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>реквизиты документов</i>	Постановление РЭК КО от 09.12.2014 №782		Постановление РЭК КО от 27.11.2015 №628										-					
<b>2</b>	<b>ОАО "Евразруда" (Абагурский филиал, г. Новокузнецк)</b>																		
	<i>вид деятельности</i>	Реализация ТЭ																	
	- потребители (пар от 1,2 до 2,5 кг/см <sup>2</sup> ), руб./Гкал	-	-	1 001,81	-	1 130,06	12,8%	1 130,06	-	1 158,79	2,5%	1 158,79	-	1 205,82	4,1%	1 210,06	0,4%	1 259,75	4,1%
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>реквизиты документов</i>	-		Постановление РЭК КО от 29.12.2015 №1015					Постановление РЭК КО от 29.10.2016 №205										
<b>3</b>	<b>АО "Кузнецкая ТЭЦ"</b>																		
	<i>вид деятельности</i>	Отпуск с коллекторов																	
	- потребители																		
	- ГВ, руб./Гкал	572,76	620,36	620,36	0,0%	645,79	4,1%	645,79	-	684,28	6,0%	684,28	-	713,03	4,2%	713,03	-	742,62	4,1%
	- пар от 1,2 до 2,5 кг/см <sup>2</sup> , руб./Гкал	538,37	583,11	583,11	0,0%	607,02	4,1%	607,02	-	643,20	6,0%	643,20	-	670,23	4,2%	-	-	-	-
	- пар от 2,5 до 7,0 кг/см <sup>2</sup> , руб./Гкал	549,83	595,52	595,52	0,0%	619,94	4,1%	619,94	-	656,89	6,0%	656,89	-	684,49	4,2%	-	-	-	-
	- пар от 7,0 до 13,0 кг/см <sup>2</sup> , руб./Гкал	568,17	615,38	615,38	0,0%	640,61	4,1%	640,61	-	678,79	6,0%	678,79	-	707,31	4,2%	-	-	-	-
	- пар свыше 13,0 кг/см <sup>2</sup> , руб./Гкал	572,78	620,38	620,38	0,0%	645,82	4,1%	645,82	-	684,31	6,0%	684,31	-	713,06	4,2%	-	-	-	-
	- острый и редуцированный пар, руб./Гкал	601,42	651,40	651,40	0,0%	678,11	4,1%	678,11	-	718,52	6,0%	718,52	-	748,71	4,2%	-	-	-	-
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>вид деятельности</i>	Поставка ТЭ потребителям			Реализация ТЭ														
	<i>зона деятельности</i>	г. Новокузнецк, потребители, присоеди-																	

№	Наименование	2015		2016			2017			2018				2019					
		с 01.01.	с 01.07.	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г
		<b>ненные к сетям АО "Межрегиональная теплосетевая компания"</b>																	
	- потребители																		
	- ГВ, руб./Гкал	899,91	954,80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- пар от 1,2 до 2,5 кг/см2, руб./Гкал	845,87	897,36	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- пар от 2,5 до 7,0 кг/см2, руб./Гкал	863,88	916,58	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- пар от 7,0 до 13,0 кг/см2, руб./Гкал	892,70	947,15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- пар свыше 13,0 кг/см2, руб./Гкал	899,93	954,83	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- острый и редуцированный пар, руб./Гкал	944,94	1 002,58	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- население (ГВ) (с НДС), руб./Гкал	1 061,89	1 126,66	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<b>зона деятельности</b>	<b>г. Новокузнецк, потребители, присоединенные к сетям МП НГО "Сибирская сбытовая компания" (до 21.09.2017)</b>							<b>г. Новокузнецк, потребители, присоединенные к муниципальным сетям (Центральный, Кузнецкий районы) (с 22.09.2017 до 29.11.2017)</b>										
	- потребители (ГВ), руб./Гкал	1 106,90	1 174,42	1 174,42	0,0%	1 221,85	4,0%	1 134,35	-7,2%	1 173,69	3,5%	-	-	-	-	-	-	-	-
	- население (с НДС), руб./Гкал	1 306,14	1 385,82	1 385,82	0,0%	1 441,78	4,0%	1 338,53	-7,2%	1 384,95	3,5%	-	-	-	-	-	-	-	-
	<b>зона деятельности</b>			<b>г. Новокузнецк, потребители, присоединенные к сетям ООО "Тепловые сети Новокузнецка" (до 29.11.2017)</b>							<b>г. Новокузнецк, конечные потребители (с 30.11.2017)</b>				<b>г. Новокузнецк, потребители, присоединенные к сетям ООО "Тепловые сети Новокузнецка"</b>				
	- потребители																		
	- ГВ, руб./Гкал	-	-	954,80	-	993,95	4,1%	993,95	-	1 033,29 (до 29.11), 1 209,39 (с 30.11)	4,0% до 29.11, 21,8% с 30.11.	1 209,39	-	1 209,39	-	1 209,39	-	1 354,54	12,0%
	- пар от 1,2 до 2,5 кг/см2, руб./Гкал	-	-	897,36	-	934,15	4,1%	934,15	-	971,13	4,0%	971,13	-	1 013,86	4,4%	-	-	-	-
	- пар от 2,5 до 7,0 кг/см2, руб./Гкал	-	-	916,58	-	954,16	4,1%	954,16	-	991,93	4,0%	991,93	-	1 035,57	4,4%	-	-	-	-
	- пар от 7,0 до 13,0 кг/см2, руб./Гкал	-	-	947,15	-	985,98	4,1%	985,98	-	1 025,01	4,0%	1 025,01	-	1 070,11	4,4%	-	-	-	-
	- пар свыше 13,0 кг/см2, руб./Гкал	-	-	954,83	-	993,98	4,1%	993,98	-	1 033,33	4,0%	1 033,33	-	1 078,80	4,4%	-	-	-	-
	- острый и редуцированный пар, руб./Гкал	-	-	1 002,58	-	1 043,69	4,1%	1 043,69	-	1 085,00	4,0%	1 085,00	-	1 132,74	4,4%	-	-	-	-
	- население (ГВ) (с НДС), руб./Гкал	-	-	1 126,66	-	1 172,86	4,1%	1 172,86	-	1 219,28 (до 29.11), 1 427,08 (с 30.11.)	4,0% до 29.11, 21,8% с 30.11.	1 427,08	-	1 427,08	-	1 451,27	1,7%	1 625,45	12,0%
	<b>вид деятельности</b>																		
	- потребители (ГВ), руб./Гкал																		
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	реквизиты документов	Постановление РЭК КО от 18.12.2018 №589																	
<b>6</b>	<b>ОАО «РЖД» (филиал Кузбасский территориальный участок Западно-Сибирской дирекции по тепловодоснабжению – структурное подразделение Центральной дирекции по тепловодоснабжению)</b>																		
	<b>Зона деятельности</b>	<b>г. Новокузнецк, узел теплоснабжения "котельные на ст. Новокузнецк"</b>																	
	<b>вид деятельности</b>	<b>Реализация ТЭ</b>																	
	- потребители																		
	- ГВ, руб./Гкал	1 241,66	1 317,40	1 317,40	0,0%	1 371,41	4,1%	1 371,41	-	1 424,89	3,9%	1 424,89	-	1 458,37	2,3%	1 458,37	-	1 626,98	11,6%



№	Наименование	2015		2016			2017			2018			2019						
		с 01.01.	с 01.07.	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г
	- пар от 2,5 до 7,0 кг/см <sup>2</sup> , руб./Гкал	1 227,91	1 302,81	1 302,81	0,0%	1 356,21	4,1%	1 356,21	-	1 409,12	3,9%	1 409,12	-	1 442,23	2,3%	-	-	-	-
	- население (с НДС)																		
	- ГВ, руб./Гкал	1 465,16	1 554,53	1 554,53	0,0%	1 618,26	4,1%	1 618,26	-	1 681,37	3,9%	1 681,37	-	1 720,88	2,3%	1 750,04	1,7%	1 952,38	11,6%
	- пар от 2,5 до 7,0 кг/см <sup>2</sup> , руб./Гкал	1 448,93	1 537,32	1 537,32	0,0%	1 600,35	4,1%	1 600,35	-	1 662,76	3,9%	1 662,76	-	1 701,83	2,3%	-	-	-	-
	реквизиты документов	Постановление РЭК КО от 20.12.2014 №1067		Постановление РЭК КО от 20.12.2015 №1003						Постановление РЭК КО от 20.12.2018 №693									
	<b>Зона деятельности</b>	<b>г. Новокузнецк, узел теплоснабжения "котельная ст. Абагур-Лесной ПМС-2"</b>																	
	<b>вид деятельности</b>	Реализация ТЭ																	
	- потребители (ГВ), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	1 743,64 (с 15.06)	-	1 743,64	-	1 743,63	0,0%	1 815,71	4,1%	1 815,71	-	1 926,18	6,1%
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	2 057,50 (с 15.06)	-	2 057,50	-	2 057,48	0,0%	2 142,54	4,1%	2 178,85	1,7%	2 311,42	6,1%
	реквизиты документов	Постановление РЭК КО от 15.06.2017 №85						Постановление РЭК КО от 20.12.2017 №706											
<b>7</b>	<b>МП НГО "Сибирская сбытовая компания"</b>	Реализация ТЭ																	
	<b>вид деятельности</b>	Поставка ТЭ для ТСО на компенсацию потерь																	
	- потребители (ГВ), руб./Гкал	1 358,43 (с 17.06)	1 358,43	1 358,43	0,0%	1 414,13	4,1%	1 414,13	-	1 484,55	5,0%	1 472,10	-0,8%	1 532,46	4,1%	-	-	-	-
	- население (с НДС), руб./Гкал	1 602,95 (с 17.06)	1 602,95	1 602,95	0,0%	1 668,67	4,1%	1 668,67	-	1 751,77	5,0%	1 737,08	-0,8%	1 808,30	4,1%	-	-	-	-
	<b>вид деятельности</b>	Поставка ТЭ для ТСО на компенсацию потерь																	
	- потребители (ГВ), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	1 022,77	-	1 022,77	-	1 022,77	-	1 063,68	4,0%	-	-	-	-
	реквизиты документов	Постановление РЭК КО от 16.06.2015 №211		Постановление РЭК КО от 27.11.2015 №624						-									
	<b>вид деятельности</b>	Отпуск ТЭ, вырабатываемой котельными																	
	- потребители (ГВ), руб./Гкал	1 121,61	1 187,21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	реквизиты документов	Постановление РЭК КО от 16.12.2014 №876		-						-									
	<b>вид деятельности</b>	Отпуск с коллекторов источника ООО "Стройград"																	
	- потребители (ГВ), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	1 022,77 (с 01.08)	-	1 022,77	-	1 063,68	4,0%	-	-	-	-
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	реквизиты документов	-						Постановление РЭК КО от 01.08.2017 №133						-					
<b>8</b>	<b>ООО "КузнецкТеплоСбыт"</b>	Реализация ТЭ																	
	<b>вид деятельности</b>	Поставка ТЭ для ТСО на компенсацию потерь																	
	- потребители (ГВ), руб./Гкал	899,80	954,72	954,72	0,0%	993,86	4,1%	960,90	-3,3%	998,38	3,9%	998,38	-	1 144,71	14,7%	1 144,71	-	1 192,17	4,1%
	- население (с НДС), руб./Гкал	1 061,76	1 126,57	1 126,57	0,0%	1 172,76	4,1%	1 133,86	-3,3%	1 178,08	3,9%	1 178,08	-	1 350,76	14,7%	1 373,65	1,7%	1 430,60	4,1%
	<b>вид деятельности</b>	Поставка ТЭ для ТСО на компенсацию потерь																	
	- потребители (ГВ), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	526,51	-	544,10	3,3%
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	реквизиты документов	Постановление РЭК КО от 09.12.2014 №785		Постановление РЭК КО от 27.11.2015 №632						Постановление РЭК КО от 19.12.2018 №609									
<b>9</b>	<b>ООО "Мечта-НК"</b>	Реализация ТЭ																	
	<b>вид деятельности</b>	Поставка ТЭ потребителям		Реализация ТЭ															
	- потребители (ГВ), руб./Гкал	705,86	735,48	735,48	0,0%	764,16	3,9%	764,16	-	793,96	3,9%	793,96	-	821,75	3,5%	821,75	-	845,58	2,9%
	- население (с НДС), руб./Гкал	832,91	867,87	867,87	0,0%	901,71	3,9%	901,71	-	936,87	3,9%	936,87	-	969,67	3,5%	969,67	-	997,78	2,9%
	реквизиты документов	Постановление РЭК КО от 20.12.2014 №1087		Постановление РЭК КО от 01.12.2015 №719				Постановление РЭК КО от 19.12.2016 №601											
<b>11</b>	<b>ООО "Новокузнецкий мелькомбинат"</b>																		

№	Наименование	2015		2016			2017			2018				2019					
		с 01.01.	с 01.07.	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г
	<b>вид деятельности</b>	-		Реализация ТЭ															
	- потребители (ГВ), руб./Гкал	-	-	1 200,63 (с 25.03)	-	1 200,63	-	1 200,63	-	1 278,37	6,5%	1 278,37	-	1 360,55	6,4%	1 360,55	-	1 448,15	6,4%
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	1 416,74 (с 25.03)	-	1 416,74	-	1 416,74	-	1 508,48	6,5%	1 508,48	-	1 605,45	6,4%	1 605,45	-	1 708,82	6,4%
	реквизиты документов	-		Постановление РЭК КО от 25.03.2016 №23				Постановление РЭК КО от 13.12.2016 №464											
<b>12</b>	<b>ООО "СибЭнерго"</b>																		
	<b>вид деятельности</b>	-							Реализация ТЭ				-						
	- потребители (ГВ), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	1 484,55 (с 01.08 до 20.12)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	1 751,77 (с 01.08 до 20.12)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	реквизиты документов	-							Постановление РЭК КО от 01.08.2017 №131 (утратил силу 20.12.2017)				-						
	<b>вид деятельности</b>	-							Отпуск ТЭ с коллекторов				-						
	- потребители (ГВ), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	1 054,13 (с 20.12)	-	1 054,13	-	1 337,11	26,8%	-	-	-	-
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<b>вид деятельности</b>	-							Реализация ТЭ										
	<b>Зона деятельности</b>	-							системы теплоснабжения с кодами №4-9, 11-23, 32,33				г. Новокузнецк						
	- потребители (ГВ), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	1 613,70 (с 20.12)	-	1 613,70	-	1 921,30	19,1%	1 921,30	-	2 209,50	15,0%
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	1 904,17 (с 20.12)	-	1 904,17	-	2 267,13	19,1%	2 305,56	1,7%	2 651,40	15,0%
	реквизиты документов	-							Постановление РЭК КО от 19.12.2017 №531				Постановление РЭК КО от 12.12.2018 №493						
	<b>Зона деятельности</b>	-											г. Новокузнецк, ведомственные котельные (котельная № 19, котельная № 72, котельная Кузнецкая крепость, котельная проф. «Бунгурский», котельная школы № 1, котельная школы № 23, котельная школы № 43, котельная школы № 37, котельная школы № 16, котельная д/с № 123, котельная интерната № 66, котельная ОЛ «Голубь», котельная УПК)						
	- потребители (ГВ), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5 968,19 (с 28.11)	-	-	-	-	-
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	реквизиты документов	-							Постановление РЭК КО от 27.11.2018 №395				-						
<b>15</b>	<b>ООО "Центральная ТЭЦ" (с 2018 г. - МКП "Центральная ТЭЦ")</b>																		
	<b>Зона деятельности</b>	потребители, подключенные к сетям МП НГО "Сибирская сбытовая компания"																	
	<b>вид деятельности</b>	Поставка ТЭ																	
	- потребители																		
	- ГВ, руб./Гкал	1 131,49 (до 27.06)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- пар от 1,2 до 2,5 кг/см2, руб./Гкал	991,9 (до 27.06)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- пар от 2,5 до 7,0 кг/см2, руб./Гкал	999,4 (до 27.06)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- население (ГВ) (с НДС), руб./Гкал	1 335,16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

№	Наименование	2015		2016			2017			2018			2019				
		с 01.01.	с 01.07.	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г		
		(до 27.06)															
	<b>вид деятельности</b>	Поставка ТЭ для ТСО на компенсацию потерь			-												
	- потребители																
	- ГВ, руб./Гкал	952,05 (до 27.06)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- пар от 1,2 до 2,5 кг/см2, руб./Гкал	878,08 (до 27.06)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- пар от 2,5 до 7,0 кг/см2, руб./Гкал	879,16 (до 27.06)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	реквизиты документов	Постановление РЭК КО от 16.12.2014 №879 (утратил силу с 27.06.2015)			-												
	<b>Зона деятельности</b>	<b>потребители ООО "ЦТЭЦ"</b>															
	<b>вид деятельности</b>	Реализация ТЭ													-		
	- потребители																
	- ГВ, руб./Гкал	1 091,24 (с 27.06)	1 091,24	1 091,24	0,0%	1 135,98	4,1%	1 135,98	-	1 183,69	4,2%	1 183,69	-	1 202,30 (до 03.07)	1,6% (до 03.07)	-	-
	- пар от 1,2 до 2,5 кг/см2, руб./Гкал	828,8 (с 27.06)	828,80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- пар от 2,5 до 7,0 кг/см2, руб./Гкал	830,5 (с 27.06)	830,50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- население (ГВ) (с НДС), руб./Гкал	1 287,66 (с 27.06)	1 287,66	1 287,66	0,0%	1 340,46	4,1%	1 340,46	-	1 396,75	4,2%	1 396,75	-	1 418,71 (до 03.07)	1,6% (до 03.07)	-	-
	<b>вид деятельности</b>	Поставка ТЭ для ТСО на компенсацию потерь													-		
	- потребители (ГВ), руб./Гкал	917,95 (с 27.06)	917,95	917,95	0,0%	972,76	6,0%	972,76	-	1 089,49	12,0%	1 089,49	-	1 089,49 (до 03.07)	-	-	-
	<b>вид деятельности</b>	Отпуск ТЭ с коллекторов															
	- потребители																
	- ГВ, руб./Гкал	-	-	931,69	-	987,59	6,0%	987,59	-	1 106,10	12,0%	1 106,10	-	1 106,1 (до 03.07) 1 110,82 (с 04.07)	0% до 03.07 0,4% с 04.07	1 110,82	-
	- пар от 1,2 до 2,5 кг/см2, руб./Гкал	-	-	828,80	-	878,53	6,0%	878,53	-	983,95	12,0%	983,95	-	1 023,31 (до 03.07) 1 110,82 (с 04.07)	4,0% до 03.07 12,9% с 04.07	-	-
	- пар от 2,5 до 7,0 кг/см2, руб./Гкал	-	-	830,50	-	880,33	6,0%	880,33	-	985,97	12,0%	985,97	-	1 025,41 (до 03.07) 1 110,82 (с 04.07)	4,0% до 03.07 12,7% с 04.07	-	-
	- население (с НДС)																
	- ГВ, руб./Гкал	-	-	1 099,39	-	1 165,36	6,0%	1 165,36	-	1 305,20	12,0%	1 305,20	-	1 305,20 (до 03.07) - (с 04.07)	-	-	-
	- пар от 1,2 до 2,5 кг/см2, руб./Гкал	-	-	977,98	-	1 036,66	6,0%	1 036,66	-	1 161,06	12,0%	1 161,06	-	1 207,51 (до 03.07) - (с 04.07)	4,0% (до 03.07)	-	-
	- пар от 2,5 до 7,0 кг/см2, руб./Гкал	-	-	979,99	-	1 038,79	6,0%	1 038,79	-	1 163,44	12,0%	1 163,44	-	1 207,98 (до 03.07) - (с 04.07)	4,0% (до 03.07)	-	-
	реквизиты документов	Постановление РЭК КО от 16.06.2015 №212		Постановление РЭК КО от 08.12.2015 №788 (утратил силу 03.07.2018)									Постановление РЭК КО от 03.07.2018 №129		Постановление РЭК КО от 13.12.2018 №511		

№	Наименование	2015		2016			2017			2018			2019							
		с 01.01.	с 01.07.	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г					
<b>18</b>	<b>ООО "ЭнергоТранзит"</b>																			
	<i>вид деятельности</i>	-										Реализация ТЭ								
	- потребители (ГВ), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 536,70 (с 04.07)	-	1 536,70	-	1 653,49	7,6%	
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 813,31 (с 04.07)	-	1 844,04	-	1 984,19	7,6%	
	<i>реквизиты документов</i>	-										Постановление РЭК КО от 03.07.2018 №132			Постановление РЭК КО от 17.12.2018 №547					
<b>19</b>	<b>ООО "Южно-Кузбасская Тепловая Генерация"</b>																			
	<i>вид деятельности</i>	-					Отпуск ТЭ с коллекторов													
	- потребители (ГВ), руб./Гкал	-	-	-	-	1 252,04 (с 28.09)	-	1 252,04	-	1 313,80	4,9%	1 313,80	-	1 371,56	4,4%	1 371,56	-	1 479,11	7,8%	
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	1 477,41 (с 28.09)	-	1 477,41	-	1 550,28	4,9%	1 550,28	-	1 618,44	4,4%	1 618,44	-	1 745,35	7,8%	
	<i>реквизиты документов</i>	Постановление РЭК КО от 27.09.2016 №142																		
	<i>вид деятельности</i>	Реализация ТЭ																		
	- потребители (ГВ), руб./Гкал	-	-	-	-	1 530,56 (с 28.09)	-	1 530,56	-	1 609,54	5,2%	1 609,54	-	1 686,47	4,8%	1 686,47	-	1 810,70	7,4%	
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	1 806,06 (с 28.09)	-	1 806,06	-	1 899,26	5,2%	1 899,26	-	1 990,04	4,8%	1 990,04	-	2 136,62	7,4%	
	<i>реквизиты документов</i>	Постановление РЭК КО от 27.09.2016 №143																		
<b>20</b>	<b>ООО Торговый комплекс "Садовая"</b>																			
	<i>вид деятельности</i>	-										Реализация ТЭ								
	- потребители (ГВ), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	926,71 (с 03.11)	-	926,71	-	965,37	4,2%	-	-	-	-	
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	926,71 (с 03.11)	-	926,71	-	965,37	4,2%	-	-	-	-	
	<i>реквизиты документов</i>	Постановление РЭК КО от 02.11.2017 №342																		
<b>21</b>	<b>ФКУ ЛИУ-16 ГУФСИН России по Кемеровской области</b>																			
	<i>вид деятельности</i>	Поставка ТЭ		Реализация ТЭ								-								
	- потребители (ГВ), руб./Гкал	933,41	985,36	933,41	-5,3%	970,28	4,0%	970,28	-	1 008,12	3,9%	1 008,12 (до 28.03)	-	-	-	-	-	-	-	
	- население (с НДС), руб./Гкал	933,41	985,36	933,41	-5,3%	970,28	4,0%	970,28	-	1 008,12	3,9%	1 008,12 (до 28.03)	-	-	-	-	-	-	-	
	<i>реквизиты документов</i>	Постановление РЭК КО от 14.11.2014 №589		Постановление РЭК КО от 01.12.2015 №732 (утратил силу с 28.03.2018)								-								
<b>22</b>	<b>ОАО "Ремонтно-эксплуатационное управление"</b>																			
	<i>вид деятельности</i>	Реализация ТЭ		-																
	- потребители (ГВ), руб./Гкал	1 018,52	1 080,37	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	- население (с НДС), руб./Гкал	1 201,85	1 274,84	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	<i>реквизиты документов</i>	Постановление РЭК КО от 05.12.2014 №763		-																
<b>23</b>	<b>МП "ГУЖКХ"</b>																			
	<i>вид деятельности</i>	-										Реализация ТЭ								
	<i>Зона деятельности</i>	-										Новоильинский р-н г. Новокузнецка								
	- потребители (ГВ), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2 639,56 (с 20.04)	-	2 755,71	-	-	-	-	
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2 639,56 (с 20.04)	-	2 755,71	-	-	-	-	
	<i>вид деятельности</i>	-										Поставка другим ТСО для компенсации потерь								
	- потребители (ГВ), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 979,27 (с 20.04)	-	2 066,37	-	1 450,30	-29,8%	1 450,30	-
	<i>реквизиты документов</i>	-										Постановление РЭК КО от 19.04.2018 №73			Постановление РЭК КО от 18.12.2018					

№	Наименование	2015		2016			2017			2018			2019						
		с 01.01.	с 01.07.	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г				
																		№587	
	<i>вид деятельности</i>																	Отпуск ТЭ с коллекторов	
	- потребители (ГВ), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 450,30	
	<i>реквизиты документов</i>																	Постановление РЭК КО от 18.12.2018 №587	
<b>26</b>	<b>ООО "Новокузнецкий комбинат хлебопродуктов"</b>																		
	<i>вид деятельности</i>	Реализация ТЭ/ По-ставка ТЭ		Реализация ТЭ															
	- потребители (ГВ), руб./Гкал	641,07	680,14	680,14	0,0%	708,03	4,1%	708,03 (до 10.01)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	- население (с НДС), руб./Гкал	756,46	802,57	802,57	0,0%	835,48	4,1%	835,48 (до 10.01)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	<i>реквизиты документов</i>	Постановление РЭК КО от 12.12.2014 №862		Постановление РЭК КО от 01.12.2015 №721 (утратил силу с 10.01.2017)															
<b>27</b>	<b>ООО "Новокузнецкий хладокомбинат"</b>																		
	<i>вид деятельности</i>			Реализация ТЭ															
	- потребители (ГВ), руб./Гкал	-	-	498,35	-	518,78	4,1%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	588,05	-	612,16	4,1%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	<i>реквизиты документов</i>			Постановление РЭК КО от 20.12.2015 №958															

В целом по тарифам на тепловую энергию в г. Новокузнецке можно сделать выводы, что за период 2015-2019 г. тарифы ежегодно утверждались для не более чем 15 организаций (в зависимости от года), при этом отмечены следующие изменения:

- Тарифы на тепловую энергию:
  - в 2015 г. перечень ТСО, для которых были установлены тарифы, не менялся;
  - в течение 2016 г. тарифы на тепловую энергию были впервые установлены для четырех ТСО:

- АО "Евразруда" Абагурский филиал;
- ООО "Новокузнецкий мелькомбинат";
- ООО "Южно-Кузбасская Тепловая Генерация";
- ООО "Новокузнецкий хладокомбинат".

Кроме того, в 2016 г. для ООО "Центральная ТЭЦ" установлен тариф на тепловую энергию, отпускаемую с коллекторов, и отпускаемую другим ТСО на компенсацию потерь.

При этом для одной ТСО (ОАО "Ремонтно-эксплуатационное управление"), действовавшей в 2015 г., тарифы на 2016 г. не установлены.

- в 2017 г. тарифы на тепловую энергию были установлены еще для двух организаций:
  - ООО "Сибэнерго";
  - ООО ТК "Садовая";

Кроме того, в 2016 г. для МП НГО «ССК» установлен тариф на тепловую энергию, отпускаемую с коллекторов.

При этом для одной ТСО (ООО "НКХП" (Новокузнецкий комбинат хлебопродуктов)), действовавшей в 2016 г., тарифы на 2017 г. утратили силу.

Кроме того, для ООО "Новокузнецкий хладокомбинат", действовавшего в 2016 г., тарифы на 2017 г. не установлены.

- в 2018 г. тарифы на тепловую энергию были установлены еще для двух организаций:
  - ООО "ЭнергоТранзит";
  - МП "ГУЖКХ".

При этом для одной ТСО (ФКУ ЛИУ-16 ГУФСИН России по Кемеровской области), действовавшей в 2017 г., тарифы на 2018 г. утратили силу.

- в 2019 г. тарифы на тепловую энергию не были впервые установлены ни для одной организации, при этом с 2019 г. тарифы на очередной период регулирования не были установлены для двух организаций:
  - МП НГО "Сибирская сбытовая компания";
  - ООО ТК "Садовая".
- Максимальный темп роста тарифов отмечен по следующим организациям:
  - в 2016 г.:
    - ОАО "Евразруда" - рост тарифа на 2 п/г на 12,8%;
    - ООО "Центральная ТЭЦ" – рост тарифа на отпуск с коллекторов и на тепло для компенсации потерь - на 6,0%.

Снижение тарифов в 2016 г. отмечено по ФКУ ЛИУ-16 ГУФСИН России по Кемеровской области (на 5,3% с 01.01.2016 г.).

По остальным ТСО темп роста тарифов находился в диапазоне 3,9%-4,1%.

- в 2017 г.:
  - на 1 п/г 2017 г. отмечено снижение тарифов по двум ТСО:
    - ОАО "Кузнецкая ТЭЦ" – снижение тарифа в 1 зоне деятельности на 7,2%;
    - ООО "КузнецкТеплоСбыт" снижение – на 3,3%.
  - По остальным изменение тарифа с 1 п/г 2017 г. отсутствует.
  - на 2 п/г 2017 г. максимальный роста тарифа отмечен по организациям:
    - ОАО "Кузнецкая ТЭЦ" – рост тарифа реализации с 30.11.2017 г. на 21,8%, рост тарифа с коллекторов на 6,0%;
    - ООО "Центральная ТЭЦ" – рост тарифа с коллекторов и тарифа на тепло для компенсации потерь - на 12,0%;
    - ОАО "ЕВРАЗ ОЗСМК" - рост тарифа на 2 п/г (в 1 зоне деятельности) на 7,5%;
    - ООО "Новокузнецкий мелькомбинат" - рост на 6,5%;

- МП НГО "Сибирская сбытовая компания" – рост на 5,0%;
- ООО "Южно-Кузбасская Тепловая Генерация" – рост тарифа реализации на 5,2%, рост тарифа с коллекторов на 4,9%.

По остальным ТСО темп роста тарифов находился в диапазоне 3,5%-4,2%.

■ в 2018 г.:

- с 1 п/г 2018 г. тарифы были установлены на уровне 2 п/г 2017 г., но по одной ТСО (МП НГО "Сибирская сбытовая компания") произошло снижение тарифа на 0,8%.
- с 2 п/г 2018 г. тарифы в основном возросли в пределах 4,4%, но по ряду ТСО произошло более значительное увеличение тарифа:
  - ООО "СибЭнерго" – рост тарифа с коллекторов на 26,8%, тарифа реализации – на 19,1%;
  - ООО "КузнецкТеплоСбыт" – рост тарифов на 14,7%;
  - МКП "Центральная ТЭЦ" – рост тарифа с коллекторов на 12,9%;
  - ООО "Новокузнецкий мелькомбинат" – рост на 6,4%;
  - ООО "Южно-Кузбасская Тепловая Генерация" – рост тарифа реализации на 4,8%.

■ в 2019 г.:

- с 1 п/г 2019 г. тарифы были установлены на уровне 2 п/г 2018 г., но по одной ТСО (МП "ГУЖКХ") произошло снижение тарифа на 29,8%.
- с 2 п/г 2019 г. тарифы в основном возросли в пределах 4,1%, но по ряду ТСО произошло более значительное увеличение тарифа:
  - ООО "СибЭнерго" – рост на 15%;
  - ОАО "Кузнецкая ТЭЦ" – рост тарифов реализации т/э на 12%;
  - ОАО «РЖД» – рост тарифа по котельной на ст. Новокузнецк - на 11,6%, по котельной на ст. Абагур-Лесной ПМС-2 – на 6,1%;
  - ООО "Южно-Кузбасская Тепловая Генерация" – рост тарифа с коллекторов – на 7,8%, рост тарифа реализации - на 7,4%;



- ООО "ЭнергоТранзит" – рост на 7,6%;
- ОАО "ЕВРАЗ ЗСМК" – рост тарифа реализации т/э на 6,8%;
- ООО "Новокузнецкий мелькомбинат" – рост на 6,4%.

### 11.2.2. Утвержденные тарифы на передачу тепловой энергии

На территории г. Новокузнецка в период 2015-2019 гг. тарифы на услуги по передаче тепловой энергии были установлены для 8-10 организаций (в зависимости от года):

**Таблица 106 – Перечень организаций г. Новокузнецка, для которых в период 2015-2019 гг. были установлены тарифы на услуги по передаче тепловой энергии**

№	Наименование	2015	2016	2017	2018	2019
4	АО "Межрегиональная теплосетевая компания"	1	1	1	1	1
5	АО "РУСАЛ Новокузнецкий Аллюминиевый Завод"	1	1	до 12.12	0	0
7	МП НГО "Сибирская сбытовая компания"	1	1	1	1	1
10	ООО "Новокузнецкая теплосетевая компания"	1	1	1	1	1
12	ООО "Сибэнерго"	0	0	1	1	1
13	ООО "Тепловые сети Новокузнецка"	0	1	1	1	1
14	ООО "Теплоснаб"	0	1	1	1	1
16	ООО "Шахта "Юбилейная"	1	1	1	1	1
17	ООО "ЭнергоСеть"	1	1	1	1	1
18	ООО "ЭнергоТранзит"	0	0	с 22.11	до 03 07	0
24	ООО "Жилкомсервис"	до 17.07	0	0	0	0
25	ООО "Теплотранзит"	с 17.07	0	0	0	0
	<b>Итого</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>10</b>	<b>9</b>	<b>8</b>

Нумерация организаций соответствует нумерации ТСО, приведенной в начале раздела 11.2 в таблице «Перечень теплоснабжающих (теплосетевых) организаций, для которых установлены тарифы в сфере теплоснабжения в г. Новокузнецке в 2015-2019 гг.»).

Данные об изменении тарифов на услуги по передаче тепловой энергии, установленных регулирующим органом на 2015-2019 гг., представлены в следующей таблице:

Таблица 107 – Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии, утвержденные в г. Новокузнецке на 2015-2019 гг.

№	Наименование	2015		2016			2017				2018				2019					
		с 01.01.	с 01.07.	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	
<b>4</b>	<b>АО "Межрегиональная теплосетевая компания"</b>																			
	вид теплоносителя	Вода																		
	Зона деятельности	г. Новокузнецк, тепловая энергия от АО "Кузнецкая ТЭЦ"																		
	- тариф, руб./Гкал	169,82	169,82	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Зона деятельности	г. Новокузнецк, тепловая энергия от ЗС ТЭЦ - филиала АО "ЕВРАЗ ЗСМК"																		
	- тариф, руб./Гкал	234,53	248,83	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Зона деятельности	г. Новокузнецк																		
	- тариф, руб./Гкал	-	-	248,83	-	259,03	4,1%	259,03	-	269,27	4,0%	269,27	-	282,25	4,8%	282,25	-	315,24	11,7%	
	реквизиты документов	Постановление РЭК КО от 16.12.2014 №891			Постановление РЭК КО от 01.12.2015 №679								Постановление РЭК КО от 18.12.2018 №588							
<b>5</b>	<b>ОАО "РУСАЛ Новокузнецкий алюминиевый завод"</b>																			
	вид теплоносителя	Вода																		
	- тариф, руб./Гкал	320,13	339,66	339,66	0,0%	382,12	12,5%	382,12	-	440,8 (до 12.12)	15,4%	-	-	-	-	-	-	-	-	
	реквизиты документов	Постановление РЭК КО от 20.12.2014 №1097			Постановление РЭК КО от 04.12.2015 №756 (утратил силу с 12.12.2017)								-							
<b>7</b>	<b>МП НГО "Сибирская сбытовая компания"</b>																			
	Зона деятельности	г. Новокузнецк, ТЭ, реализуемая ООО "Южно-Кузбасская тепловая генерация"																		
	вид теплоносителя	Вода																		
	- тариф, руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	278,52	-	295,74	6,2%	295,74	-	314,91	6,5%	314,91	-	331,59	5,3%	
	реквизиты документов	-			Постановление РЭК КО от 27.09.2016 №140				Постановление РЭК КО от 27.09.2016 №141											
	Зона деятельности	г. Новокузнецк, ТЭ, реализуемая ООО "Кузнецктепосбыт"																		
	вид теплоносителя	Вода																		
	- тариф, руб./Гкал	203,05	215,43	215,43	0,0%	176,94	-17,9%	140,4	-20,7%	140,40 (до 21.11)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Зона деятельности	г. Новокузнецк, ТЭ, реализуемая ООО "Центральная ТЭЦ"																		
	вид теплоносителя	Вода																		
	- тариф, руб./Гкал	166,96	159,55	159,55	0,0%	166,09	4,1%	140,4	-15,5%	140,40 (до 21.11)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Зона деятельности	г. Новокузнецк, ТЭ, реализуемая АО "Кузнецкая ТЭЦ"																		
	вид теплоносителя	Вода																		
	- тариф, руб./Гкал	206,99	219,62	219,62	0,0%	227,86	3,8%	140,4	-38,4%	140,40 (до 21.09)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	реквизиты документов	Постановление РЭК КО от 16.12.2014 №876			Постановление РЭК КО от 27.11.2015 №627 (утратил силу с 22.11.2017)								-							
<b>10</b>	<b>ООО "Новокузнецкая теплосетевая компания"</b>																			
	вид теплоносителя	Вода																		
	Зона деятельности	г. Новокузнецк, ТЭ от ООО "Кузнецктепосбыт"																		
	- тариф, руб./Гкал	127,38	132,39	132,39	0,0%	138,22	4,4%	138,22	-	143,61	3,9%	143,61	-	149,93	4,4%	149,93	-	155,93	4,0%	
	реквизиты документов	Постановление РЭК КО от 20.12.2014 №1076			Постановление РЭК КО от 27.11.2015 №631								Постановление РЭК КО от 13.12.2018 №513							
	Зона деятельности	г. Новокузнецк, ТЭ от АО "Кузнецкая ТЭЦ"																		
	- тариф, руб./Гкал	151,92	156,70	156,70	0,0%	163,6	4,4%	163,60	-	174,75	6,8%	174,75	-	182,44	4,4%	182,44	-	189,74	4,0%	
	реквизиты документов	Постановление РЭК КО от 20.12.2014 №1077			Постановление РЭК КО от 27.11.2015 №631								Постановление РЭК КО от 13.12.2018 №513							

№	Наименование	2015		2016			2017				2018				2019				
		с 01.01.	с 01.07.	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г
	<b>Зона деятельности</b>	г. Новокузнецк, ТЭ от ООО "Центральная ТЭЦ" (с 2017 г. - от МКП "Центральная ТЭЦ")																	
	- тариф, руб./Гкал	-	-	-	-	978,55 (с 18.10)	-	978,55	-	1 016,71	3,9%	1 016,71	-	1061,32	4,4%	1 061,32	-	1 103,77	4,0%
	реквизиты документов	-			Постановление РЭК КО от 18.10.2016 №181			Постановление РЭК КО от 22.11.2016 №314											
<b>12</b>	<b>ООО "СибЭнерго"</b>																		
	<b>вид теплоносителя</b>	Вода																	
	- тариф, руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	559,57	-	559,57	-	559,57	-	584,19	4,4%	-	-	-	-
	реквизиты документов	-			-			Постановление РЭК КО от 19.12.2016 №548				Постановление РЭК КО от 19.12.2017 №530 (утратил силу с 01.01.2019)				-			
	<b>Зона деятельности</b>	г. Новокузнецк, ТЭ, реализуемая ООО "Кузнецктепλοςбыт"																	
	<b>вид теплоносителя</b>	Вода																	
	- тариф, руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	200,00 (с 22.11)	-	200,00	-	220,00	10,0%	220,00	-	246,40	12,0%
	реквизиты документов	-			-			-				Постановление РЭК КО от 21.11.2017 №387				Постановление РЭК КО от 17.12.2018 №546			
	<b>Зона деятельности</b>	г. Новокузнецк, ТЭ реализуемая ООО "ЭнергоТранзит"																	
	<b>вид теплоносителя</b>	Вода																	
	- тариф, руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	353,28 (с 03.07)	-	353,28	-	440,82	24,8%
	реквизиты документов	-			-			-				Постановление РЭК КО от 03.07.2018 №131				Постановление РЭК КО от 17.12.2018 №546			
<b>13</b>	<b>ООО "Тепловые сети Новокузнецка"</b>																		
	<b>вид теплоносителя</b>	Вода																	
	- тариф, руб./Гкал	-	-	169,82	-	185,01	8,9%	185,01	-	236,84 (до 29.11) 361,64 (с 29.11)	28,0% до 27.11, 95,5% с 29.11	361,64	-	380,08	5,1%	380,08	-	468,59	23,3%
	<b>вид теплоносителя</b>	Пар																	
	- тариф, руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	185,01 (с 15.06)	-	236,84 (до 29.11) 361,64 (с 29.11)	28,0% до 27.11, 95,5% с 29.11	361,64	-	380,08	5,1%	380,08	-	468,59	23,3%
	реквизиты документов	-			Постановление РЭК КО от 01.12.2015 №683			Постановление РЭК КО от 19.12.2016 №566											
<b>14</b>	<b>ООО "Теплоснаб"</b>																		
	<b>вид теплоносителя</b>	Вода																	
	- тариф, руб./Гкал	-	-	294,70	-	294,70	0,0%	294,70	-	306,19	3,9%	290,78	-5,0%	290,78	-	282,46	-2,9%	282,46	-
	реквизиты документов	-			Постановление РЭК КО от 08.12.2015 №795			Постановление РЭК КО от 29.11.2016 №356											
<b>16</b>	<b>ООО "Шахта "Юбилейная"</b>																		
	<b>вид теплоносителя</b>	Вода																	
	- тариф, руб./Гкал	178,14	189,01	189,01	0,0%	196,65	4,0%	196,65	-	228,84	16,4%	228,84	-	238,98	4,4%	238,98	-	266,72	11,6%
	реквизиты документов	Постановление РЭК КО от 09.12.2014 №801			-				Постановление РЭК КО от 27.11.2015 №641				Постановление РЭК КО от 18.12.2018 №583						
<b>17</b>	<b>ООО "ЭнергоСеть"</b>																		
	<b>вид теплоносителя</b>	Вода																	
	- тариф, руб./Гкал	301,47	304,48	304,48	0,0%	508,8	67,1%	508,8	-	528,64	3,9%	495,33	-6,3%	495,33	-	389,86	-21,3%	389,86	-
	реквизиты документов	Постановление РЭК КО от 09.12.2014 №787			-				Постановление РЭК КО от 27.11.2015 №635				Постановление РЭК КО от 20.12.2018 №687						
<b>18</b>	<b>ООО "ЭнергоТранзит"</b>																		

№	Наименование	2015		2016			2017				2018				2019				
		с 01.01.	с 01.07.	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к преды- дущему п/г	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г
	<i>вид теплоносителя</i>	Вода																	
	<i>Зона деятельности</i>	г. Новокузнецк, тепловая энергия в контуре теплоснабжения ООО "Центральная ТЭЦ"																	
	- тариф, руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	180,00 (с 22.11)	-	180,00	-	187,92 (до 03.07)	4,4% (до 03.07)	-	-	-	-
	<i>реквизиты документов</i>	Постановление РЭК КО от 21.11.2017 №388 (утратил силу 03.07.2018)																	
<b>24</b>	<b>ООО "Жилкомсервис"</b>																		
	<i>вид теплоносителя</i>	Вода																	
	<i>Зона деятельности</i>	потребители ООО "КузнецкТеплоСбыт" (г/ Новокузнецк, ул. Косыгина, 3, и ул. Космонавтов, 6)																	
	- тариф, руб./Гкал	223,48	223,48 (до 17.07)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>реквизиты документов</i>	Постановление РЭК КО от 20.12.2014 №1040 (утратил силу с 17.07.2015)																	
<b>25</b>	<b>ООО "Теплотранзит"</b>																		
	<i>вид теплоносителя</i>	Вода																	
	- тариф, руб./Гкал	-	326,63 (с 17.07)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>реквизиты документов</i>	Постановление РЭК КО от 17.07.2015 №256																	

Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии действовали для следующих ТСО:

- в 2015 г. утратил силу тариф ООО "Жилкомсервис" и одновременно был установлен тариф для ООО "Теплотранзит".

В остальном перечень ТСО, для которых были установлены тарифы, не менялся.

- в 2016 г. тарифы на передачу были впервые установлены для двух организаций:
  - ООО "Тепловые сети Новокузнецка";
  - ООО "Теплоснаб".

Кроме того, в 2016 г. для ООО "Новокузнецкая теплосетевая компания" и МП НГО "Сибирская сбытовая компания" установлены тарифы на услуги по передаче в новых зонах деятельности.

- в 2017 г. тарифы на передачу тепловой энергии были установлены еще для двух организаций:
  - ООО "СибЭнерго";
  - ООО "ЭнергоТранзит".

При этом для одной ТСО (ОАО "РУСАЛ Новокузнецкий алюминиевый завод"), действовавшей в 2016 г., тарифы утратили силу в 2017 г. По МП НГО "Сибирская сбытовая компания" в 2017 г. утратили силу тарифы на передачу в трех зонах деятельности.

- в 2018 г. тарифы на передачу тепловой энергии для новых ТСО не установлены.

При этом в 2018 г. для МП НГО "Сибирская сбытовая компания" установлен тариф на услуги по передаче в новой зоне деятельности.

По ООО "ЭнергоТранзит" тарифы на передачу в 2018 г. утратили силу.

- в 2019 г. тарифы на передачу тепловой энергии не были впервые установлены и не утратили силу ни по одной организации.

Максимальный темп роста тарифов:

- в 2016 г. отмечен по обеим действовавшим организациям:
  - с 1 п/г 2016 г. тарифы были установлены на уровне 2 п/г 2015 г.
  - с 2 п/г 2016 г. тарифы в основном возросли в пределах 4,4%, но по ряду ТСО произошло значительное увеличение тарифа:

- ООО "ЭнергоСеть" – рост на 67,1%;
- ОАО "РУСАЛ Новокузнецкий алюминиевый завод" – рост тарифа на 12,5%;
- ООО "Тепловые сети Новокузнецка" – рост на 8,9%.

При этом по одной ТСО (МП НГО "Сибирская сбытовая компания") в одной из зон деятельности отмечено снижение тарифа на 17,9%.

▪ в 2017 г.:

- с 1 п/г 2017 г. тарифы были установлены на уровне 2 п/г 2016 г., но по одной ТСО (МП НГО "Сибирская сбытовая компания") произошло снижение тарифа по трем зонам деятельности на 16%/21%/38%.
- с 2 п/г 2017 г. тарифы в основном возросли в пределах 4,0% либо без изменений, но по ряду ТСО произошло значительное увеличение тарифа:
  - ООО "Тепловые сети Новокузнецка" – рост на 28% с 01.07.2017 г. и на 95,5% с 29.11.2017 г.;
  - ООО "Шахта "Юбилейная" - рост тарифа на 16,4%;
  - ОАО "РУСАЛ Новокузнецкий алюминиевый завод" – рост тарифа на 15,4%;
  - ООО "Новокузнецкая теплосетевая компания" – рост по одной из зон деятельности на 6,8%;
  - МП НГО "Сибирская сбытовая компания" – рост по одной из зон деятельности на 6,2%.

▪ в 2018 г.:

- с 1 п/г 2018 г. тарифы в основном были установлены на уровне 2 п/г 2017 г., но по двум ТСО произошло снижение тарифа:
  - ООО "ЭнергоСеть" - снижение на 6,3%;
  - ООО "Теплоснаб" - снижение на 5,0%.
- с 2 п/г 2018 г. тарифы в основном возросли на 4,4%, но по ряду ТСО произошло более значительное увеличение тарифа:
  - ООО "СибЭнерго" – рост тарифа на 10%;
  - МП НГО "Сибирская сбытовая компания" – рост на 6,5%;
  - ООО "Тепловые сети Новокузнецка" – рост на 5,1%;

- ОАО "Межрегиональная теплосетевая компания" – рост на 4,8%.
- в 2019 г.:
  - с 1 п/г 2019 г. тарифы в основном были установлены на уровне 2 п/г 2018 г., но по двум ТСО произошло снижение тарифа:
    - ООО "ЭнергоСеть" - снижение на 21,3%;
    - ООО "Теплоснаб" - снижение на 2,9%.
  - с 2 п/г 2019 г. тарифы в основном возросли в пределах 4%, но по ряду ТСО произошло более значительное увеличение тарифа:
    - ООО "СибЭнерго" – рост тарифа для ООО «ЭТ» - на 24,8%, рост тарифа для ООО «КТС» - на 12%;
    - ООО "Тепловые сети Новокузнецка" – рост на 23,3%;
    - ОАО "Межрегиональная теплосетевая компания" – рост на 11,7%.
    - ООО "Шахта "Юбилейная" – рост на 11,6%;
    - МП НГО "Сибирская сбытовая компания" – рост на 5,3%.

### 11.2.3. Утвержденные тарифы на теплоноситель

Ретроспективные данные о тарифах на теплоноситель, утвержденных регулирующим органом за периоды до 2015 г. в предыдущей актуализации схемы теплоснабжения отсутствуют.

В настоящей актуализации данные о тарифах приведены начиная с 2015 г.

В г. Новокузнецке тарифы на теплоноситель в период 2015-2019 гг. были установлены для 5-7 организаций (в зависимости от года).

**Таблица 108 – Перечень организаций г. Новокузнецка, для которых в период 2015-2019 гг. были установлены тарифы на теплоноситель**

№	Наименование	2015	2016	2017	2018	2019
1	АО "ЕВРАЗ ЗСМК"	1	1	1	1	1
3	АО "Кузнецкая ТЭЦ"	1	1	1	1	1
6	Кузбасский территориальный участок ЗСД по тепловодоснабжению - СП ЦД по тепловодоснабжению - филиал ОАО "РЖД"	1	1	1	1	1
7	МП НГО "Сибирская сбытовая компания"	1	1	1	1	0
15	ООО "Центральная ТЭЦ" (с 2018 г. - МКП "Центральная ТЭЦ")	1	1	1	1	1
19	ООО "Южно-Кузбасская Тепловая Генерация"	0	с 28.09	1	1	1
23	МП "ГУЖКХ"	0	0	0	с 20.04	0
26	ООО "НКХП" (Новокузнецкий комбинат хлебопродуктов)	1	1	до 10.01	0	0
	<b>Итого</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>5</b>

Нумерация организаций соответствует нумерации ТСО, приведенной в начале раздела 11.2 в таблице «Перечень теплоснабжающих (теплосетевых) организаций, для которых установлены тарифы в сфере теплоснабжения в г. Новокузнецке в 2015-2019 гг.»).

Данные о тарифах на теплоноситель, установленных регулирующим органом на 2015-2019 гг., представлены в следующей таблице:



Таблица 109 – Тарифы на теплоноситель, утвержденные в г. Новокузнецке на 2015-2019 гг.

№	Наименование	2015		2016			2017			2018			2019						
		с 01.01.	с 01.07.	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г				
<b>1</b>	<b>ОАО "ЕВРАЗ ЗСМК"</b>	<b>г. Новокузнецк, зона теплоснабжения Западно-Сибирской ТЭЦ</b>																	
	<i>Зона деятельности</i>	<b>г. Новокузнецк, зона теплоснабжения Западно-Сибирской ТЭЦ</b>																	
	<i>вид теплоносителя</i>	Вода																	
	- тариф на ТН, поставляемый ТСО, владеющей источником ТЭ, на котором производится ТН, руб./куб.м	6,08	6,45	6,45	0,0%	6,80	5,4%	6,80	-	7,10	4,4%	7,10	-	7,41	4,4%	7,41	-	8,30	12,0%
	- тариф на ТН, поставляемый потребителям, руб./куб.м	6,08	6,45	6,45	0,0%	6,80	5,4%	6,80	-	7,10	4,4%	7,10	-	7,41	4,4%	7,41	-	8,30	12,0%
	- население (с НДС), руб./куб.м	-	-	7,61	-	8,02	5,4%	8,02	-	8,38	4,4%	8,38	-	8,74	4,4%	8,89	1,7%	9,96	12,0%
	<i>Зона деятельности</i>	<b>г. Новокузнецк, узел теплоснабжения - паровоздуходувная станция</b>																	
	<i>вид теплоносителя</i>	Пар																	
	- тариф на ТН, поставляемый ТСО, владеющей источником ТЭ, на котором производится ТН, руб./куб.м	25,61	27,17	27,17	0,0%	28,33	4,3%	28,33	-	29,60	4,5%	29,60	-	30,87	4,3%	-	-	-	-
	- тариф на ТН, поставляемый потребителям, руб./куб.м	25,61	27,17	27,17	0,0%	28,33	4,3%	28,33	-	29,60	4,5%	29,60	-	30,87	4,3%	-	-	-	-
	- население (с НДС), руб./куб.м	-	-	32,06	-	33,42	4,3%	33,42	-	34,93	4,5%	34,93	-	36,43	4,3%	-	-	-	-
	<i>реквизиты документов</i>	Постановление РЭК КО от 09.12.2014 №783			Постановление РЭК КО от 27.11.2015 №629									Постановление РЭК КО от 27.11.2018 №398					
<b>3</b>	<b>ОАО "Кузнецкая ТЭЦ"</b>	<b>г. Новокузнецк, узел теплоснабжения "котельные на ст. Новокузнецк"</b>																	
	<i>вид теплоносителя</i>	Вода																	
	- тариф на ТН, поставляемый ТСО, владеющей источником ТЭ, на котором производится ТН, руб./куб.м	7,52	7,98	7,98	0,0%	8,41	5,4%	8,41	-	8,79	4,5%	8,79	-	9,17	4,3%	9,17	-	10,22	11,5%
	- тариф на ТН, поставляемый потребителям, руб./куб.м	7,52	7,98	7,98	0,0%	8,41	5,4%	8,41	-	8,79	4,5%	8,79	-	9,17	4,3%	9,17	-	10,22	11,5%
	- население (с НДС), руб./куб.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>вид теплоносителя</i>	Пар																	
	- тариф на ТН, поставляемый ТСО, владеющей источником ТЭ, на котором производится ТН, руб./куб.м	30,90	32,78	32,78	0,0%	34,56	5,4%	34,56	-	35,94	4,0%	35,94	-	38,08	6,0%	-	-	-	-
	- тариф на ТН, поставляемый потребителям, руб./куб.м	30,90	32,78	32,78	0,0%	34,56	5,4%	34,56	-	35,94	4,0%	35,94	-	38,08	6,0%	-	-	-	-
	- население (с НДС), руб./куб.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>реквизиты документов</i>	Постановление РЭК КО от 16.12.2014 №883			Постановление РЭК КО от 01.12.2015 №670									Постановление РЭК КО от 18.12.2018 №590					
<b>6</b>	<b>ОАО «РЖД» (филиал Кузбасский территориальный участок Западно-Сибирской дирекции по тепловодоснабжению – структурное подразделение Центральной дирекции по тепловодоснабжению)</b>	<b>г. Новокузнецк, узел теплоснабжения "котельные на ст. Новокузнецк"</b>																	
	<i>Зона деятельности</i>	<b>г. Новокузнецк, узел теплоснабжения "котельные на ст. Новокузнецк"</b>																	
	<i>вид теплоносителя</i>	Вода																	

№	Наименование	2015		2016			2017			2018			2019						
		с 01.01.	с 01.07.	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г				
	- тариф на ТН, поставляемый ТСО, владеющей источником ТЭ, на котором производится ТН, руб./куб.м	19,80	21,01	21,01	0,0%	21,87	4,1%	22,11	1,1%	23,88	8,0%	22,64	-5,2%	23,38	3,3%	23,38	-	28,44	21,6%
	- тариф на ТН, поставляемый потребителям, руб./куб.м	19,80	21,01	21,01	0,0%	21,87	4,1%	22,11	1,1%	23,88	8,0%	22,64	-5,2%	23,38	3,3%	23,38	-	28,44	21,6%
	- население (с НДС), руб./куб.м	-	-	24,79	-	25,81	4,1%	26,09	1,1%	28,18	8,0%	26,72	-5,2%	27,59	3,3%	28,06	1,7%	34,13	21,6%
	реквизиты документов	Постановление РЭК КО от 20.12.2014 №1068			Постановление РЭК КО от 20.12.2015 №1004						Постановление РЭК КО от 20.12.2018 №694								
<b>7</b>	<b>МП НГО "Сибирская сбытовая компания"</b>																		
	вид теплоносителя	Вода														-			
	- тариф на ТН, поставляемый ТСО, владеющей источником ТЭ, на котором производится ТН, руб./куб.м	21,64	22,96	22,96	0,0%	24,20	5,4%	17,40	-28,1%	17,40	-	25,62	<b>47,3%</b>	26,96	5,2%	-	-	-	-
	- тариф на ТН, поставляемый потребителям, руб./куб.м	-	-	22,96	-	24,20	5,4%	17,40	-28,1%	17,40	-	25,62	<b>47,3%</b>	26,96	5,2%	-	-	-	-
	- население (с НДС), руб./куб.м	-	-	27,09	-	28,56	5,4%	20,53	-28,1%	20,53	-	30,24	<b>47,3%</b>	31,81	5,2%	-	-	-	-
	реквизиты документов	Постановление РЭК КО от 16.12.2014 №875			Постановление РЭК КО от 27.11.2015 №625						-								
<b>15</b>	<b>ООО "Центральная ТЭЦ" (с 2018 г. - МКП "Центральная ТЭЦ")</b>																		
	Зона деятельности	потребители, подключенные к сетям МП НГО "Сибирская сбытовая компания"		г. Новокузнецк															
	вид теплоносителя	Химочищенная вода	Химочищенная вода (на потребительском рынке и для компенсации потерь)	Химочищенная вода (на потребительском рынке)															
	- тариф на ТН, поставляемый ТСО, владеющей источником ТЭ, на котором производится ТН, руб./куб.м	-	-	12,07	-	12,72	5,4%	12,72	-	13,30	4,6%	13,30	-	13,88	4,4%	13,88	-	14,44	4,0%
	- тариф на ТН, поставляемый потребителям, руб./куб.м	12,56 (до 27.06) 12,07 (с 16.06)	12,07	12,07	0,0%	12,72	5,4%	12,72	-	13,30	4,6%	13,30	-	13,88	4,4%	13,88	-	14,44	4,0%
	- население (с НДС), руб./куб.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	вид теплоносителя	Умягчённая подпиточная вода	Умягчённая подпиточная вода (на потребительском рынке и для компенсации потерь)	Умягчённая подпиточная вода (на потребительском рынке)															
	- тариф на ТН, поставляемый ТСО, владеющей источником ТЭ, на котором производится ТН, руб./куб.м	-	-	67,22	-	70,88	5,4%	70,88	-	74,10	4,5%	74,10	-	77,36	4,4%	77,36	-	80,45	4,0%
	- тариф на ТН, поставляемый потребителям, руб./куб.м	75,91 (до 27.06) 67,22 (с 16.06)	67,22	67,22	0,0%	70,88	5,4%	70,88	-	74,10	4,5%	74,10	-	77,36	4,4%	77,36	-	80,45	4,0%

№	Наименование	2015		2016				2017				2018				2019			
		с 01.01.	с 01.07.	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г	с 01.01.	рост к предыдущему п/г	с 01.07.	рост к предыдущему п/г
	руб./куб.м																		
	- население (с НДС), руб./куб.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	реквизиты документов	Постановление РЭК КО от 16.12.2014 №880 (утратил силу с 27.06.2015)	Постановление РЭК КО от 16.06.2015 №213	Постановление РЭК КО от 08.12.2015 №789 (утратил силу 03.07.2018)								Постановление РЭК КО от 03.07.2018 №130		Постановление РЭК КО от 13.12.2018 №512					
<b>19 ООО "Южно-Кузбасская Тепловая Генерация"</b>																			
	вид теплоносителя	Вода																	
	- тариф на ТН, поставляемый ТСО, владеющей источником ТЭ, на котором производится ТН, руб./куб.м	-	-	-	-	31,24 (с 28.09)	-	31,24	-	32,97	5,5%	32,97	-	34,82	5,6%	34,82	-	37,81	8,6%
	- тариф на ТН, поставляемый потребителям, руб./куб.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- население (с НДС), руб./куб.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	реквизиты документов	Постановление РЭК КО от 27.09.2016 №144																	
<b>23 МП "ГУЖКХ"</b>																			
	вид теплоносителя	-																	
	Зона деятельности	Новолинский р-н г. Новокузнецка																	
	- тариф на ТН, поставляемый ТСО, владеющей источником ТЭ, на котором производится ТН, руб./куб.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28,89 (с 20.04)	-	31,75	-	-	-	-	-
	- тариф на ТН, поставляемый потребителям, руб./куб.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- население (с НДС), руб./куб.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	реквизиты документов	Постановление РЭК КО от 19.04.2018 №74																	
<b>26 ООО "Новокузнецкий комбинат хлебопродуктов"</b>																			
	вид теплоносителя	Вода																	
	- тариф на ТН, поставляемый ТСО, владеющей источником ТЭ, на котором производится ТН, руб./куб.м	19,80	19,80	20,99	6,0%	21,85	4,1%	21,85 (до 10.01)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- тариф на ТН, поставляемый потребителям, руб./куб.м	-	-	20,99	-	21,85	4,1%	21,85 (до 10.01)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- население (с НДС), руб./куб.м	-	-	24,77	-	25,78	4,1%	25,78 (до 10.01)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	реквизиты документов	Постановление РЭК КО от 12.12.2014 №863		Постановление РЭК КО от 01.12.2015 №722 (утратил силу с 10.01.2017)								-							

- Тарифы на теплоноситель
  - в 2015 г. перечень ТСО, для которых были установлены тарифы, не менялся;
  - в течение 2016 г. тарифы на теплоноситель были впервые установлены для одной ТСО (ООО "Южно-Кузбасская Тепловая Генерация").
  - в 2017 г. по одной ТСО (ООО "Новокузнецкий комбинат хлебопродуктов"), действовавшей в 2016 г., тарифы на 2017 г. утратили силу.
  - в 2018 г. тарифы на теплоноситель были впервые установлены для одной ТСО (МП "ГУЖКХ").
  - в 2019 г. тарифы на теплоноситель не были впервые установлены ни для одной организации, при этом для МП НГО "Сибирская сбытовая компания" тарифы на очередной период регулирования с 2019 г. не установлены.
  
- Максимальный темп роста тарифов отмечен по следующим организациям:
  - в 2016 г.:
    - с 1 п/г 2016 г. тарифы были установлены на уровне 2 п/г 2015 г., но по одной ТСО (ООО "Новокузнецкий комбинат хлебопродуктов") рост тарифа составил 6,0%.
    - с 2 п/г 2016 г. тарифы в основном возросли в пределах 4,1-4,3%, но по следующим ТСО произошло увеличение тарифов на 5,4%:
      - ОАО "ЕВРАЗ ОЗСМК" (теплоноситель – вода);
      - ОАО "Кузнецкая ТЭЦ";
      - МП НГО "Сибирская сбытовая компания";
      - ООО "Центральная ТЭЦ".

Снижение тарифов в 2016 г. не отмечено.
  - в 2017 г.:
    - на 1 п/г 2017 г. отмечено снижение тарифов по одной ТСО (МП НГО "Сибирская сбытовая компания") - на 28% и рост тарифа ОАО «РЖД» на 1,1%.

По остальным ТСО изменение тарифа с 1 п/г 2017 г. отсутствует.
    - на 2 п/г 2017 г. максимальный роста тарифа отмечен по организациям:
      - ОАО «РЖД» – рост тарифа на 8,0%;
      - ООО "Южно-Кузбасская Тепловая Генерация" – рост на 5,5%.

По остальным ТСО темп роста тарифов находился в диапазоне 4,0%-4,5%.

- в 2018 г.:
  - с 1 п/г 2018 г. тарифы в основном были установлены на уровне 2 п/г 2017 г., но по МП НГО "Сибирская сбытовая компания" произошел рост тарифа на 47,3%, а по ОАО «РЖД» - снижение тарифа на 5,2%.
  - с 2 п/г 2018 г. тарифы в основном возросли в пределах 3,3%-4,4%, но по ряду ТСО увеличение тарифа несколько больше:
    - ОАО "Кузнецкая ТЭЦ" – рост тарифа (пар) на 6,0%;
    - ООО "Южно-Кузбасская Тепловая Генерация" – рост тарифов на 5,6%;
    - МП НГО "Сибирская сбытовая компания" – рост на 5,2%.
- в 2019 г.:
  - с 1 п/г 2019 г. тарифы были установлены на уровне 2 п/г 2018 г.
  - с 2 п/г 2019 г. тарифы возросли на 4% только по МКП "Центральная ТЭЦ", по всем остальным ТСО увеличение тарифа значительно больше:
    - ОАО «РЖД» - рост тарифа на 21,6%;
    - ОАО "ЕВРАЗ ЗСМК" – рост тарифа на 12%;
    - ОАО "Кузнецкая ТЭЦ" – рост тарифа на 11,5%;
    - ООО "Южно-Кузбасская Тепловая Генерация" – рост тарифов на 8,6%.

### **11.3. Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения**

Данные о структуре тарифов на тепловую энергию (услуги по передаче тепловой энергии), установленных на 2019 г., сформированы на основе данных протоколов заседаний Правления РЭК КО об установлении соответствующих тарифов и представлены в таблице ниже.

Таблица 110 – Структура тарифов на тепловую энергию в г. Новокузнецке, установленных на 2019 г. (выборочно)

№	Наименование	Ед. изм.	1				3		12		15		23	
			АО "ЕВРАЗ ЗСМК"				ОАО "Кузнецкая ТЭЦ"		ООО "СибЭнерго"		МКП "Центральная ТЭЦ"		МП "ГУЖКХ"	
			с коллекторов		передача (собственной ТЭ для определения тарифа реализации)		с коллекторов/ на компенсацию потерь, реализация из сети							
			абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес
	<b>Операционные (подконтрольные) расходы</b>													
	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс. руб.	6 947	1%	0	0%	20 045	1%	54 667	5%	14 971	1%	300	0%
	Расходы на ремонт ОС	тыс. руб.	79 530	10%	0	0%	298 672	19%	96 829	8%	85 792	6%	1 470	2%
	Расходы на оплату труда	тыс. руб.	55 381	7%	2 003	25%	165 827	11%	298 501	25%	195 320	14%	6 689	9%
	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс. руб.	22 252	3%	371	5%	45 723	3%	192 330	16%	8 031	1%	1 153	2%
	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс. руб.	12 917	2%	1	0%	137 134	9%	50 543	4%	15 738	1%	984	1%
	Расходы на служебные командировки	тыс. руб.	0	0%	0	0%	2 110	0%	0	0%	244	0%	0	0%
	Расходы на обучение персонала	тыс. руб.	0	0%	0	0%	2 098	0%	394	0%	332	0%	61	0%
	Лизинговый платеж	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
	Арендная плата	тыс. руб.	0	0%	0	0%	10	0%	6 222	1%	0	0%	290	0%
	Другие расходы	тыс. руб.	0	0%	0	0%	130	0%	1 622	0%	0	0%	0	0%
1	<b>ИТОГО операционные (подконтрольные) расходы</b>	тыс. руб.	<b>177 027</b>	<b>21%</b>	<b>2 375</b>	<b>29%</b>	<b>671 749</b>	<b>43%</b>	701 108	60%	<b>320 428</b>	<b>22%</b>	<b>10 948</b>	<b>15%</b>
	<b>Неподконтрольные расходы</b>													
	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	0	0%	0	0%	0	0%	59	0%
	Арендная плата	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	0	0%	23 325	2%	67 762	5%	0	0%
	Концессионная плата	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	38 359	2%	0	0%	953	0%	749	1%
	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	50 080	3%	90 147	8%	62 307	4%	2 020	3%
	Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
	Амортизация ОС и нематериальных активов	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	90 976	6%	0	0%	0	0%	5 602	8%
	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	33 312	2%	0	0%	0	0%	0	0%
	Расходы, связанные с созданием нормативных запасов топлива, включая расходы по обслуживанию заемных средств, привлекаемых для этих целей	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	0	0%	0	0%	0	0%	6 797	9%
	Налог на прибыль	тыс. руб.	н/д	н/д	н/д	н/д	828	0%	193	0%	2 249	0%	0	0%
2	<b>ИТОГО неподконтрольные расходы</b>	тыс. руб.	<b>73 219</b>	<b>9%</b>	<b>802</b>	<b>10%</b>	<b>213 555</b>	<b>14%</b>	<b>113 665</b>	<b>10%</b>	<b>133 271</b>	<b>9%</b>	<b>15 228</b>	<b>21%</b>
	<b>Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов</b>													
	Расходы на топливо	тыс. руб.	458 493	55%	0	0%	744 632	47%	264 625	23%	951 500	66%	42 869	58%
	Расходы на электрическую энергию	тыс. руб.	13 041	2%	61	1%	0	0%	160 112	14%	8 935	1%	4 150	6%
	Расходы на тепловую энергию	тыс. руб.	0	0%	8 517	105%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
	Расходы на холодную воду	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%	10 316	1%	13 667	1%	343	0%
	Расходы на теплоноситель	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	1 117	0%	0	0%
4	<b>Прибыль</b>	тыс. руб.	<b>1 569</b>	<b>0%</b>	<b>17</b>	<b>0%</b>	<b>3 312</b>	<b>0%</b>	<b>770</b>	<b>0%</b>	<b>8 994</b>	<b>1%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>
5	<b>Расчетная предпринимательская прибыль</b>	тыс. руб.	<b>13 145</b>	<b>2%</b>	<b>588</b>	<b>7%</b>	<b>42 558</b>	<b>3%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>
6	<b>Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования</b>	тыс. руб.	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>
7	<b>Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов</b>	тыс. руб.	<b>123 354</b>	<b>15%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>-108 754</b>	<b>-7%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>
8	<b>Корректировка с учетом надежности и качества реализуемых товаров (оказываемых услуг), подлежащая учету в НВВ</b>	тыс. руб.	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>
9	<b>Корректировка НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы</b>	тыс. руб.	<b>91 743</b>	<b>11%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>2 042</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>
10	<b>Корректировка, подлежащая учету в НВВ и учитывающая отклонение фактических показателей энергосбережения и повышения энергетической эффективности от установленных плановых (расчетных) показателей и отклонение сроков реализации программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности от установленных сроков</b>	тыс. руб.	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>

№	Наименование	Ед. изм.	1				3		12		15		23	
			АО "ЕВРАЗ ЗСМК"				ОАО "Кузнецкая ТЭЦ"		ООО "СибЭнерго"		МКП "Центральная ТЭЦ"		МП "ГУЖКХ"	
			с коллекторов		передача (собственной ТЭ для определения тарифа реализации)		с коллекторов/ на компенсацию потерь, реализация из сети							
			абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес
	реализации такой программы													
11	Корректировка НВВ связанная с тарифными ограничениями	тыс. руб.	-117 607	-14%	-4 237	-52%	0	0%	-78 883	-7%	0	0%	0	0%
12	<b>Итого необходимая валовая выручка (НВВ)</b>	тыс. руб.	<b>833 984</b>	<b>100%</b>	<b>8 123</b>	<b>100%</b>	<b>1 569 094</b>	<b>100%</b>	<b>1 171 713</b>	<b>100%</b>	<b>1 437 912</b>	<b>100%</b>	<b>73 537</b>	<b>100%</b>
12.1	<b>Товарная выручка по регулируемым договорам (НВВ на потребительский рынок)</b>	тыс. руб.	<b>н/д</b>		<b>н/д</b>		<b>1 431 644</b>	<b>91%</b>	<b>н/д</b>		<b>н/д</b>		<b>н/д</b>	
13	Выработка тепловой энергии за год	тыс. Гкал	2 590,52	-	-	-	-	-	699,04	-	1 428,29	-	51,098	-
14	Отпуск тепловой энергии за год с коллекторов:	тыс. Гкал	2 587,42	-	-	-	2 160,33	-	676,25	-	1 409,12	-	50,705	-
14.1	- отпуск на производственные нужды	тыс. Гкал	928,47	-	-	-	н/д	-	н/д	-	0,00	-	н/д	-
14.2	- отпуск на потребительский рынок	тыс. Гкал	1 658,95	-	-	-	н/д	-	н/д	-	1 409,12	-	н/д	-
14.3	- отпуск в ГВ	тыс. Гкал	н/д	-	-	-	1 971,09	-	н/д	-	1 294,46	-	н/д	-
14.4	- отпуск в паре	тыс. Гкал	н/д	-	-	-	189,24	-	н/д	-	114,66	-	н/д	-
15	Прямым потребителям	тыс. Гкал		-	-	-	20,47	-	-	-	-	-	50,705	-
15.1	- отпуск в ГВ	тыс. Гкал		-	-	-	15,07	-	-	-	-	-	н/д	-
15.2	- отпуск в паре	тыс. Гкал		-	-	-	5,40	-	-	-	-	-	н/д	-
16	Покупка тепловой энергии	тыс. Гкал		-	0,02	-	0,00	-	-	-	-	-	-	-
17	Поступление тепловой энергии с сеть	тыс. Гкал		-	1 117,45	-	2 139,86	-	-	-	-	-	-	-
18	Потери тепловой энергии в сети	тыс. Гкал	-	-	72,36	-	285,60	-	105,01	-	-	-	-	-
18.1	- потери в ГВ	тыс. Гкал	-	-	н/д	-	280,01	-	-	-	-	-	-	-
18.2	- потери в паре	тыс. Гкал	-	-	н/д	-	5,59	-	-	-	-	-	-	-
19	Объем отпуска тепловой энергии из сетей	тыс. Гкал	-	-	1 045,09	-	1 854,26	-	571,24	-	-	-	-	-
19.1	- отпуск в ГВ	тыс. Гкал	-	-	н/д	-	1 676,01	-	н/д	-	-	-	-	-
19.2	- отпуск в паре	тыс. Гкал	-	-	н/д	-	178,25	-	н/д	-	-	-	-	-
19.3	- отпуск на производственные нужды	тыс. Гкал	-	-	856,11	-	н/д	-	-	-	-	-	-	-
19.4	- отпуск сторонним потребителям	тыс. Гкал	-	-	188,97	-	н/д	-	-	-	-	-	-	-
20	<b>Среднегодовой тариф на тепловую энергию с коллекторов</b>													
20.1	- формула		п.12/п.14.2	-	-	-	п.12.1/п.14.3	-	-	-	п.12/п.14.3	-	п.12/п.14	-
20.2	- значение	руб./Гкал	<b>503</b>	-	-	-	<b>726</b>	-	-	-	<b>1 111</b>	-	<b>1 450</b>	-
21	Расходы на оплату услуг по передаче ТЭ	тыс.руб.	-	-	-	-	734 263	-	н/д	-	-	-	-	-
22	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.	-	-	-	-	22 489	-	н/д	-	-	-	-	-
23	Услуги по сбыту со сглаживанием	тыс.руб.	-	-	-	-	161 380	-	н/д	-	-	-	-	-
24	<b>Итого необходимая валовая выручка (НВВ) на передачу ТЭ (для расчета тарифа)</b>	тыс.руб.	<b>0</b>	-	<b>8 123</b>	-	<b>918 132</b>	-	н/д	-	-	-	-	-
25	<b>Тариф на услуги по передаче тепловой энергии</b>	руб./Гкал												
25.1	- формула		-	-	п.24/п.19.4	-	п.24/п.19.1	-	-	-	-	-	-	-
25.2	- значение	руб./Гкал	-	-	<b>43</b>	-	<b>548</b>	-	-	-	-	-	-	-
26	<b>Тариф на тепловую энергию, реализуемую потребителям</b>	руб./Гкал												
26.1	- формула				п.20.2+п.25.2		п.20.2+п.25.2	-	п.12/п.19	-	-	-	-	-
26.2	- значение	руб./Гкал			<b>546</b>		<b>1 274</b>	-	<b>2 051</b>	-	-	-	-	-

Таблица 111 – Структура тарифов на услуги по передаче тепловой энергии в г. Новокузнецке, установленных на 2019 г. (выборочно)

Наименование	Ед. изм.	4		10		10		10		13		14		16	
		ОАО "Межрегиональная теплосетевая компания"		ООО "Новокузнецкая теплосетевая компания"		ООО "Новокузнецкая теплосетевая компания"		ООО "Новокузнецкая теплосетевая компания"		ООО "Тепловые сети Новокузнецка"		ООО "Теплоснаб"		ООО "Шахта "Юбилейная"	
		абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес
<b>Операционные (подконтрольные) расходы</b>															
Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс. руб.	6 810	2%	3 067	13%	4 472	14%	н/д	н/д	н/д	н/д	1 359	7%	398	1%
Расходы на ремонт ОС	тыс. руб.	75 768	19%	1 792	8%	1 172	4%	н/д	н/д	н/д	н/д	0	0%	8 533	25%
Расходы на оплату труда	тыс. руб.	46 613	12%	9 501	42%	14 387	46%	н/д	н/д	н/д	н/д	4 919	27%	4 348	13%
Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс. руб.	4 804	1%	760	3%	1 140	4%	н/д	н/д	н/д	н/д	1 033	6%	392	1%
Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс. руб.	61 946	16%	1 684	7%	2 532	8%	н/д	н/д	н/д	н/д	497	3%	275	1%
Расходы на служебные командировки	тыс. руб.	686	0%	0	0%	0	0%	н/д	н/д	н/д	н/д	0	0%	0	0%
Расходы на обучение персонала	тыс. руб.	349	0%	7	0%	29	0%	н/д	н/д	н/д	н/д	54	0%	0	0%
Лизинговый платеж	тыс. руб.		0%	0	0%	0	0%	н/д	н/д	н/д	н/д	0	0%	0	0%
Арендная плата	тыс. руб.	0	0%	468	2%	702	2%	н/д	н/д	н/д	н/д	0	0%	0	0%
Другие расходы	тыс. руб.	62	0%	0	0%	0	0%	н/д	н/д	н/д	н/д	49	0%	0	0%
<b>ИТОГО операционные (подконтрольные) расходы</b>	тыс. руб.	<b>197 038</b>	<b>51%</b>	<b>17 279</b>	<b>76%</b>	<b>24 434</b>	<b>78%</b>	<b>30 598</b>	<b>56%</b>	<b>309 763</b>	<b>40%</b>	<b>7 910</b>	<b>43%</b>	<b>13 946</b>	<b>41%</b>
<b>Неподконтрольные расходы</b>															
Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
Арендная плата	тыс. руб.	0	0%	1 311	6%	1 967	6%	6 358	12%	26 602	3%	0	0%	0	0%
Концессионная плата	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	6 713	2%	250	1%	373	1%	694	1%	4 248	1%	204	1%	1 864	5%
Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	14 077	4%	2 869	13%	4 345	14%	5 138	9%	418	0%	1 485	8%	1 313	4%
Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
Амортизация ОС и нематериальных активов	тыс. руб.	72 423	19%	1	0%	173	1%	4	0%	48 882	6%	0	0%	571	2%
Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
Налог на прибыль	тыс. руб.	103	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
<b>ИТОГО неподконтрольные расходы</b>	тыс. руб.	<b>93 316</b>	<b>24%</b>	<b>4 431</b>	<b>19%</b>	<b>6 858</b>	<b>22%</b>	<b>12 194</b>	<b>22%</b>	<b>80 150</b>	<b>10%</b>	<b>1 689</b>	<b>9%</b>	<b>3 748</b>	<b>11%</b>
<b>Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов</b>															
Расходы на топливо	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
Расходы на электрическую энергию	тыс. руб.	38 328	10%	5 131	23%	4 886	16%	12 060	22%	83 119	11%	7 027	38%	11 882	35%
Расходы на тепловую энергию	тыс. руб.	67 923	17%	184	1%	393	1%	171	0%	207 266	27%	2 562	14%	2 358	7%
Расходы на холодную воду	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	22	0%	0	0%
Расходы на теплоноситель	тыс. руб.	3 816	1%	4	0%	8	0%	2	0%	6 607	1%	182	1%	0	0%
<b>ИТОГО расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов</b>	тыс. руб.	<b>110 067</b>	<b>28%</b>	<b>5 319</b>	<b>23%</b>	<b>5 287</b>	<b>17%</b>	<b>12 233</b>	<b>22%</b>	<b>296 992</b>	<b>38%</b>	<b>9 793</b>	<b>53%</b>	<b>14 240</b>	<b>42%</b>
<b>Прибыль</b>	тыс. руб.	<b>413</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>
<b>Расчетная предпринимательская прибыль</b>	тыс. руб.	<b>16 429</b>	<b>4%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>23 652</b>	<b>3%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>
<b>Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования</b>	тыс. руб.	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>-1 028</b>	<b>-6%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>
<b>Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов</b>	тыс. руб.	<b>60 810</b>	<b>16%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>45 289</b>	<b>6%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>1 963</b>	<b>6%</b>
<b>Корректировка с учетом надежности и качества реализуемых товаров (оказываемых услуг), подлежащая учету в НВВ</b>	тыс. руб.	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>
<b>Корректировка НВВ в связи с изменением (неисполнением) ин-</b>	тыс. руб.	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>



Наименование	Ед. изм.	4		10		10		10		13		14		16	
		ОАО "Межрегиональная теплосетевая компания"		ООО "Новокузнецкая теплосетевая компания"		ООО "Новокузнецкая теплосетевая компания"		ООО "Новокузнецкая теплосетевая компания"		ООО "Тепловые сети Новокузнецка"		ООО "Теплоснаб"		ООО "Шахта "Юбилейная"	
		абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес
вестиционной программы															
Корректировка, подлежащая учету в НВВ и учитывающая отклонение фактических показателей энергосбережения и повышения энергетической эффективности от установленных плановых (расчетных) показателей и отклонение сроков реализации программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности от установленных сроков реализации такой программы	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
Корректировка НВВ связанная с тарифными ограничениями	тыс. руб.	-89 000	-23%	-4 301	-19%	-5 378	-17%	0	0%	22 460	3%	0	0%	0	0%
	тыс. руб.		0%		0%		0%		0%		0%		0%		0%
<b>Итого необходимая валовая выручка (НВВ)</b>	тыс. руб.	<b>389 073</b>	<b>100%</b>	<b>22 728</b>	<b>100%</b>	<b>31 201</b>	<b>100%</b>	<b>55 025</b>	<b>100%</b>	<b>778 306</b>	<b>100%</b>	<b>18 364</b>	<b>100%</b>	<b>33 897</b>	<b>100%</b>
Товарная выручка по регулируемым договорам (НВВ на потребительский рынок)	тыс. руб.	н/д		н/д		н/д		н/д		н/д		н/д		19 365	
Покупка тепловой энергии	тыс. Гкал	126,97	-	0,35	-	0,54	-	0,15	-	285,07	-	4,25	-	4,70	-
Поступление тепловой энергии с сеть	тыс. Гкал	1 437,63	-	149,31	-	168,54	-	51,09	-	2 139,33	-	69,26	-	167,36	-
Потери тепловой энергии в сети	тыс. Гкал	126,97	-	0,35	-	0,54	-	0,15	-	285,07	-	4,25	-	4,70	-
- потери в ГВ	тыс. Гкал	126,97	-	н/д	-	н/д	-	н/д	-	279,48	-	н/д	-	н/д	-
- потери в паре	тыс. Гкал	0,00	-	н/д	-	н/д	-	н/д	-	5,59	-	н/д	-	н/д	-
Объем отпуска тепловой энергии из сетей	тыс.Гкал	1 310,65	-	148,97	-	168,00	-	50,93	-	1 854,26	-	65,01	-	162,66	-
- отпуск в ГВ	тыс. Гкал	1 310,65	-	н/д	-	н/д	-	н/д	-	1 676,01	-	н/д	-	н/д	-
- отпуск в паре	тыс. Гкал	0,000	-	н/д	-	н/д	-	н/д	-	178,25	-	н/д	-	н/д	-
- отпуск на производственные нужды	тыс. Гкал	н/д	-	н/д	-	н/д	-	н/д	-	н/д	-	н/д	-	н/д	-
- отпуск сторонним потребителям	тыс. Гкал	н/д	-	н/д	-	н/д	-	н/д	-	н/д	-	н/д	-	77,317	-
<b>Тариф на услуги по передаче тепловой энергии</b>	руб./Гкал	<b>297</b>	-	<b>153</b>	-	<b>186</b>	-	<b>1 080</b>	-	<b>420</b>	-	<b>282</b>	-	<b>250</b>	-

## 11.4. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения

За рассматриваемый период 2016 - 2019 г. плата за подключение к системе теплоснабжения в г. Новокузнецке регулирующим органом была установлена для трех организаций:

- МП НГО "Сибирская сбытовая компания" (МП "ССК") (№7);
- ООО "Тепловые сети Новокузнецка" (13);
- ООО "Центральная ТЭЦ" (15).

При этом для одной организации (МП "ССК") плата за подключение нагрузки устанавливалась как за подключение в индивидуальном порядке, так и за подключение нагрузки менее 0,1 Гкал/ч.

**Таблица 112 – Плата за подключение нагрузки менее 0,1 Гкал/ч в г. Новокузнецке в 2016 - 2019 г.**

Наименование ТСО	Ед. изм.	7
		МП "Сибирская сбытовая компания"
Плату за подключение к системе теплоснабжения для потребителей г. Новокузнецка с подключаемой тепловой нагрузкой объекта капитального строительства, не превышающей 0,1 Гкал/ч	руб.	550 (с НДС)
<i>реквизиты документов</i>	-	Постановление РЭК КО от 22.04.2014 №237

Для одной организации (ООО "Тепловые сети Новокузнецка") плата за подключение нагрузки устанавливалась как на год (при подключении нагрузки 0,1-1,5 Гкал/ч), так и за подключение в индивидуальном порядке. Плата за подключение на год была впервые за рассматриваемый период установлена в августе 2018 г.

**Таблица 113 – Плата за подключение нагрузки более 0,1 Гкал/ч и менее 1,5 Гкал/ч, установленная в г. Новокузнецке за период 2016 - 2019 г. (без НДС)**

Наименование/номер ТСО	13	
	ООО "Тепловые сети Новокузнецка"	
- период действия	с 02.08.2018	с 01.01.2019
- плата при подключении нагрузки более 0,1 Гкал/ч и менее 1,5 (тыс. руб./Гкал/ч)		
- проведение мероприятий по подключению	199,90	39,10
- создание /реконструкция тепловых сетей, в т.ч.:		
- надземная (наземная) прокладка	-	
- подземная прокладка		
канальная прокладка		
50-250 мм	4 724,47	5 550,89
бесканальная прокладка	-	
- создание /реконструкция тепловых пунктов	-	
- налог на прибыль	0,29	0,09
<i>реквизиты документов</i>	Постановление РЭК КО от 02.08.2018 №167	Постановление РЭК КО от 08.11.2018 №346

Для третьей организации (ООО "Центральная ТЭЦ") плата устанавливалась только за подключение в индивидуальном порядке.

В соответствии с настоящей актуализацией, на 2016 - 2019 гг. регулирующим органом были в индивидуальном порядке установлены следующие платы за подключение к системам теплоснабжения (справочно в таблице приведены данные о плате, установленной с конца 2014 г.):

**Таблица 114 – Плата за подключение установленная в индивидуальном порядке в г. Новокузнецке за 2014 –2019 г.**

№	Наименование ТСО	Год установления платы	Объект	Присоединяемая нагрузка, Гкал/ч	Плата за подключение, тыс. руб. (без НДС)	Плата за подключение 1 Гкал/ч, тыс. руб./Гкал/ч (без НДС)	Реквизиты документов
7	МП НГО "Сибирская сбытовая компания" (МП "ССК")	2014	Офисное здание по адресу: г. Новокузнецк, пр. Строителей, д. 7, к. 1 (заявитель - ИП Сальников)	0,228000	2 725,64	11 955	Постановление РЭК КО от 12.12.2014 №865
			Торгово-деловой комплекс "Лента" с автостоянкой по адресу: г. Новокузнецк, Орджоникидзевский район, ул. Зорге (заявитель - ООО "Лента")	2,28725	5 950,65	2 602	Постановление РЭК КО от 12.12.2014 №866
		2015-2019			-		
13	ООО "Тепловые сети Новокузнецка"	2014-2016					
		2017	Объект МП "ССК"	14,77	75 352,87	5 102	Постановление РЭК КО от 25.05.2017 №80
		2018-2019				-	
15	ООО "Центральная ТЭЦ"	2014	Строящиеся объекты торговли, расположенные по адресу г. Новокузнецк, ул. Хлебзаводская, ул. Рябоконева, участок 8-го лесного склада	7,68	4 687,34	610	Постановление РЭК КО от 05.08.2014 №419
		2015-2019				-	

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

За период 2016 –2018 гг. плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности в г. Новокузнецке регулирующим органом не установлена.

На 2019 г. в г. Новокузнецке впервые установлена плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности (для АО «Кузнецкая ТЭЦ»).

**Таблица 115 – Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности в г. Новокузнецке на 2019 г.**

Наименование ТСО	Ед. изм.	3
		АО «Кузнецкая ТЭЦ»
Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности (в зоне деятельности ЕТО) при отсутствии потребления т/э для отдельных категорий (групп) социально значимых потребителей	руб./Гкал/час в мес	160 645,93
реквизиты документов	-	Постановление РЭК КО от 20.12.2018 №641

## **12. ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ**

### **12.1. Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения города, произошедших в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения**

При актуализации Схемы теплоснабжения на 2020 г. уточнены основные проблемы в системах теплоснабжения города, имеющие технические, экономические и организационные причины.

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

Система теплоснабжения представляет собой совокупность источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями<sup>1</sup>. Функционально могут быть выделены три звена, связанные между собой в едином технологическом процессе производства - передачи – потребления тепловой энергии, которые разобщены в организационном отношении. Взаимодействие между звеньями технологического процесса не одинаково. На уровне «Источник» – «Сети» такое взаимодействие между организациями достаточно хорошо налажено и вопросов качественно-количественного характера практически не возникает. В тоже время на уровне «Сети» - «Потребитель» взаимодействие между ТСО (РСО) и управляющей организацией крайне слабое, что приводит к множеству проблем с определением количества поставляемого тепла и его качества.

Качество теплоснабжения определено как: *«совокупность установленных нормативными правовыми актами Российской Федерации и (или) договором теплоснабжения характеристик теплоснабжения, в том числе термодинамических параметров теплоносителя»*<sup>2</sup>.

Качество тепловой энергии контролируется в точке учета, расположенной на границе балансовой принадлежности между ТСО(РСО) и/или организацией, оказывающий жилищно-коммунальные услуги (если договором не установлено иное)<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup> П. 14 ст. 2 Федерального закона от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении»

<sup>2</sup> П. 2. ст. 2 Федерального закона от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении»

<sup>3</sup> П. 5, 94 Постановления Правительства РФ от 18.11.2013 г. №1034 «О коммерческом учете тепловой, теплоносителя»

Термодинамические параметры, измерение которых осуществляется в целях коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя и контроля качества<sup>4</sup>:

- времени работы приборов узла учета в штатном и нештатном режимах;
- давления в подающем и обратном трубопроводах;
- температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах (температура обратной воды в соответствии с температурным графиком);
- расхода теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах;
- расхода теплоносителя в системе отопления и горячего водоснабжения, в том числе максимального часового расхода;
- расхода теплоносителя, израсходованного на подпитку системы теплоснабжения, при наличии подпиточного трубопровода.

Качество подаваемой энергии должно соответствовать требованиям, установленным в соответствии с законодательством Российской Федерации, в том числе с обязательными правилами, или предусмотренным договором энергоснабжения, и в случае нарушения энергоснабжающей организацией требований, предъявляемых к качеству энергии, абонент вправе отказаться от оплаты такой энергии<sup>5</sup>.

На бытовом уровне население связывает качество теплоснабжения в первую очередь с температурой внутреннего воздуха в квартирах, и при ее понижении в период температур наружного воздуха близких к расчетным, появляются массовые жалобы на некачественное теплоснабжение в РСО и управляющие организации.

В части случаев жители обращаются в надзорные органы, которые в свою очередь проводят замеры температуры воздуха в жилых помещениях, а также температуру поверхности отопительных приборов, В случае несоответствия температуры нормам СНиП и температурному графику, составляется Акт, на основании которого житель и/или управляющая организация пытается отказаться от оплаты тепловой энергии, поставленной РСО<sup>6</sup>, под предлогом ненадлежащего качества.

Такие претензии в адрес РСО чаще всего не обоснованы, т.к. она отвечает за поставку тепловой энергии и теплоносителя надлежащего качества до границ общего имущества в мно-

---

<sup>4</sup> П. 95 Постановления Правительства РФ от 18.11.2013 г. №1034 «О коммерческом учете тепловой, теплоносителя»

<sup>5</sup> П. 1, 2 ст. 542 Гражданского Кодекса Российской Федерации от 26.01.1996 г. №14-ФЗ

<sup>6</sup> П. 2 ПП РФ от 06.05.2011 г. №354 «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов»

гоквартирном доме и границ внешних сетей инженерно-технического обеспечения данного дома, если иное не установлено договором<sup>7</sup>.

Проблема некачественного оказания услуги отопления, которая определяется несоответствием температуры внутреннего воздуха нормам СНиП, в подавляющем большинстве случаев связана с состоянием внутридомовой системы отопления. Снижение теплоотдачи старых радиаторов (засорение и зарастание, многократная окраска, нарушение естественной конвекции и пр.) приводит к необходимости повышения средней температуры в системе отопления для компенсации данного фактора. При этом необоснованное изменение расхода теплоносителя приводит к разрегулированности стояков отопления во внутридомовой системе.

Аналогичные проблемы имеют место и в закрытых системах горячего водоснабжения, где снижение разности температуры сетевой воды на входе и на выходе с одновременным увеличением расхода теплоносителя позволяет в определенной мере компенсировать зарастание теплообменников ГВС.

Обязанность обеспечения состояния внутридомовой системы отопления и горячего водоснабжения на уровне, необходимом для предоставления коммунальных услуг надлежащего качества, лежит на управляющей организации, которая несет ответственность за содержание и ремонт общего имущества в многоквартирном доме<sup>8</sup>.

Ключевой фактор повышения температуры обратной сетевой воды (на выходе из здания) оказывает существенное влияние на теплогидравлический режим работы источников и тепловых сетей, в частности на температурный график.

Отклонения от заданного температурного режима на теплоисточниках за головными задвижками могут иметь допустимые отклонения:

- по температуре воды, поступающей в тепловую сеть, не более  $\pm 3\%$ ;
- по давлению теплоносителя не более  $\pm 5\%$ ;
- среднесуточная температура теплоносителя из обратной тепломагистрали может превышать заданную, не более чем на  $3\%$ ;
- по давлению в обратном трубопроводе не более  $\pm 0,2$  кгс/см<sup>2</sup>.

При повышении температуры сетевой воды в обратном трубопроводе теплоисточника до  $70\text{ }^{\circ}\text{C}$  подъем температуры воды в подающем трубопроводе теплосети прекращается, что в свою очередь приводит к снижению температурного напора у потребителя.

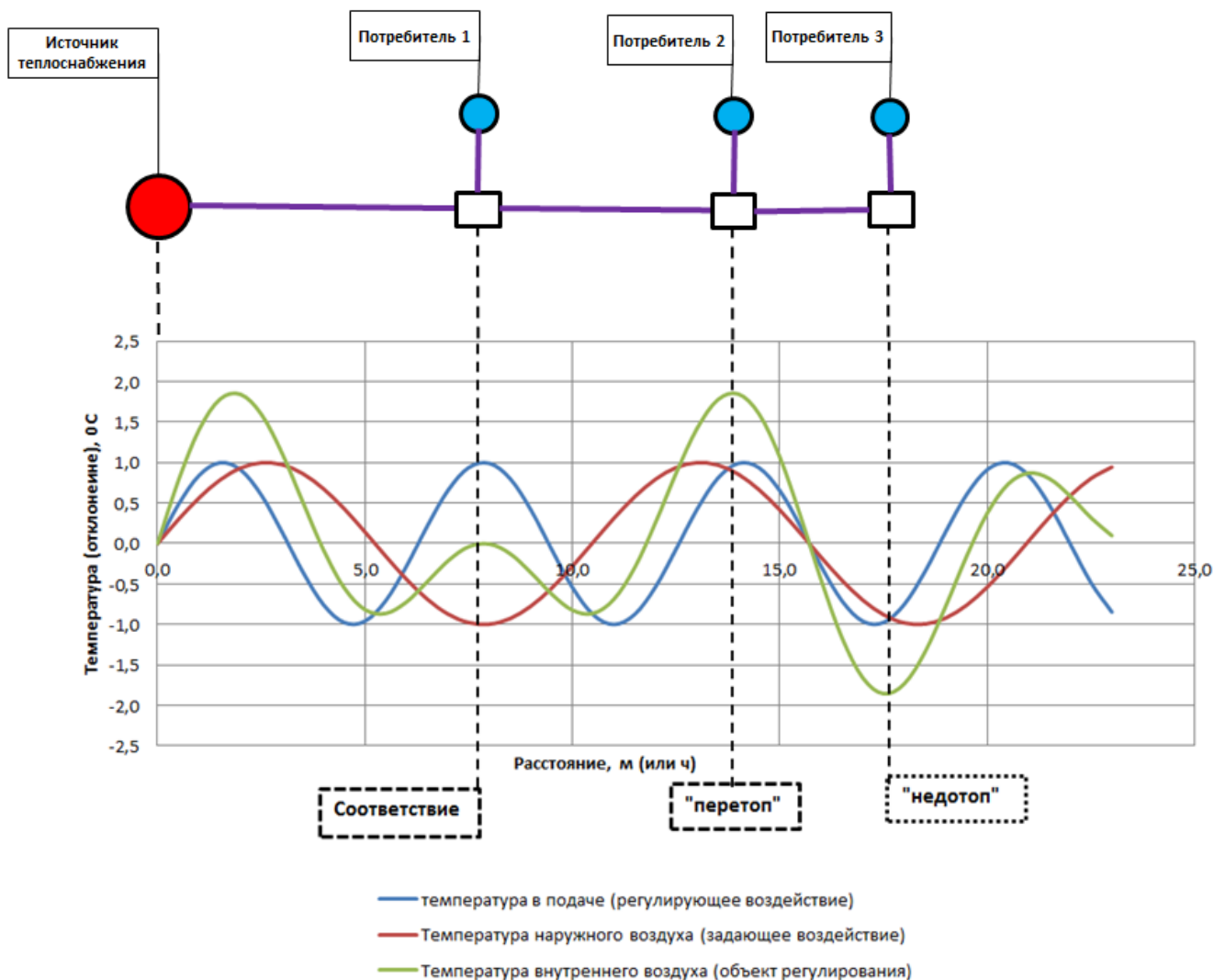
Следует также отметить, что в крупных системах централизованного теплоснабжения, потребители находятся на разном расстоянии от источника теплоснабжения. Из-за значительно-

---

<sup>7</sup> П. 15 ст. 161 Жилищного Кодекса РФ от 29.12.2004 г. №188-ФЗ

<sup>8</sup> П. 16 ст. 161 Жилищного Кодекса РФ от 29.12.2004 г. №188-ФЗ

го удаления потребителей от источников, регулирующее воздействие (изменение температуры в подаче) оказывается на потребителя с запаздыванием. Цикличность изменения температуры в подаче не совпадает с цикличностью температуры наружного воздуха, что приводит к перетопам у одних потребителей и недопотам у других одновременно.



**Рисунок 64 – Цикличность изменения температуры**

Скорость изменения температуры наружного воздуха в отопительный период не превышает  $4,0 \text{ }^\circ\text{C/ч}$ , а в среднем находится на уровне  $1,0 - 0,5 \text{ }^\circ\text{C/ч}$ . Источник тепловой энергии может осуществлять регулирование температуры сетевой воды в подающем трубопроводе до  $30 \text{ }^\circ\text{C/ч}$ . Таким образом, быстродействие источника теоретически достаточно для регулирования. Однако инерционность заложена в самом принципе качественного регулирования на источнике. Скорость изменения температуры сетевой воды определяется скоростью протекания теплоносителя, которая не превышает  $2,0 \text{ м/с}$ , а обычно находится в диапазоне  $1,0 - 1,5 \text{ м/с}$ . Для потребителя, длина тепловых сетей до которого составляет  $4,0 \text{ км}$ , запаздывание в регулировании составит более 1 часа (при скорости  $1,0 \text{ м/с}$ ).

В тоже время при применении количественного регулирования, регулирующее воздействие в системе распространяется со скоростью звука в теплоносителе. Время запаздывания при количественном регулировании измеряется в долях секунд.

**Резюме:**

1. За качество оказания услуг отопления и ГВС прежде всего отвечает управляющая организация;

2. Зона ответственности ТСО за качество поставляемой энергии заканчивается на границе общего имущества в многоквартирном доме и границе внешних сетей инженерно-технического обеспечения данного дома, если иное не установлено договором;

3. Ненадлежащее состояние внутридомовых систем отопления и ГВС, следствием которых является повышение температуры обратной сетевой воды (на выходе из здания), оказывает существенное негативное влияние на эффективность системы централизованного теплоснабжения в целом;

4. Эффективное теплоснабжение в крупных системах невозможно без применения количественно-качественного регулирования.

**12.3. Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)**

Основные проблемы и причины снижения надежности теплоснабжения:

1. Высокий износ основного оборудования тепловых сетей и источников теплоснабжения, при повышении требований, установленных законодательными актами и нормативными документами, к оснащению этих объектов средствами автоматизации и противоаварийными защитами.

2. Недостаточные для своевременной реновации эксплуатируемых активов объемы реконструкции и капитальных ремонтов вследствие следующих факторов:

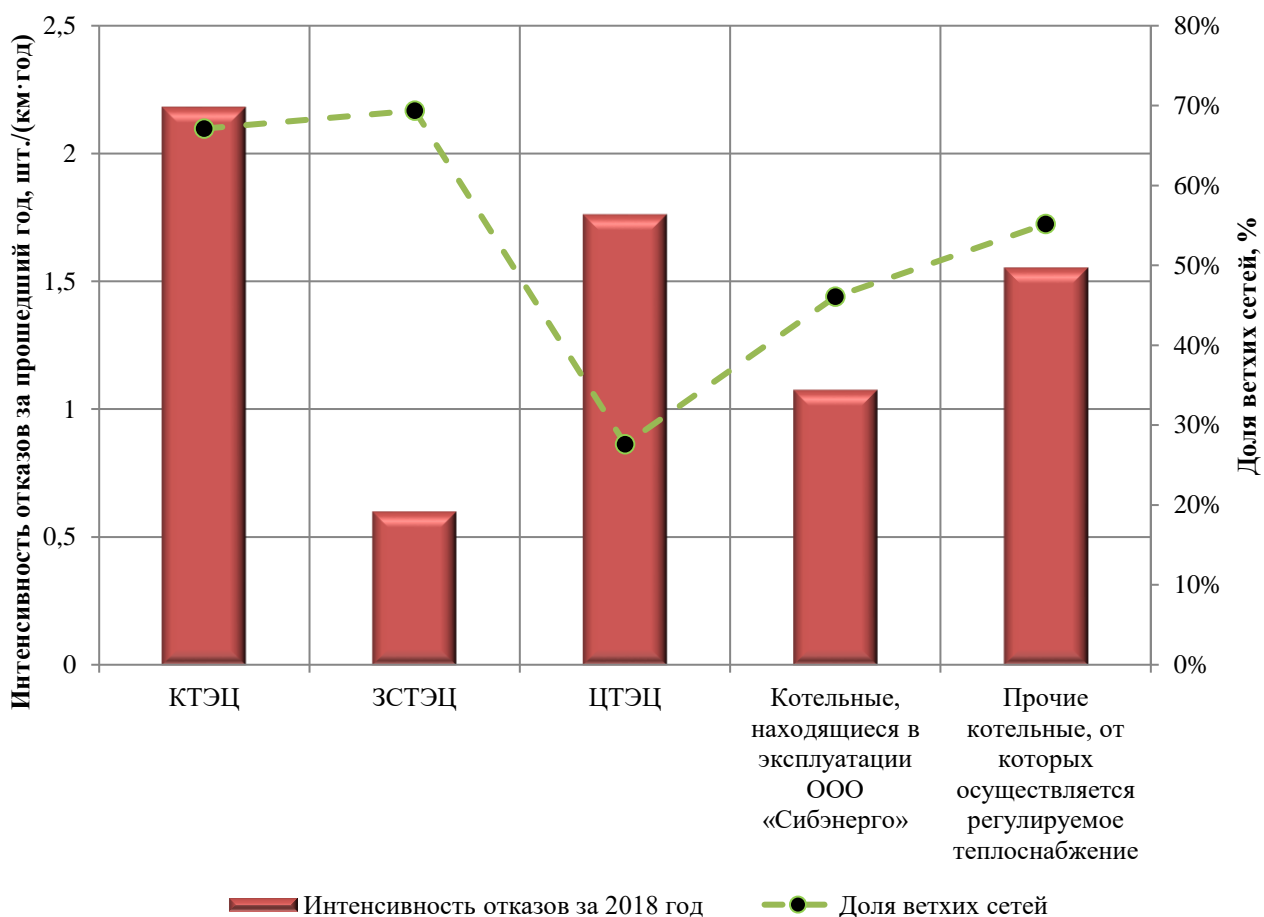
- снижения доходной базы в результате принимаемых тарифно-балансовых решений, связанных с увеличением планируемого отпуска тепловой энергии, опережающим снижением фактического полезного отпуска над плановыми величинами за счет увеличения энергоэффективности теплопотребления (сокращения теплопотребления существующим фондом), а также снижения технологического потребления промышленными предприятиями;



- снижение доступного лимита оборотных средств по причине неплатежей со стороны абонентов ЖКС.

При этом тепловые сети со сроком эксплуатации более 25 лет в г. Новокузнецке составляют порядка 60%, что отражается в выявлении большого количества дефектов на тепловых сетях, повышенной величине утечки теплоносителя, снижении надежности и живучести тепловых сетей. На некоторых участках тепловых сетей частично или полностью отсутствует теплоизоляционный слой, а износ существующей изоляции на трубопроводах со сроком эксплуатации более 25 лет составляет порядка 50%.

Данные по интенсивности отказов на тепловых сетях в различных системах теплоснабжения г. Новокузнецка, а также данные по доле ветхих сетей (условно, со сроком эксплуатации более 25 лет) приведены на диаграмме ниже. Наименьшая интенсивность отказов – в системе теплоснабжения от ЗСТЭЦ, хотя процент износа сетей здесь высок (что может быть связано с неполнотой учета сведений).



**Рисунок 65 – Интенсивность отказов и доля ветхих сетей по системам теплоснабжения города за 2018 г.**

3. Несоответствие схем теплотребляющих установок (тепловых пунктов потребителей) фактическим параметрам теплоносителя в точках поставки (особенно у потребителей),

находящихся вблизи или за границей радиуса эффективного теплоснабжения). При этом указанное несоответствие, как правило, определяется:

- наличием элеваторных схем с недостаточным (для обеспечения устойчивой работы) располагаемым напором;
- наличия потребителей, подключенных по зависимой схеме в точках, где давление сетевой воды в обратном трубопроводе превышает величину рабочего давления, установленного для типа фактически используемых нагревательных приборов;
- наличием самовольных изменений, вносимых потребителем без корректировки проекта теплоснабжения объектов (самовольное присоединение или изменение мощности системы теплоснабжения, либо отдельных ее конструктивных частей или элементов, а также демонтаж внутри объектового оборудования и сетей, обеспечивающих рециркуляцию горячей воды в системе горячего водоснабжения).

Существуют и другие юридические и организационные проблемы обеспечения надежного теплоснабжения:

1. Отсутствие стимулирования потребителей за сокращение теплоснабжения и снижение температуры в обратном трубопроводе и штрафных санкций за нарушение теплогидравлических параметров возвращаемого теплоносителя. Указанные нарушения влекут за собой неэкономичный режим работы источников (особенно с комбинированным циклом выработки электрической и тепловой энергии), завышенный (относительно расчетного) расход сетевой воды и сверхнормативные тепловые потери (вследствие превышения нормируемой температуры в трубопроводах). Нарушения теплогидравлических параметров приводит к ухудшению режима и снижению надежности теплоснабжения потребителей.

3. Наличие ранее признанных бесхозяйных тепловых сетей, которые дают основную статистику по количеству дефектов в условиях ОЗМ и являются источником повышенных тепловых потерь и утечек теплоносителя. Здесь следует отметить, что в силу действующих нормативных актов, предусматривающих регулирование объема тепловых потерь, учитываемых в тарифно-балансовых решениях, объемы тепловой энергии и теплоносителя, истраченные на восполнение потерь через изоляцию и с утечкой по бесхозяйным сетевым объектам, не учитываются.

#### **12.4. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения**

Существующие системы централизованного теплоснабжения имеют ряд проблем (ограничений) как технического, так и технико-экономического характера, без решения которых развитие таких систем будет ограничено.

Такие проблемы могут быть разделены на три категории:

- проблемы производства;

- проблемы транспорта;
- проблемы потребления (сбыта).

Каждая категория включает в себя технические проблемы (ограничения) и технико-экономические проблемы, прежде всего связанные с тарифными ограничениями и принятыми нормативными документами.

### **Золошлакоудаление ТЭЦ**

Удаление золошлаковых отходов на рассматриваемых ТЭЦ решается индивидуально от каждой ТЭЦ.

На ЗСТ ЭЦ золошлаковые отходы отправляются на шламохранилище АО «ЕВРАЗ ЗСМК». Отметка дамбы действующего шламохранилища АО «ЕВРАЗ ЗСМК» составляет 235,0 м.

Предполагается дальнейшая реконструкция дамбы, в настоящее время проект наращивания дамбы шламохранилища до отметки 245,0 м проходит процедуру госэкспертизы.

Золошлакоотвал ЦТЭЦ, предназначенный для складирования пульпы, содержащей золу, в настоящее время не эксплуатируется в связи с переводом ТЭЦ на газ. Для складирования отходов ЦТЭЦ используется шламонакопитель Новокузнецкого металлургического комбината.

С 1966 г. КТЭЦ арендует у города шламохранилище, расположенное на территории промплощадки ТЭЦ. В 2008 г. проведены работы по наращиванию дамбы шламохранилища до отметки 209 м (свободной площади достаточно на три года). В 2002 году выполнен проект по реконструкции шламохранилища с наращиванием дамбы. При реализации этого проекта работа станции может быть продлена до 2017 г., но проект не утвержден по следующей причине: Объект располагается в зоне санитарной охраны 2-го пояса Левобережного водоразбора, не соблюден размер СЗЗ и ряда других замечаний.

Комитетом градостроительства и земельных ресурсов Администрации г. Новокузнецка на запрос института «ВНИПИэнергопром» предложены несколько направлений утилизации, одно из которых предусматривает очистку действующего золоотвала с вывозом накопленных отходов и использованием их для подсыпки территорий с целью защиты от затопления и подтопления, рекультивации нарушенных земель и изготовления строительных материалов.

На основании договора с ООО «СибЭко» в 2016 году разработан проект «Увеличение емкости золошлакоотвала №2 Кузнецкой ТЭЦ путем использования золошлаковых материалов, образующихся на золоотвале, для рекультивации нарушенных земель г Новокузнецка». Разработан «Технологический регламент «Материал золошлаковый для рекультивации, получаемый в результате деятельности АО «Кузнецкая ТЭЦ». Получено положительное заключение экспертизы на Технологический регламент.

Технология использования золошлаковых материалов, разработанная в проекте, предусматривает выемку и погрузку в автотранспорт, транспортировку автотранспортом, работы на месте разгрузки и другие работы, необходимые при организации вывозки ЗШМ. Проектом реконструкции золоотвала Кузнецкой ТЭЦ предусматривается вывоз золошлаковых материалов для рекультивации нарушенных городских земель. За 6 лет, начиная с 2017 года для целей рекультивации и вертикальной планировки земельного участка, выделенного Администрацией г. Новокузнецка, будет вывезено 1,5 млн. м<sup>3</sup> золошлаковых материалов. Среднегодовое образование ЗШМ в результате работы котлов за последние 3 года составляет 113 тыс. м<sup>3</sup> в год. Ежегодный вывоз ЗШМ на рекультивацию по проекту составляет 250 тыс. м<sup>3</sup> в год. Расчетный срок заполнения реконструированного золоотвала 2027 год.

Таким образом, выполнение вышеописанных мероприятий позволит эксплуатировать существующий золоотвал в течение 8 -10 лет, после чего проблема размещения золошлаковых материалов вновь будет являться ограничивающим фактором для развития площадки Кузнецкой ТЭЦ.

#### **Недостаточный объем расходов для возмещения износа основного и вспомогательного оборудования, заложенный в тариф**

Наличие и объем заложенных в тарифе на тепловую энергию расходов на компенсацию износа основных средств производства – один из важнейших показателей развития систем теплоснабжения на долгосрочную перспективу.

Анализ структуры тарифа на производство тепловой энергии основных ТСО г. Новокузнецка на 2019 г. показал вероятную недостаточность вышеназванных составляющих.

Амортизация основных средств и нематериальных активов, заложенных в тарифе на тепловую энергию АО «Кузнецкая ТЭЦ» составляет только 5,8% (91,0 млн. руб.) от установленного тарифа. В виду малой амортизации и высокого износа основного и вспомогательного оборудования, АО «Кузнецкая ТЭЦ» вынуждена расходовать значительные средства на ремонты (298,7 млн. руб. или 19,0% от тарифа). Такая ситуация позволяет сохранить работоспособность оборудования в среднесрочной перспективе, но несет существенные риски в долгосрочной перспективе. Расходы на ремонт основных средств по мере выработки заложенного ресурса будут только возрастать. Также следует учитывать, что часть расходов на ремонт заложено в настоящее время в стоимость электрической мощности, поставляемой станцией в вынужденном режиме (по теплу). Плата за мощность, поставляемую в вынужденном режиме, Кузнецкая ТЭЦ будет получать до 2022 года, и в случае ее снятия, следует ожидать роста себестоимости тепловой энергии.

Следует также отметить, что существующий тариф на тепловую энергию от Кузнецкой ТЭЦ недостаточен для реализации проекта нового строительства.

В тарифе на тепловую энергию от Западно-Сибирской ТЭЦ АО «ЕВРАЗ ЗМК» отсутствует амортизационная составляющая. Восстановление износа основного и вспомогательного оборудования ЗС ТЭЦ ведется в рамках реализации инвестиционной программы, существенная часть которых финансируется из собственных средств организации.

Центральная ТЭЦ имеет наибольший тариф на тепловую энергию из источников комбинированной выработки. Несмотря на это, составляющая арендной платы не превышает 4,7% от установленного тарифа. Амортизационные отчисления в тарифе МКП «Центральная ТЭЦ» отсутствуют. Расходы на ремонт основных средств составляют только 6,0% (85,8 млн. руб.), что вероятно недостаточно даже для поддержания существующего уровня износа.

Ситуация на Центральной ТЭЦ усугубляется использованием наиболее дорогого вида топлива – природного газа. Топливная составляющая на Центральной ТЭЦ превышает 753,4 руб./Гкал, что выше тарифа на отпуск тепловой энергии с коллекторов Кузнецкой и Западно-Сибирской ТЭЦ.

Автоматизация оборудования Центральной ТЭЦ находится на низком уровне, что приводит к тому, что составляющая фонда заработной платы (с учетом соц. отчислений) превышает 199,0 руб./Гкал.

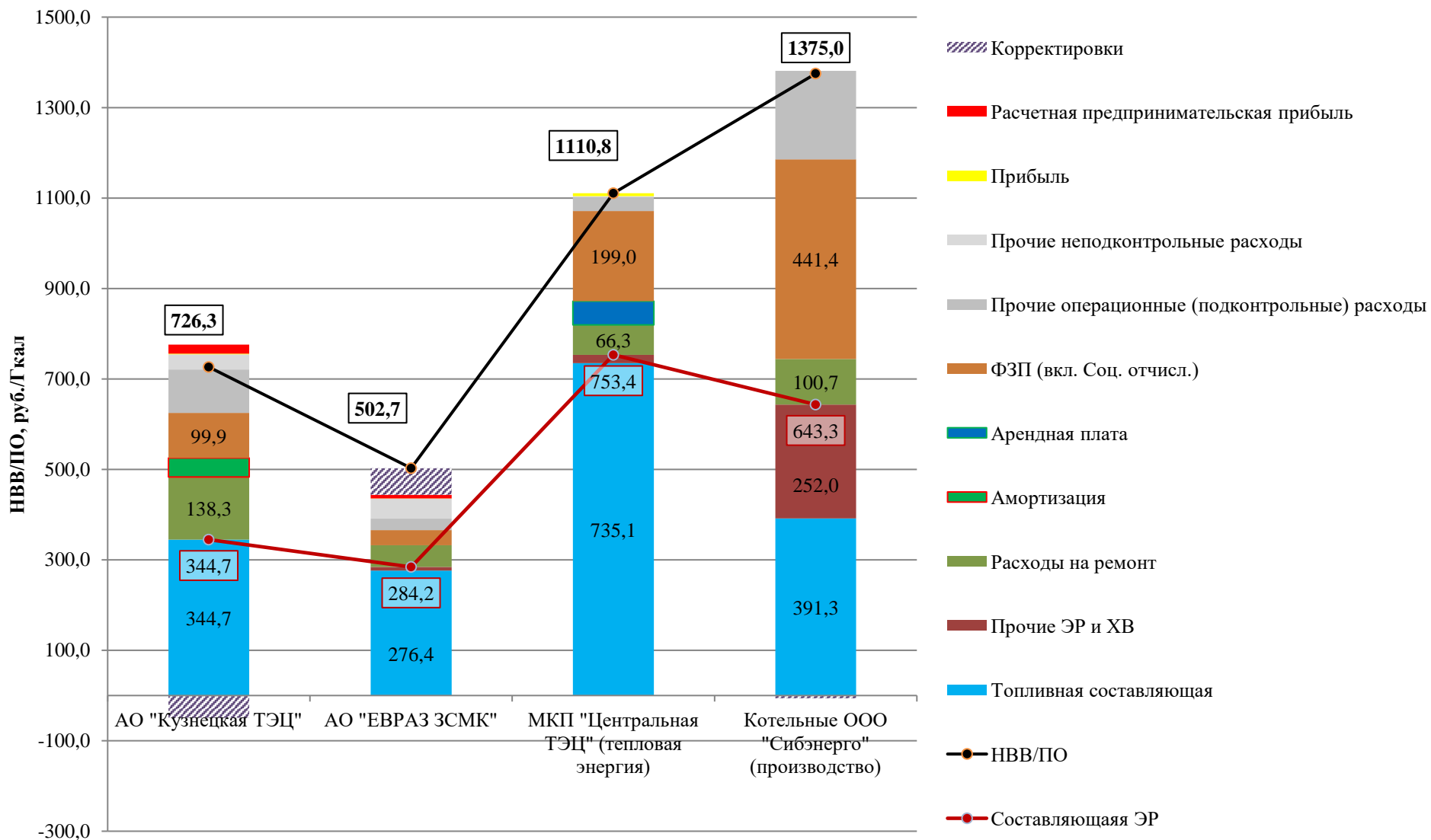


Рисунок 66 – Структура тарифа на тепловую энергию с коллекторов источников на 2019 г.

## **12.5. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения**

Новокузнецк является крупным транспортным железнодорожным центром пропускная способность, мощности в выгрузке - разгрузке, которого удовлетворяют потребности в поставках твердого и жидкого топлива для электростанций и котельных города в любой период времени.

На котельной КТЭЦ расчётное топливо - уголь, газ - на водогрейных котлах, на паровых - уголь. ЗСТЭЦ работает на угле, ЦТЭЦ работает на газе, водогрейные котельные МП «ССК» работают на кузнецком угле. Генеральным планом города предусматривается перевод муниципальных котельных на газ.

Основная проблема использования газа в качестве топлива на источниках теплоснабжения — его высокая по сравнению с углем стоимость.

Проблем с поставкой угля на ТЭЦ и в котельных нет.

## **12.6. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения**

Предписания надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения, не выявлены.

### 13.РЕТРОСПЕКТИВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Таблица 116 – Ретроспективные показатели эффективности источников тепловой энергии

№ п/п	Показатель	Единица измерения	2016	2017	2018
Теплоисточник №		1	КТЭЦ по адресу: ул. Новороссийская, 35 АО "Кузнецкая ТЭЦ"		
Целевые показатели эффективности источника комбинированной выработки					
1.	Установленная электрическая мощность турбоагрегатов ТЭЦ	МВт	108,00	108,00	108,00
2.	Установленная тепловая мощность ТЭЦ, в т.ч.	Гкал/ч	890,00	890,00	890,00
2.1.	отопительных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	241,00	241,00	241,00
2.2.	производственных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	131,00	131,00	131,00
2.3.	турбоагрегатов с противодавлением	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00
2.4.	встроенных конденсационных пучков	Гкал/ч	25,00	25,00	25,00
2.5.	пиковых водогрейных котлоагрегатов	Гкал/ч	200,00	200,00	200,00
2.6.	редукционных охлаждающих установок (РОУ), работающих на сетевые и пиковые подогреватели	Гкал/ч	293,00	293,00	293,00
3.	УРУТ на выработку электроэнергии, в т.ч.:	г.у.т./кВт*ч	260,40	276,78	264,69
3.1.	на выработку электроэнергии в теплофикационном режиме	г.у.т./кВт*ч	243,65	251,70	251,64
3.2.	на выработку электроэнергии в конденсационном режиме	г.у.т./кВт*ч	407,63	439,72	441,02
4.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	173,03	170,34	163,40
5.	УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	г.у.т./кВт*ч	358,90	375,00	359,90
6.	УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ	кг у.т./Гкал	173,03	170,34	163,40
7.	Проектный часовой коэффициент теплофикации	о.е.	0,42	0,42	0,42
8.	Фактический часовой коэффициент теплофикации	о.е.	0,42	0,42	0,42
9.	Фактический годовой коэффициент теплофикации	о.е.	0,63	0,65	0,65
10.	Коэффициент использования установленной электрической мощности	%	0,61	0,62	0,61
11.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	0,28	0,28	0,28
Теплоисточник №		2	ЗС ТЭЦ по адресу: ш. Северное, 23 АО "ЕВРАЗ ЗСМК"		
Целевые показатели эффективности источника комбинированной выработки					
1.	Установленная электрическая мощность турбоагрегатов ТЭЦ	МВт	600,00	600,00	600,00
2.	Установленная тепловая мощность ТЭЦ, в т.ч.	Гкал/ч	1307,50	1307,50	1307,50
2.1.	отопительных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	922,00	922,00	922,00
2.2.	производственных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	99,50	99,50	99,50
2.3.	турбоагрегатов с противодавлением	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00
2.4.	встроенных конденсационных пучков	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00
2.5.	пиковых водогрейных котлоагрегатов	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00
2.6.	Паровых котлов, редукционных охлаждающих установок (РОУ), работающих на сетевые и пиковые подогреватели	Гкал/ч	286,00	286,00	286,00
3.	УРУТ на выработку электроэнергии, в т.ч.:	г.у.т./кВт*ч	327,03	324,51	324,43



№ п/п	Показатель	Единица измерения	2016	2017	2018
3.1.	на выработку электроэнергии в теплофикационном режиме	г.у.т./кВт*ч	224,42	237,95	240,18
3.2.	на выработку электроэнергии в конденсационном режиме	г.у.т./кВт*ч	390,00	390,00	390,00
4.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	157,40	157,02	154,84
5.	УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	г.у.т./кВт*ч	389,30	387,72	382,34
6.	УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ	кг у.т./Гкал	157,40	157,02	154,84
7.	Проектный часовой коэффициент теплофикации	о.е.	0,78	0,78	0,78
8.	Фактический часовой коэффициент теплофикации	о.е.	0,78	0,78	0,78
9.	Фактический годовой коэффициент теплофикации	о.е.	0,90	0,92	0,89
10.	Коэффициент использования установленной электрической мощности	%	0,55	0,54	0,61
11.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	0,22	0,22	0,32
Теплоисточник №		3	ЦТЭЦ по адресу: ул. Коммунальная, 25 МКП "Центральная ТЭЦ"		
Целевые показатели эффективности источника комбинированной выработки					
1.	Установленная электрическая мощность турбоагрегатов ТЭЦ	МВт	100,00	100,00	100,00
2.	Установленная тепловая мощность ТЭЦ, в т.ч.	Гкал/ч	1215,30	1215,30	1215,30
2.1.	отопительных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	284,20	284,20	284,20
2.2.	производственных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	255,00	255,00	255,00
2.3.	турбоагрегатов с противодавлением	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00
2.4.	встроенных конденсационных пучков (котлов-утилизаторов газовых турбин)	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00
2.5.	пиковых водогрейных котлоагрегатов	Гкал/ч	400,00	400,00	400,00
2.6.	редукционных охлаждающих установок (РОУ), работающих на сетевые и пиковые подогреватели	Гкал/ч	276,10	276,10	276,10
3.	УРУТ на выработку электроэнергии, в т.ч.:	г.у.т./кВт*ч	255,11	233,96	208,58
3.1.	на выработку электроэнергии в теплофикационном режиме	г.у.т./кВт*ч	215,15	189,10	190,99
3.2.	на выработку электроэнергии в конденсационном режиме	г.у.т./кВт*ч	420,00	420,00	420,00
4.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	193,08	177,10	180,20
5.	УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	г.у.т./кВт*ч	319,10	302,80	279,70
6.	УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ	кг у.т./Гкал	193,08	177,10	180,20
7.	Проектный часовой коэффициент теплофикации	о.е.	0,23	0,23	0,23
8.	Фактический часовой коэффициент теплофикации	о.е.	0,23	0,23	0,23
9.	Фактический годовой коэффициент теплофикации	о.е.	0,22	0,92	0,86
10.	Коэффициент использования установленной электрической мощности	%	0,38	0,33	0,29
11.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	0,14	0,13	0,14
Теплоисточник №		4	Абашевская районная котельная по адресу: ул. Кавказская, 26		

№ п/п	Показатель	Единица измерения	2016	2017	2018
ООО "СибЭнерго"					
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	60,00	60,00	60,00
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	46,51	46,51	46,51
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	22,5%	22,5%	22,5%
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	17,70	18,70	19,70
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	236,09	214,97	214,97
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	1,17	1,17	1,17
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	243,74	221,60	221,50
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	50,90	56,31	42,20
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	0,30	0,35	0,25
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	22,7%	19,5%	23,4%
Теплоисточник №		5	Байдаевская центральная котельная № 2 по адресу: ул. Слесарная, 12 ООО "СибЭнерго"		
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	68,00	68,00	68,00
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	48,55	48,55	48,55
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	28,6%	28,6%	28,6%
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	12,00	13,00	14,00
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	191,41	166,42	166,42
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	1,15	1,15	1,15
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	198,30	172,24	172,15
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	52,89	48,24	36,15
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	0,12	0,12	0,08
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	24,1%	24,1%	28,9%
Теплоисточник №		6	Зырянская районная котельная по адресу: ул. Пархоменко, 110 ООО "СибЭнерго"		
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	120,00	120,00	120,00
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	85,62	85,62	85,62
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	28,7%	28,7%	28,7%
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	22,30	23,30	24,30
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	188,61	187,81	187,81
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	2,04	2,04	2,04
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	195,60	194,45	194,34
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	66,37	70,49	52,82
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	0,05	0,06	0,04
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	27,1%	24,5%	29,4%
Теплоисточник №		7	Котельная пос. Притомский по адресу: ш. Притомское, 26 ООО "СибЭнерго"		
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	31,75	31,75	31,75
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	20,58	20,58	20,58
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	35,2%	35,2%	35,2%
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	13,80	14,80	15,80
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	229,72	178,18	178,18
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	0,39	0,39	0,39

№ п/п	Показатель	Единица измерения	2016	2017	2018
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	235,99	182,92	182,84
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	64,73	65,62	49,17
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	0,17	0,17	0,12
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	25,8%	26,1%	31,3%
Теплоисточник №		8	Котельная № 19 по адресу: пер. Школьный, 1а ООО "СибЭнерго"		
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1,20	1,20	1,20
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	1,00	1,00	1,00
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	16,7%	16,7%	16,7%
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	15,50	16,50	17,50
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	278,28	253,11	253,11
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	0,02	0,02	0,02
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	289,62	262,54	262,38
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	85,98	93,29	69,91
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	н.д.	н.д.	н.д.
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	9,2%	8,4%	10,1%
Теплоисточник №		9	Котельная № 72 по адресу: ул. Фесковская, 99 ООО "СибЭнерго"		
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,30	0,30	0,30
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,29	0,29	0,29
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	3,3%	3,3%	3,3%
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	6,00	7,00	8,00
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	316,67	319,77	319,77
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	0,01	0,01	0,01
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	333,54	335,53	335,28
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	103,43	112,80	84,53
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	н.д.	н.д.	н.д.
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	13,5%	11,9%	14,3%
Теплоисточник №		10	Котельная УПК по адресу: пр-д. Томский, 11а корп. 1 ООО "СибЭнерго"		
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1,00	1,00	1,00
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,69	0,69	0,69
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	31,0%	31,0%	31,0%
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	16,00	17,00	18,00
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	242,98	255,31	255,31
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	0,01	0,01	0,01
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	251,70	263,77	263,63
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	99,42	73,93	55,40
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	н.д.	н.д.	н.д.
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	19,0%	18,4%	22,1%
Теплоисточник №		11	Котельная ОРК «Таргай» по адресу: пос. Таргай ООО "СибЭнерго"		

№ п/п	Показатель	Единица измерения	2016	2017	2018
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1,78	1,78	1,78
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	1,70	1,70	1,70
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	4,5%	4,5%	4,5%
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	5,90	6,90	7,90
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	251,96	227,71	227,71
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	0,04	0,04	0,04
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	263,09	237,22	237,06
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	128,41	134,39	100,71
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	1,56	1,69	1,17
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	24,0%	22,1%	26,5%
Теплоисточник №		12	Котельная № 1 п. Абагур-Лесной по адресу: ул. Земнухова, 43 ООО "СибЭнерго"		
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	6,25	6,25	6,25
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	4,86	4,86	4,86
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	22,2%	22,2%	22,2%
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	9,70	10,70	11,70
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	196,32	185,15	185,15
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	0,11	0,11	0,11
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	203,44	191,51	191,41
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	68,56	67,33	50,45
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	0,36	0,41	0,29
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	22,3%	19,7%	23,6%
Теплоисточник №		13	Котельная № 2 п. Абагур-Лесной по адресу: пр-д. Дагестанский, 14 ООО "СибЭнерго"		
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	6,85	6,85	6,85
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	5,77	5,77	5,77
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	15,8%	15,8%	15,8%
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	9,60	10,60	11,60
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	187,77	186,05	186,05
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	0,10	0,10	0,10
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	193,73	191,65	191,56
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	48,08	49,58	37,15
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	2,95	3,24	2,25
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	17,4%	15,8%	18,9%
Теплоисточник №		14	Котельная № 3 п. Абагур-Лесной по адресу: ул. Пинская, 43а ООО "СибЭнерго"		
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,70	0,70	0,70
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,70	0,70	0,70
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	0,0%	0,0%	0,0%
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	6,00	7,00	8,00
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	237,13	306,05	306,05
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	0,01	0,01	0,01
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	252,07	323,62	323,34

№ п/п	Показатель	Единица измерения	2016	2017	2018
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	83,33	93,48	70,05
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	н.д.	н.д.	н.д.
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	10,6%	7,9%	9,5%
Теплоисточник №		15	Куйбышевская центральная котельная по адресу: ул. Стволовая, 9 ООО "СибЭнерго"		
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	108,00	108,00	108,00
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	61,86	61,86	61,86
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	42,7%	42,7%	42,7%
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	8,90	9,90	10,90
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	218,30	217,22	217,22
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	1,41	1,41	1,41
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	225,05	223,67	223,56
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	57,33	68,31	51,19
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	0,10	0,11	0,08
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	31,3%	27,4%	32,9%
Теплоисточник №		16	Котельная пос. Листвяги по адресу: ул. Суданская, 52 ООО "СибЭнерго"		
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	22,00	22,00	22,00
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	15,67	15,67	15,67
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	28,8%	28,8%	28,8%
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	7,30	8,30	9,30
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	213,76	224,23	224,23
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	0,20	0,20	0,20
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	219,34	229,85	229,76
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	72,12	86,74	65,00
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	0,92	1,16	0,80
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	15,9%	12,6%	15,1%
Теплоисточник №		17	Котельная № 6 по адресу: ул. 375 км, 34 ООО "СибЭнерго"		
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	3,00	3,00	3,00
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	1,10	1,10	1,10
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	63,3%	63,3%	63,3%
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	81,00	82,00	83,00
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	313,87	322,02	322,02
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	0,04	0,04	0,04
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	322,41	330,09	329,96
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	74,54	74,38	55,74
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	н.д.	н.д.	н.д.
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	30,4%	23,7%	28,5%
Теплоисточник №		18	Котельная Садопарковая по адресу: ул. Садопарковая, 20 ООО "СибЭнерго"		
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	2,75	2,75	2,75

№ п/п	Показатель	Единица измерения	2016	2017	2018
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	2,70	2,70	2,70
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	1,8%	1,8%	1,8%
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	9,50	10,50	11,50
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	326,66	243,27	243,27
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	0,02	0,02	0,02
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	336,52	250,06	249,95
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	82,35	63,23	47,38
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	0,37	0,33	0,23
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	11,2%	12,7%	15,3%
Теплоисточник №		19	Котельная №32 по адресу: ул. Садопарковая, 32 ООО "СибЭнерго"		
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	3,20	3,20	3,20
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	2,36	2,36	2,36
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	26,3%	26,3%	26,3%
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	6,00	7,00	8,00
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	206,11	206,36	206,36
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	0,06	0,06	0,06
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	220,72	220,03	219,81
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	112,74	128,38	96,20
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	4,52	5,82	4,05
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	23,3%	18,0%	21,6%
Теплоисточник №		20	Котельная № 1 п. Разъезд-Абагуровский по адресу: ул. Кондомская, 10 ООО "СибЭнерго"		
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	2,04	2,04	2,04
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,98	0,98	0,98
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	52,0%	52,0%	52,0%
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	10,40	11,40	12,40
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	270,45	217,86	217,86
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	0,02	0,02	0,02
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	277,83	223,73	223,63
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	61,92	69,01	51,71
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	0,07	0,07	0,05
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	30,5%	30,4%	36,5%
Теплоисточник №		21	Котельная № 2 п. Разъезд-Абагуровский по адресу: ул. Спортивная, 11а ООО "СибЭнерго"		
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1,89	1,89	1,89
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	1,43	1,43	1,43
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	24,3%	24,3%	24,3%
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	10,80	11,80	12,80
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	250,89	223,55	223,55
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	262,29	233,15	233,00
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	61,74	59,69	44,73

№ п/п	Показатель	Единица измерения	2016	2017	2018
9.	Удельный расход теплоносителя	м <sup>3</sup> /Гкал	0,05	0,05	0,03
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	29,8%	29,9%	35,9%
Теплоисточник №		22	Котельная проф. «Бунгурский» по адресу: Профилакторий «Бунгурский» ООО "СибЭнерго"		
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1,38	1,38	1,38
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	1,26	1,26	1,26
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	8,7%	8,7%	8,7%
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	6,00	7,00	8,00
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	255,43	239,50	239,50
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	0,02	0,02	0,02
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	264,03	247,30	247,18
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	114,70	93,71	70,22
9.	Удельный расход теплоносителя	м <sup>3</sup> /Гкал	0,09	0,10	0,07
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	17,8%	17,2%	20,7%
Теплоисточник №		23	Котельная «РТРС» по адресу: ул. Черемнова, 82 ООО "СибЭнерго"		
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1,38	1,38	1,38
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	1,34	1,34	1,34
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	2,9%	2,9%	2,9%
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	6,00	7,00	8,00
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	228,16	182,74	182,74
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	0,02	0,02	0,02
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	236,99	189,39	189,28
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	163,99	157,50	118,02
9.	Удельный расход теплоносителя	м <sup>3</sup> /Гкал	0,19	0,17	0,12
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	8,3%	9,3%	11,2%
Теплоисточник №		24	Оздоровительного лагеря «Голубь» по адресу: д. Есауловка ООО "СибЭнерго"		
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1,38	1,38	1,38
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,91	0,91	0,91
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	34,1%	34,1%	34,1%
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	8,00	9,00	10,00
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	218,26	271,90	271,90
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	0,01	0,01	0,01
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	228,57	282,83	282,65
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	164,09	199,82	149,74
9.	Удельный расход теплоносителя	м <sup>3</sup> /Гкал	0,19	0,28	0,20
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	12,4%	8,2%	9,8%
Теплоисточник №		25	Котельная школа № 1 по адресу: ул. Пролетарская, 81 ООО "СибЭнерго"		
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	2,00	2,00	2,00
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,61	0,61	0,61

№ п/п	Показатель	Единица измерения	2016	2017	2018
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	69,5%	69,5%	69,5%
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	16,00	17,00	18,00
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	270,29	258,60	258,60
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	0,01	0,01	0,01
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	284,90	272,53	272,30
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	84,76	47,46	35,57
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	н.д.	н.д.	н.д.
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	18,3%	15,7%	18,9%
Теплоисточник №		26	Котельная школа № 23 по адресу: ул. Верхнее-Редаково, 104 корп. 2 ООО "СибЭнерго"		
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	2,00	2,00	2,00
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,70	0,70	0,70
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	65,0%	65,0%	65,0%
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	16,00	17,00	18,00
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	277,37	222,41	222,41
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	0,01	0,01	0,01
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	288,32	230,31	230,19
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	73,88	37,02	27,74
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	н.д.	н.д.	н.д.
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	11,3%	12,5%	15,0%
Теплоисточник №		27	Котельная школа № 37 по адресу: ул. Варшавская, 2 корп. 2 ООО "СибЭнерго"		
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1,38	1,38	1,38
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,51	0,51	0,51
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	63,0%	63,0%	63,0%
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	8,00	9,00	10,00
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	213,41	191,40	191,40
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	0,02	0,02	0,02
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	225,45	201,33	201,17
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	97,23	96,45	72,27
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	0,08	0,09	0,06
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	25,5%	23,8%	28,6%
Теплоисточник №		28	Котельная школа № 43 по адресу: ул. Жасминная, 8 корп. 1 ООО "СибЭнерго"		
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	2,00	2,00	2,00
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,69	0,69	0,69
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	65,5%	65,5%	65,5%
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	16,00	17,00	18,00
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	308,87	277,26	277,26
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	0,01	0,01	0,01
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	321,13	287,10	286,94
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	56,32	48,00	35,97
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	н.д.	н.д.	н.д.



№ п/п	Показатель	Единица измерения	2016	2017	2018
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	13,6%	14,2%	17,0%
Теплоисточник №		29	Котельная интернат № 66 (Монтажник) по адресу: пос. Бунгур ООО "СибЭнерго"		
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	2,00	2,00	2,00
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,59	0,59	0,59
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	70,5%	70,5%	70,5%
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	16,00	17,00	18,00
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	346,59	287,45	287,45
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	0,02	0,02	0,02
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	352,40	291,26	291,20
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	71,80	100,37	75,22
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	н.д.	н.д.	н.д.
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	3,6%	3,0%	3,7%
Теплоисточник №		30	Котельная школа № 16 по адресу: ул. Громовой, 61 корп. 1 ООО "СибЭнерго"		
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1,20	1,20	1,20
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,48	0,48	0,48
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	60,0%	60,0%	60,0%
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	16,00	17,00	18,00
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	279,60	268,50	268,50
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	0,01	0,01	0,01
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	289,27	277,13	276,99
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	68,76	68,23	51,13
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	н.д.	н.д.	н.д.
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	14,4%	13,2%	15,8%
Теплоисточник №		31	Котельная детского сада № 123 по адресу: ул. Литейная, 82 ООО "СибЭнерго"		
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,05	0,05	0,05
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,05	0,05	0,05
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	0,0%	0,0%	0,0%
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	16,00	17,00	18,00
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	292,31	296,16	296,16
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	316,67	318,70	318,34
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	0,63	25,36	19,01
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	н.д.	н.д.	н.д.
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	25,3%	24,0%	28,8%
Теплоисточник №		32	Полосухинская по адресу: ул. Станционная ООО "СибЭнерго"		
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	2,52	2,52	2,52
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	2,31	2,31	2,31
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	8,3%	8,3%	8,3%

№ п/п	Показатель	Единица измерения	2016	2017	2018
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	4,00	5,00	6,00
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	233,97	221,13	221,13
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	0,02	0,02	0,02
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	244,89	231,01	230,86
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	104,53	129,72	97,21
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	н.д.	н.д.	н.д.
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	14,1%	12,2%	14,7%
Теплоисточник №		33	Кузнецкая крепость по адресу: ул. Водопадная, 19 ООО "СибЭнерго"		
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,28	0,28	0,28
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,28	0,28	0,28
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	0,0%	0,0%	0,0%
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	4,00	5,00	6,00
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	н.д.	н.д.	н.д.
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	н.д.	н.д.	н.д.
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	н.д.	н.д.	н.д.
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	н.д.	н.д.	н.д.
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	н.д.	н.д.	н.д.
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	13,8%	12,1%	14,5%
Теплоисточник №		34	Котельная НКХП по адресу: пер. Мелькомбинатовский ООО "СибЭнерго"		
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1,56	1,56	1,56
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	1,56	1,56	1,56
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	0,0%	0,0%	0,0%
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	0,00	0,00	1,00
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	н.д.	н.д.	н.д.
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	н.д.	н.д.	н.д.
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	н.д.	н.д.	н.д.
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	н.д.	н.д.	н.д.
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	н.д.	н.д.	н.д.
Теплоисточник №		35	Новоильинская газовая котельная по адресу: пр. Авиаторов 56а, квартал № 13 КУМИ		
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	13,40	13,40	13,40
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	13,40	13,40	13,40
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	0,0%	0,0%	0,0%
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	н.д.	н.д.	н.д.
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	н.д.	н.д.	154,21
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	н.д.	н.д.	н.д.
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	н.д.	н.д.	154,21
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	н.д.	н.д.	15,73
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	н.д.	н.д.	н.д.
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	н.д.	н.д.	10,2%

№ п/п	Показатель	Единица измерения	2016	2017	2018
Теплоисточник №		36	Котельная АО «Евразруда» по адресу: ш. Космическое, 16 АО "Евразруда"		
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	46,00	46,00	46,00
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	46,00	46,00	46,00
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	0,0%	0,0%	0,0%
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	н.д.	н.д.	н.д.
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	198,00	198,00	198,00
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	н.д.	н.д.	н.д.
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	198,00	198,00	198,00
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	н.д.	н.д.	н.д.
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	н.д.	н.д.	н.д.
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	31,1%	31,1%	31,1%
Теплоисточник №		37	Котельная ст. Новокузнецк-Восточный по адресу: в районе ст. Новокузнецк-Восточный ОАО "РЖД"		
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,96	0,96	0,96
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,96	0,96	0,96
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	0,0%	0,0%	0,0%
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	н.д.	н.д.	н.д.
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	217,60	217,60	217,60
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	н.д.	н.д.	н.д.
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	217,60	217,60	217,60
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	н.д.	н.д.	н.д.
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	н.д.	н.д.	н.д.
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	28,1%	28,1%	28,1%
Теплоисточник №		38	Котельная Локомотивного депо ТЧ-15 ст. Новокузнецк-Сортировочный по адресу: ул. Вокзальная, 65 ОАО "РЖД"		
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	10,90	10,90	10,90
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	10,90	10,90	10,90
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	0,0%	0,0%	0,0%
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	н.д.	н.д.	н.д.
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	174,90	174,90	174,90
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	н.д.	н.д.	н.д.
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	174,90	174,90	174,90
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	н.д.	н.д.	н.д.
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	н.д.	н.д.	н.д.
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	28,1%	28,1%	28,1%
Теплоисточник №		39	Котельная ст. Абагур-Лесной по адресу: пос. Абагур-Лесной ОАО "РЖД"		
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	2,40	2,40	2,40
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	2,40	2,40	2,40
3.	Потери установленной тепловой	%	0,0%	0,0%	0,0%

№ п/п	Показатель	Единица измерения	2016	2017	2018
	мощности				
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	н.д.	н.д.	н.д.
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	192,00	192,00	192,00
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	н.д.	н.д.	н.д.
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	192,00	192,00	192,00
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	н.д.	н.д.	н.д.
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	н.д.	н.д.	н.д.
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	5,8%	5,8%	5,8%
Теплоисточник №		40	Котельная ж/д больницы ст. Новокузнецк п. Точирино по адресу: ул. Стальского, 9 ОАО "РЖД"		
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	2,45	2,45	2,45
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	2,45	2,45	2,45
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	0,0%	0,0%	0,0%
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	н.д.	н.д.	н.д.
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	220,20	220,20	220,20
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	н.д.	н.д.	н.д.
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	220,20	220,20	220,20
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	н.д.	н.д.	н.д.
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	н.д.	н.д.	н.д.
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	28,1%	28,1%	28,1%
Теплоисточник №		41	Котельная ООО ТК "Садовая" по адресу: ул. Селекционная, 11 ООО ТК "Садовая"		
Целевые показатели эффективности котельной					
1.	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	6,93	6,93	6,93
2.	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	6,93	6,93	6,93
3.	Потери установленной тепловой мощности	%	0,0%	0,0%	0,0%
4.	Средневзвешенный срок службы	лет	н.д.	н.д.	н.д.
5.	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	213,20	213,20	105,33
6.	Собственные нужды	Гкал/ч	н.д.	н.д.	н.д.
7.	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	213,20	213,20	213,20
8.	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	н.д.	н.д.	н.д.
9.	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	н.д.	н.д.	н.д.
10.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	45,6%	45,6%	92,4%