



**Схема теплоснабжения
муниципального образования
городской округ город-герой Мурманск
на период с 2023 по 2042 годы
Обосновывающие материалы**

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



СОГЛАСОВАНО:

Генеральный директор

ООО «Невская Энергетика»

_____ Е. А. Кикоть

"__" _____ 2023 г.

СОГЛАСОВАНО:

Председатель Комитета по жилищной

политике администрации города Мурманска

_____ А.Ю. Червинко

"__" _____ 2023 г.

**Схема теплоснабжения
муниципального образования
городской округ город-герой Мурманск
на период с 2023 по 2042 годы**

Обосновывающие материалы

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

Санкт-Петербург

2023 год



СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

| | |
|---------------|--|
| Газизов Ф. Н. | Технический директор ООО "Невская Энергетика". Технический контроль, контроль исполнения договорных обязательств. |
| Прохоров И.А. | Ведущий специалист ООО "Невская Энергетика". Сбор и обработка данных, разработка схемы теплоснабжения |
| Антипова А.Д. | Специалист ООО "Невская Энергетика". Разработка схемы теплоснабжения, разработка электронной модели схемы теплоснабжения. |
| Искимжи Е.А. | Специалист ООО "Невская Энергетика". Сбор и обработка данных, разработка схемы теплоснабжения |

СОСТАВ ДОКУМЕНТА

Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения, являющиеся ее неотъемлемой частью, включают следующие главы:

- | | |
|----------|---|
| Глава 1 | "Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения" |
| Глава 2 | "Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения" |
| Глава 3 | "Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения" |
| Глава 4 | "Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей" |
| Глава 5 | "Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения" |
| Глава 6 | "Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах" |
| Глава 7 | "Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии" |
| Глава 8 | "Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей" |
| Глава 9 | "Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения" |
| Глава 10 | "Перспективные топливные балансы" |
| Глава 11 | "Оценка надежности теплоснабжения" |
| Глава 12 | "Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию " |
| Глава 13 | "Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения" |
| Глава 14 | "Ценовые (тарифные) последствия" |
| Глава 15 | "Реестр единых теплоснабжающих организаций" |
| Глава 16 | "Реестр мероприятий схемы теплоснабжения" |
| Глава 17 | "Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения" |
| Глава 18 | "Сводный том изменений, , выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения" |

Оглавление

| | |
|---|-----|
| СОСТАВ ДОКУМЕНТА | 4 |
| Перечень таблиц | 10 |
| Перечень рисунков | 18 |
| Определения | 21 |
| Перечень принятых обозначений | 23 |
| Введение | 24 |
| ГЛАВА 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения | 27 |
| 1.1. Функциональная структура теплоснабжения | 27 |
| 1.1.1. Зоны деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними | 27 |
| 1.1.2. Структура договорных отношений теплоснабжающих организаций | 33 |
| 1.1.3. Зоны действия производственных котельных | 35 |
| 1.1.4. Зоны действия индивидуального теплоснабжения | 35 |
| 1.2. Источники тепловой энергии | 36 |
| 1.2.1. АО «Мурманская ТЭЦ» | 36 |
| 1.2.2. АО «МЭС» | 70 |
| 1.2.3. МУП «МУК» | 105 |
| 1.2.4. АО «Завод ТО ТБО» | 114 |
| 1.2.5. АО «ММТП» | 119 |
| 1.2.6. Жилищно-коммунальная служба №1 (г. Мурманск) филиала Федерального Государственного Бюджетного Учреждения «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства Обороны Российской Федерации по ОСК Северного флота | 126 |
| 1.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты | 133 |
| 1.3.1. 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 | 133 |
| 1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе | 149 |
| 1.3.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам | 151 |
| 1.3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях | 166 |
| 1.3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов | 167 |
| 1.3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности | 167 |

| | |
|--|-----|
| 1.3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети | 180 |
| 1.3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики тепловых сетей..... | 184 |
| 1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет.... | 184 |
| 1.3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет | 186 |
| 1.3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов | 186 |
| 1.3.12. 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..... | 187 |
| 1.3.13. Описание нормативов технологических потерь (в ценовых зонах теплоснабжения - плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения) при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя | 192 |
| 1.3.14. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года | 202 |
| 1.3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения | 203 |
| 1.3.16. Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям | 203 |
| 1.3.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя | 207 |
| 1.3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи | 207 |
| 1.3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций..... | 208 |
| 1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления..... | 209 |
| 1.3.21. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию | 209 |
| 1.3.22. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии) | 210 |
| 1.4. Зоны действия источников ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ | 211 |
| 1.5. ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ | 214 |
| 1.5.1. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии | 214 |
| 1.5.2. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии | 216 |
| 1.5.3. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии | 217 |

| | |
|--|-----|
| 1.5.4. Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом..... | 218 |
| 1.5.5. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение | 219 |
| 1.5.6. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии..... | 223 |
| 1.6. БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ | 225 |
| 1.6.1. 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 | 225 |
| 1.6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии от источников тепловой энергии..... | 229 |
| 1.6.3. Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии к потребителю..... | 230 |
| 1.6.4. Описание причины возникновения дефицита тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения | 232 |
| 1.6.5. 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 | 233 |
| 1.7. БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ..... | 235 |
| 1.7.1. 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 | 235 |
| 1.7.2. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения | 244 |
| 1.8. ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ | 246 |
| 1.8.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника теплоснабжения | 246 |
| 1.8.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями..... | 260 |
| 1.8.3. Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки | 261 |
| 1.8.4. Использование местных видов топлива | 261 |
| 1.8.5. Описание видов топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения..... | 261 |
| 1.8.6. Описание преобладающего в поселении, городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе..... | 270 |

| | |
|--|-----|
| 1.8.7. Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, городского округа | 270 |
| 1.9. НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ | 271 |
| 1.9.1. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей | 271 |
| 1.9.2. Частота отключений потребителей | 271 |
| 1.9.3. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключения | 271 |
| 1.9.4. Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения) | 271 |
| 1.9.5. 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. N 1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике" | 272 |
| 1.9.6. Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении | 272 |
| 1.9.7. Расчет показателей надежности системы теплоснабжения г. Мурманска | 273 |
| 1.10. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ | 282 |
| 1.10.1. Технико-экономические показатели АО «Мурманская ТЭЦ» | 283 |
| 1.10.2. Технико-экономические показатели АО «МЭС» | 284 |
| 1.10.3. Технико-экономические показатели МУП «МУК» | 292 |
| 1.10.4. Технико-экономические показатели АО «Завод ТО ТБО» | 299 |
| 1.10.5. Технико-экономические показатели АО «ММТП» | 302 |
| 1.10.6. Технико-экономические показатели ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ | 303 |
| 1.11. ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ | 305 |
| 1.11.1. Описание динамики утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет | 305 |
| 1.11.2. Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения | 324 |
| 1.11.3. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности | 335 |
| 1.11.4. Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей | 336 |
| 1.12. ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА | 337 |
| 1.12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей) | 337 |
| 1.12.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения города (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей) | 338 |

| | |
|---|-----|
| 1.12.3. Описание существующих проблемы развития систем теплоснабжения..... | 338 |
| 1.12.4. Существующие проблемы надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения | 339 |
| 1.12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения..... | 339 |

Перечень таблиц

| | |
|--|----|
| Таблица 1 – Структура систем теплоснабжения г. Мурманск..... | 32 |
| Таблица 2 – Технические характеристики котлоагрегатов АО «Мурманская ТЭЦ»..... | 40 |
| Таблица 3 – Технические характеристики турбоагрегатов на Мурманской ТЭЦ..... | 42 |
| Таблица 4 – Технические характеристики энергетических котлоагрегатов Мурманской ТЭЦ..... | 42 |
| Таблица 5 – Технические характеристики пиковых водогрейных котлоагрегатов Мурманской ТЭЦ..... | 42 |
| Таблица 6 – Количество горелок и тягодутьевых установок на теплоисточниках АО «Мурманская ТЭЦ»..... | 43 |
| Таблица 7 – Технические характеристики теплообменных аппаратов Мурманской ТЭЦ..... | 44 |
| Таблица 8 – Технические характеристики теплообменных аппаратов Южной котельной..... | 45 |
| Таблица 9 – Технические характеристики теплообменных аппаратов Восточной котельной..... | 45 |
| Таблица 10 – Характеристика деаэраторов, установленных на теплоисточниках АО «Мурманская ТЭЦ»..... | 46 |
| Таблица 11 – Технические характеристики вспомогательного оборудования на Мурманской ТЭЦ..... | 46 |
| Таблица 12 – Технические характеристики вспомогательного оборудования на Восточной котельной..... | 47 |
| Таблица 13 – Технические характеристики вспомогательного оборудования на Южной котельной..... | 48 |
| Таблица 14 – Эксплуатационные показатели Мурманской ТЭЦ в 2019 – 2022 гг. | 49 |
| Таблица 15 – Эксплуатационные показатели Южной котельной в 2019 – 2022 гг. | 50 |
| Таблица 16 – Эксплуатационные показатели Восточной котельной в 2019 – 2022 гг. | 50 |
| Таблица 17 – Характеристика мощности теплоисточников АО «Мурманская ТЭЦ»..... | 52 |
| Таблица 18 – Выработка, отпуск тепловой энергии, расход условного топлива по источникам АО «Мурманская ТЭЦ» за 2022 год..... | 54 |
| Таблица 19 – Сроки эксплуатации основного оборудования на источниках тепловой энергии АО «Мурманская ТЭЦ»..... | 55 |
| Таблица 20 – Данные по оборудованию насосных станций АО «Мурманская ТЭЦ»..... | 58 |
| Таблица 21 – Нарботка основного оборудования АО «Мурманская ТЭЦ» за 2020-2022 гг. | 60 |
| Таблица 22 – Коэффициенты использования установленной электрической мощности и установленной тепловой мощности Мурманской ТЭЦ..... | 66 |
| Таблица 23 – Характеристика узлов учета тепловой энергии АО «Мурманская ТЭЦ»..... | 67 |
| Таблица 24 – Статистика отказов оборудования на источниках..... | 68 |
| Таблица 25 – Характеристика источников теплоснабжения АО «МЭС»..... | 71 |
| Таблица 26 – Характеристика водогрейных котлов котельной «Северная»..... | 72 |
| Таблица 27 – Характеристика паровых котлов котельной «Северная»..... | 72 |
| Таблица 28 – Структура и характеристика насосного оборудования котельной «Северная»..... | 72 |
| Таблица 29 – Структура и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Северная»..... | 73 |
| Таблица 30. – Структура и характеристика оборудования мазутонасосной котельной «Северная»..... | 73 |
| Таблица 31. – Структура и характеристика оборудования мазутонасосной котельной «Северная»..... | 73 |
| Таблица 32. – Характеристика водогрейных котлов котельной «Роста»..... | 74 |

| | |
|--|-----|
| Таблица 33. – Характеристика паровых котлов котельной «Роста» | 74 |
| Таблица 34. – Структура и характеристика насосного оборудования котельной «Роста» | 74 |
| Таблица 35. – Структура и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Роста» | 75 |
| Таблица 36. – Состав и характеристика оборудования мазутонасосной котельной «Роста» .. | 75 |
| Таблица 37. – Состав и характеристика насосного оборудования мазутонасосной котельной «Роста»..... | 75 |
| Таблица 38. – Характеристика паровых котлов котельной «Абрам-Мыс» | 76 |
| Таблица 39 – Структура и характеристика насосного оборудования котельной «Абрам-Мыс» | 76 |
| Таблица 40 – Структура и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Абрам-Мыс»..... | 76 |
| Таблица 41 – Состав и характеристика оборудования мазутонасосной котельной «Абрам-Мыс» | 77 |
| Таблица 42 – Состав и характеристика насосного оборудования мазутонасосной котельной «Абрам-Мыс»..... | 77 |
| Таблица 43. – Основное оборудование котельной ТЦ «Росляково -1»..... | 78 |
| Таблица 44. – Вспомогательное оборудование котельной ТЦ «Росляково -1» | 78 |
| Таблица 45. – Основное оборудование котельной ТЦ «Росляково Южное» | 79 |
| Таблица 46. – Насосное оборудование котельной ТЦ «Росляково Южное»..... | 79 |
| Таблица 47. - Основное оборудование котельной «Фестивальная»..... | 81 |
| Таблица 48. – Вспомогательное оборудование котельной «Фестивальная»..... | 81 |
| Таблица 49 – Характеристика мощности теплоисточников АО «МЭС»..... | 83 |
| Таблица 50 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «МЭС» за 2022 год..... | 84 |
| Таблица 51 – Сроки эксплуатации основного оборудования на источниках тепловой энергии АО «МЭС»..... | 85 |
| Таблица 52 – Среднегодовая загрузка котлов котельной «Северная»..... | 90 |
| Таблица 53 – Среднегодовая загрузка котлов котельной «Роста» | 94 |
| Таблица 54 – Среднегодовая загрузка котлов котельной «Абрам-Мыс» | 95 |
| Таблица 55 - Среднегодовая загрузка котлов котельной ТЦ «Росляково-1» | 96 |
| Таблица 56 - Среднегодовая загрузка котлов котельной ТЦ «Росляково Южное»..... | 97 |
| Таблица 57 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной «Северная»..... | 97 |
| Таблица 58 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной «Роста» | 98 |
| Таблица 59 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной «Абрам-Мыс» | 98 |
| Таблица 60 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельных ТЦ «Росляково - 1» и ТЦ «Росляково Южное» | 99 |
| Таблица 61 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной «Фестивальная»..... | 99 |
| Таблица 62 – Количество отказов основного оборудования котельной «Северная» | 101 |
| Таблица 63 – Количество отказов основного оборудования котельной «Роста» | 101 |
| Таблица 64 – Количество отказов основного оборудования котельной «Абрам-Мыс» | 102 |
| Таблица 65 – Количество отказов основного оборудования котельной «Фестивальная» | 102 |
| Таблица 66 – Количество отказов основного оборудования котельной «Росляково-1»..... | 103 |
| Таблица 67 – Количество отказов основного оборудования котельной «Росляково Южная» | 103 |
| Таблица 68 – Характеристика источников теплоснабжения МУП «МУК» | 105 |
| Таблица 69 – Характеристика источников теплоснабжения МУП «МУК» | 107 |

| | |
|---|-----|
| Таблица 70 – Состав и характеристика вспомогательного оборудования угольной котельной | 108 |
| Таблица 71 – Состав и характеристика вспомогательного оборудования дизельной котельной | 108 |
| Таблица 72 – Характеристика мощности котельных МУП «МУК»..... | 108 |
| Таблица 73 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МУП «МУК» за 2022 год | 109 |
| Таблица 74 - Загрузка основного оборудования угольной котельной | 111 |
| Таблица 75 - Загрузка основного оборудования дизельной котельной | 112 |
| Таблица 76 – Характеристика основного оборудования АО «Завод ТО ТБО»..... | 114 |
| Таблица 77 – Характеристика вспомогательного оборудования АО «Завод ТО ТБО» | 115 |
| Таблица 78 – Характеристика мощности АО «Завод ТО ТБО»..... | 115 |
| Таблица 79 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Завод ТБО» за 2019-2022 гг. | 116 |
| Таблица 80 – Сведения о работе основного котельного оборудования..... | 117 |
| Таблица 81 – Технические характеристики основного оборудования котельной | 120 |
| Таблица 82 – Технические характеристики сетевых подогревателей, установленных на котельной..... | 120 |
| Таблица 83 – Технические характеристики деаэрационного оборудования, установленного на котельной..... | 121 |
| Таблица 84 – Технические характеристики подогревателей мазута, установленных на котельной..... | 121 |
| Таблица 85 – Характеристика мощности котельной АО «ММТП» | 122 |
| Таблица 86 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «ММТП» за 2020-2022 гг. | 123 |
| Таблица 87 – Сведения о работе основного котельного оборудования..... | 124 |
| Таблица 88 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной АО «ММТП» | 124 |
| Таблица 89 – Технические характеристики основного оборудования котельной..... | 128 |
| Таблица 90 – Технические характеристики сетевых подогревателей, установленных на котельной..... | 128 |
| Таблица 91 – Технические характеристики деаэрационного оборудования, установленного на котельной..... | 128 |
| Таблица 92 – Технические характеристики подогревателей мазута, установленных на котельной..... | 128 |
| Таблица 93 – Характеристика мощности котельной №22..... | 129 |
| Таблица 94 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ | 130 |
| Таблица 95 – Сведения о работе основного котельного оборудования..... | 131 |
| Таблица 96 – Структура тепловых сетей Мурманской ТЭЦ на балансе АО «Мурманская ТЭЦ» | 134 |
| Таблица 97 – Структура тепловых сетей Южной котельной..... | 135 |
| Таблица 98 – Структура тепловых сетей Восточной котельной | 136 |
| Таблица 99 – Структура тепловых сетей котельной «Северная» | 137 |
| Таблица 100 – Структура тепловых сетей котельной «Роста» | 138 |

| | |
|---|-----|
| Таблица 101 – Структура тепловых сетей котельной «Абрам-Мыс» | 139 |
| Таблица 102 – Структура тепловых сетей котельной ТЦ «Росляково-1» (без сетей абонентов) | 140 |
| Таблица 103 – Структура тепловых сетей котельной ТЦ «Росляково Южное» | 141 |
| Таблица 104 – Структура тепловых сетей котельной «Фестивальная» | 142 |
| Таблица 105 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Мурманской ТЭЦ | 143 |
| Таблица 106 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Восточной котельной | 144 |
| Таблица 107 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Южной котельной | 145 |
| Таблица 108 – Структура тепловых сетей котельной АО «ММТП» | 146 |
| Таблица 109 – Структура паровых тепловых сетей котельной №22 | 147 |
| Таблица 110 – Структура тепловых сетей дизельной котельной МУП «МУК» | 148 |
| Таблица 111 – Структура тепловых сетей от угольной котельной МУП «МУК» | 149 |
| Таблица 112 – Протяженность тепловых сетей Мурманской ТЭЦ по сроку службы | 152 |
| Таблица 113 – Материальная характеристика тепловых сетей Мурманской ТЭЦ | 153 |
| Таблица 114 – Протяженность тепловых сетей Южной котельной по сроку службы | 153 |
| Таблица 115 – Материальная характеристика тепловых сетей Южной котельной | 154 |
| Таблица 116 – Протяженность тепловых сетей Восточной котельной по сроку службы | 155 |
| Таблица 117 – Материальная характеристика тепловых сетей Восточной котельной | 156 |
| Таблица 118 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной «Северная» | 158 |
| Таблица 119 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной «Роста» | 159 |
| Таблица 120 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной «Абрам-Мыс» | 160 |
| Таблица 121 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной ТЦ «Росляково-1» | 160 |
| Таблица 122 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной ТЦ «Росляково Южное» | 161 |
| Таблица 123 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от Мурманской ТЭЦ | 161 |
| Таблица 124 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от Восточной котельной | 162 |
| Таблица 125 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от Южная котельная | 162 |
| Таблица 126 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной «Фестивальная» | 163 |
| Таблица 127 – Материальная характеристика тепловых сетей котельной АО «ММТП» | 164 |
| Таблица 128 – Материальная характеристика тепловых сетей котельной №22 | 165 |
| Таблица 129 – Материальная характеристика муниципальных тепловых сетей от угольной котельной МУП «МУК» | 165 |
| Таблица 130 – Материальная характеристика тепловых сетей дизельной котельной МУП «МУК» | 166 |
| Таблица 131 - Статистика аварий и инцидентов на тепловых сетях АО «Мурманская ТЭЦ» за 2019-2021 гг. | 185 |
| Таблица 132 – Количество порывов на тепловых сетях по источникам АО «МЭС» за отопительные сезоны 2021-2022 гг. | 186 |

| | |
|--|-----|
| Таблица 133 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) водяными теплопроводами в непроходных каналах и при бесканальной прокладке с расчетной среднегодовой температурой грунта +5 °С на глубине заложения теплопроводов, спроектированными в период с 1959 по 1990 гг. | 193 |
| Таблица 134 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) одним изолированным теплопроводом на надземной прокладке с расчетной среднегодовой температурой наружного воздуха +5 °С, спроектированными в период с 1959 по 1990 гг. | 194 |
| Таблица 135 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) водяными теплопроводами в непроходных каналах, спроектированными в период с 1990 по 1998 гг. | 195 |
| Таблица 136 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) одним изолированным теплопроводом на надземной прокладке, спроектированными в период с 1959 по 1990 гг. | 196 |
| Таблица 137 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) водяными теплопроводами в непроходных каналах и при бесканальной прокладке, спроектированными в период с 1998 по 2003гг. | 197 |
| Таблица 138 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) одним изолированным теплопроводом на надземной прокладке, спроектированными в период с 1998 по 2003гг. | 198 |
| Таблица 139 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) водяными теплопроводами в непроходных каналах и продолжительности работы в год более 5000 ч, спроектированными в период с 2004г. | 199 |
| Таблица 140 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) водяными теплопроводами при прокладке на открытом воздухе и продолжительности работы в год более 5000 ч, спроектированными в период с 2004г. | 200 |
| Таблица 141 – Нормативные потери тепловой энергии и теплоносителя в тепловых сетях. | 201 |
| Таблица 142 – Потери тепловой энергии в тепловых сетях. | 202 |
| Таблица 143 - Информация о наличии узлов учета тепловой энергии у потребителей АО «Мурманская ТЭЦ» | 207 |
| Таблица 144 - ЦТП и НС находящиеся в эксплуатации у АО «МЭС» | 208 |
| Таблица 145 – Среднемесячные температуры наружного воздуха. | 214 |
| Таблица 146 – Потребление тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха. | 215 |
| Таблица 147. Значение полезного отпуска тепловой энергии в 2022 году. | 216 |
| Таблица 148 - Значение полезного отпуска и расчетное значение тепловых нагрузок по источникам в 2022 году. | 217 |
| Таблица 149 – Потребление тепловой энергии за отопительный период и за год в целом ... | 218 |
| Таблица 150 – Нормативы потребления коммунальной услуги на отопление для населения города Мурманска. | 220 |
| Таблица 151 – Нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению для населения города Мурманска. | 221 |
| Таблица 152 – Нормативы расхода тепловой энергии на подогрев холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению в г. Мурманске. | 222 |
| Таблица 153 - Договорные и расчетные тепловые нагрузки. | 223 |
| Таблица 154 – Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки источников теплоснабжения. | 225 |
| Таблица 155 – Перечень резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии. | 229 |
| Таблица 156 – Параметры работы головных участков источников АО «Мурманская ТЭЦ» | 230 |
| Таблица 157 – Давление теплоносителя до и после насосных станций. | 231 |

| | |
|--|-----|
| Таблица 158 – Гидравлический режим работы головных участков тепловых сетей АО «МЭС» | 231 |
| Таблица 159 – Гидравлический режим работы головных участков тепловых сетей котельных МУП «МУК» | 232 |
| Таблица 160 – Характеристики оборудования ХВО на Мурманской ТЭЦ | 235 |
| Таблица 161 – Характеристики оборудования ХВО на Южной котельной | 236 |
| Таблица 162 – Характеристики оборудования ХВО на Восточной котельной | 236 |
| Таблица 163 – Технические характеристики установки ХВО на котельной «Северная» | 237 |
| Таблица 164 – Технические характеристики установки ХВО на котельной «Роста» | 237 |
| Таблица 165 – Технические характеристики установки ХВО на котельной «Абрам-Мыс» | 238 |
| Таблица 166 – Технические характеристики установки ХВО на котельной ТЦ «Росляково-1» | 238 |
| Таблица 167 – Технические характеристики установки ХВО на котельной №22 ЖКС №1 (филиала) ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ | 239 |
| Таблица 168 – Производительность водоподготовительных установок источников тепловой энергии в г. Мурманск | 240 |
| Таблица 169 – Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети | 243 |
| Таблица 170 – Максимальный расход аварийной подпитки систем теплоснабжения г. Мурманск | 245 |
| Таблица 171 – Низшая теплотворная способность топлива | 246 |
| Таблица 172 – Топливо-энергетические балансы Мурманской ТЭЦ | 247 |
| Таблица 173 – Низшая теплотворная способность топлива | 248 |
| Таблица 174 – Топливо-энергетические балансы Восточной котельной | 248 |
| Таблица 175 – Низшая теплотворная способность топлива | 249 |
| Таблица 176 – Топливо-энергетические балансы Южной котельной | 249 |
| Таблица 177 – Топливо-энергетические балансы котельной АО «Завод ТО ТБО» | 250 |
| Таблица 178 – Низшая теплотворная способность топлива | 251 |
| Таблица 179 – Топливо-энергетические балансы котельной «Северная» | 251 |
| Таблица 180 – Низшая теплотворная способность топлива | 252 |
| Таблица 181 – Топливо-энергетические балансы котельной «Роста» | 252 |
| Таблица 182 – Низшая теплотворная способность топлива | 253 |
| Таблица 183 – Топливо-энергетические балансы котельной «Абрам-Мыс» | 253 |
| Таблица 184 – Низшая теплотворная способность топлива | 254 |
| Таблица 185 – Топливо-энергетические балансы котельной ТЦ «Росляково-1» | 254 |
| Таблица 186 – Низшая теплотворная способность топлива | 255 |
| Таблица 187 – Топливо-энергетические балансы котельной ТЦ «Росляково Южное» | 255 |
| Таблица 188 – Топливо-энергетический баланс котельной «Фестивальная» | 256 |
| Таблица 189 – Низшая теплотворная способность топлива | 257 |
| Таблица 190 – Топливо-энергетический баланс угольной котельной МУП «МУК» | 257 |
| Таблица 191 – Низшая теплотворная способность топлива | 258 |
| Таблица 192 – Топливо-энергетический баланс дизельной котельной МУП «МУК» | 258 |
| Таблица 193 – Низшая теплотворная способность (влажного топлива) | 259 |
| Таблица 194 – Топливо-энергетические балансы котельной АО «ММТП» | 259 |
| Таблица 195 – Топливо-энергетические балансы котельной №22 | 260 |
| Таблица 196 – Показатели надежности системы теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ г. Мурманска | 273 |
| Таблица 197 – Показатели надежности системы теплоснабжения от Южной котельной | 274 |

| | |
|---|-----|
| Таблица 198 – Показатели надежности системы теплоснабжения от Восточной котельной | 274 |
| Таблица 199 – Показатели надежности системы теплоснабжения от котельной «Северная» | 275 |
| Таблица 200 – Показатели надежности системы теплоснабжения от котельной «Роста»..... | 275 |
| Таблица 201 – Показатели надежности системы теплоснабжения от котельной «Абрам-Мыс» | 276 |
| Таблица 202 – Показатели надежности системы теплоснабжения от котельной «Фестивальная» | 277 |
| Таблица 203 – Показатели надежности системы теплоснабжения от котельной АО «ММТП» | 277 |
| Таблица 204 – Показатели надежности системы теплоснабжения от угольной котельной МУП «МУК»..... | 278 |
| Таблица 205 – Показатели надежности системы теплоснабжения от дизельной котельной МУП «МУК»..... | 279 |
| Таблица 206 – Показатели надежности системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково -1»..... | 279 |
| Таблица 207 – Показатели надежности системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково Южное» | 280 |
| Таблица 208 – Показатели надежности системы теплоснабжения от котельной №22 | 281 |
| Таблица 209 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «Мурманская ТЭЦ» | 283 |
| Таблица 210 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «МЭС» по производству тепловой энергии за 2020-2022 гг. (без района Росляково) | 285 |
| Таблица 211 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «МЭС» по производству тепловой энергии за 2020-2022 гг. (жилой район Росляково) | 288 |
| Таблица 212 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «МЭС» по обеспечению передачи тепловой энергии за 2020-2022 гг..... | 290 |
| Таблица 213 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности МУП «МУК» (угольная котельная) | 293 |
| Таблица 214 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности МУП «МУК» (дизельная котельная) | 296 |
| Таблица 215 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «Завод ТО ТБО» за 2018-2020 год | 299 |
| Таблица 216 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «ММТП» за 2021 - 2022 года | 302 |
| Таблица 217 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ (с 01.07.2017 по 31.12.2017) | 303 |
| Таблица 218 – Сведения о размере и динамики утвержденных тарифов АО «Мурманская ТЭЦ» | 306 |
| Таблица 219 – Сведения о размере тарифов АО «МЭС» | 312 |
| Таблица 220 – Сведения о размере тарифов МУП «МУК» без учета НДС..... | 316 |
| Таблица 221 – Динамика утвержденных тарифов МУП «МУК» | 317 |
| Таблица 222 – Сведения о размере тарифов АО «Завод ТО ТБО» без учета НДС..... | 319 |
| Таблица 223 – Динамика тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «Завод ТО ТБО» | 319 |
| Таблица 224 – Сведения о размере тарифов АО «ММТП»..... | 320 |
| Таблица 225 – Динамика утвержденных тарифов АО «ММТП» | 321 |

| | |
|--|-----|
| Таблица 226 – Сведения о размере тарифов ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ | 322 |
| Таблица 227 – Динамика установленных тарифов ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ | 322 |
| Таблица 228 – Расходы АО «Мурманская ТЭЦ» за 2020-2021 годы, связанные с производством и реализацией тепловой энергии..... | 324 |
| Таблица 229 – Расходы АО «МЭС», связанные с производством и реализацией тепловой энергии..... | 326 |
| Таблица 230 – Расходы АО «МЭС», связанные с передачей тепловой энергии..... | 328 |
| Таблица 231 – Расходы МУП «МУК», связанные с производством и реализацией тепловой энергии (угольная котельная)..... | 329 |
| Таблица 232 – Расходы МУП «МУК», связанные с производством и реализацией тепловой энергии (дизельная котельная)..... | 331 |
| Таблица 233 – Расходы АО «Завод ТО ТБО», связанные с производством и реализацией тепловой энергии | 332 |
| Таблица 234 – Расходы АО «ММТП», связанные с производством и реализацией тепловой энергии..... | 334 |
| Таблица 235 – Расходы ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ, связанные с производством и реализацией тепловой энергии..... | 334 |
| Таблица 236 – Плата за подключение объектов заявителей при наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения АО «МЭС» | 335 |

Перечень рисунков

| | |
|---|-----|
| Рисунок 1. Зоны эксплуатационной ответственности АО «Мурманская ТЭЦ» и АО «МЭС» в системах теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных (начало).. 29 | 29 |
| Рисунок 2 - Зоны эксплуатационной ответственности АО «Мурманская ТЭЦ» и АО «МЭС» в системах теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных (окончание) | 30 |
| Рисунок 3. Структура системы централизованного теплоснабжения г. Мурманск | 34 |
| Рисунок 4. Существующее административное деление г. Мурманск..... | 35 |
| Рисунок 5. Характеристика мощности теплоисточников АО «Мурманская ТЭЦ»..... | 53 |
| Рисунок 6. Среднегодовая загрузка котлов ПТВМ-30 Котельной «Северная» | 93 |
| Рисунок 7. Среднегодовая загрузка котлов ДКВР-25/13р Котельной «Северная»..... | 93 |
| Рисунок 8. Среднегодовая загрузка котлов ГМ-50-14/250 котельной «Северная» | 94 |
| Рисунок 9. Среднегодовая загрузка котлов котельной «Роста» | 95 |
| Рисунок 10. Среднегодовая загрузка котлов котельной «Абрам-Мыс» | 96 |
| Рисунок 11. Структура тепловых сетей Мурманской ТЭЦ..... | 134 |
| Рисунок 12. Структура тепловых сетей Южной котельной..... | 135 |
| Рисунок 13 – Структура тепловых сетей Восточной котельной..... | 136 |
| Рисунок 14 – Структура тепловых сетей от котельной «Северная» | 137 |
| Рисунок 15 – Структура тепловых сетей котельной «Роста»..... | 138 |
| Рисунок 16 – Структура тепловых сетей котельной «Абрам-Мыс» | 139 |
| Рисунок 17 – Структура тепловых сетей котельной ТЦ «Росляково-1»..... | 140 |
| Рисунок 18 - Структура тепловых сетей котельной ТЦ «Росляково Южное»..... | 141 |
| Рисунок 19 – Структура тепловых сетей от котельной «Фестивальная» | 142 |
| Рисунок 20 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Мурманской ТЭЦ | 143 |
| Рисунок 21 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Восточной котельной | 144 |
| Рисунок 22 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Южной котельной | 145 |
| Рисунок 23 – Структура тепловых сетей от котельной АО «ММТП» | 147 |
| Рисунок 24 – Структура тепловых сетей котельной №22 ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ | 148 |
| Рисунок 25 – Структура тепловых сетей дизельной котельной МУП «МУК»..... | 148 |
| Рисунок 26 – Структура муниципальных тепловых сетей от угольной котельной МУП «МУК»..... | 149 |
| Рисунок 27. Схемы тепловых сетей г. Мурманск | 150 |
| Рисунок 28 – Протяженность тепловых сетей Мурманской ТЭЦ по сроку эксплуатации | 152 |
| Рисунок 29 – Протяженность тепловых сетей Южной котельной по сроку эксплуатации ... | 154 |
| Рисунок 30 – Протяженность тепловых сетей Восточной котельной по сроку эксплуатации | 155 |
| Рисунок 31 – Температурный график отпуска тепла от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточных котельных на отопительный сезон 2020-2021 гг. | 168 |
| Рисунок 32 – График отпуска тепла от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных на отопительный сезон 2020-2021 гг. | 169 |
| Рисунок 33 – График отпуска тепла от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных на отопительный сезон 2022-2023 гг. | 170 |
| Рисунок 34 – Температурный график сетевой воды в тепловых сетях от котельной «Северная» | 171 |
| Рисунок 35 – Температурный график тепловой сети котельной «Роста» | 172 |
| Рисунок 36 – Температурный график тепловой сети котельной «Абрам-Мыс» | 173 |
| Рисунок 37 - Температурный график тепловой сети котельной ТЦ «Росляково-1» | 174 |
| Рисунок 38 - Температурный график тепловой сети котельной ТЦ «Росляково Южное».... | 175 |
| Рисунок 39 - Температурный график тепловой сети котельной «Фестивальная»..... | 176 |
| Рисунок 40 - Температурный график тепловой сети от котельной «ММТП» | 178 |
| Рисунок 41 – Температурный график тепловой сети котельной №22 | 179 |
| Рисунок 42 – Графики теплоотпуска Мурманской ТЭЦ..... | 181 |

| | |
|--|-----|
| Рисунок 43 – Графики теплоотпуска Южной котельной | 182 |
| Рисунок 44 – Графики теплоотпуска Восточной котельной..... | 182 |
| Рисунок 45 – Элеваторная схема присоединения потребителей | 203 |
| Рисунок 46 – Схема с открытым водоразбором на ГВС и насосным присоединением СО... | 204 |
| Рисунок 47 – Схема с двухступенчатым смешанным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением системы отопления | 204 |
| Рисунок 48 – Схема с двухступенчатым последовательным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением системы отопления | 205 |
| Рисунок 49 – Схема с двухступенчатым последовательным подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением системы отопления | 205 |
| Рисунок 50 – Схема с двухступенчатым смешанным подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением системы отопления | 206 |
| Рисунок 51 – Схема с параллельным подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением системы отопления | 206 |
| Рисунок 52. Зоны действия источников тепловой энергии г.Мурманск | 213 |
| Рисунок 53. Потребление тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха | 215 |
| Рисунок 54 – Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии Мурманской ТЭЦ | 233 |
| Рисунок 55 – Расход условного топлива на Мурманской ТЭЦ | 247 |
| Рисунок 56 – Расход условного топлива на Восточной котельной | 248 |
| Рисунок 57 – Расход условного топлива на Южной котельной | 249 |
| Рисунок 58 – Расход условного топлива на котельной АО «Завод ТО ТБО» | 250 |
| Рисунок 59 – Расход условного топлива на котельной «Северная»..... | 251 |
| Рисунок 60 – Расход условного топлива на котельной «Роста» | 252 |
| Рисунок 61 – Расход условного топлива на котельной «Абрам-Мыс» | 253 |
| Рисунок 62 – Расход условного топлива на котельной ТЦ «Росляково-1» | 254 |
| Рисунок 63 – Расход условного топлива на котельной ТЦ «Росляково Южное» | 255 |
| Рисунок 64 – Расход условного топлива на угольной котельной МУП «МУК» | 257 |
| Рисунок 65 – Расход условного топлива на дизельной котельной МУП «МУК»..... | 258 |
| Рисунок 66 – Расход условного топлива на котельной АО «ММТП» | 259 |
| Рисунок 67 – Количественное соотношение видов топлива, используемых на источниках тепловой энергии города Мурманска | 262 |
| Рисунок 68 – Паспорт качества топлива, используемого на источниках АО «Мурманская ТЭЦ» | 263 |
| Рисунок 69 – Паспорта качества топлива, используемого на котельных АО «МЭС» | 267 |
| Рисунок 70 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной АО «ММТП» | 268 |
| Рисунок 71 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной №22..... | 269 |
| Рисунок 72. Динамика установленных тарифов для потребителей (население), присоединенных к сетям АО «Мурманская ТЭЦ»..... | 308 |
| Рисунок 73. Динамика установленных тарифов для потребителей (население), присоединенных к сетям АО «Мурманская ТЭЦ»..... | 308 |
| Рисунок 74. Динамика установленных тарифов для потребителей (население), присоединенных к сетям АО «Мурманская ТЭЦ»..... | 309 |
| Рисунок 75. Динамика установленных тарифов для потребителей, подключенных к тепловой сети без дополнительного преобразования на ТП, присоединенных к сетям АО «Мурманская ТЭЦ» | 309 |
| Рисунок 76. Динамика установленных тарифов для потребителей, подключенных к тепловой сети после ТП, присоединенных к сетям АО «МЭС»..... | 310 |
| Рисунок 77. Динамика установленных тарифов для потребителей, подключенных к тепловой сети без дополнительного преобразования на ТП, присоединенных к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ | 310 |
| Рисунок 78. Динамика установленных тарифов на тепловую энергию для потребителей АО «МЭС» (г. Мурманск) | 314 |

| | |
|---|-----|
| Рисунок 79. Динамика установленных тарифов на тепловую энергию для потребителей АО «МЭС» (п.Росляково)..... | 314 |
| Рисунок 80. Динамика установленных тарифов на передачу тепловой энергии с ГВ АО «МЭС»..... | 315 |
| Рисунок 81. Динамика установленных тарифов на ГВ от дизельной котельной..... | 318 |
| Рисунок 82. Динамика установленных тарифов на ГВ от угольной котельной..... | 318 |
| Рисунок 83. Динамика установленных тарифов на отборный пар потребителям АО «Завод ТО ТБО» | 320 |
| Рисунок 84. Динамика установленных тарифов на ГВ АО «ММТП» | 321 |
| Рисунок 85. Динамика установленных тарифов на ГВ ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ | 323 |

Определения

В настоящей главе применяются следующие термины с соответствующими определениями:

| Термины | Определения |
|--|---|
| Теплоснабжение | Обеспечение потребителей тепловой энергии тепловой энергией, теплоносителем, в том числе поддержание мощности |
| Система теплоснабжения | Совокупность источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями |
| Источник тепловой энергии | Устройство, предназначенное для производства тепловой энергии |
| Тепловая сеть | Совокупность устройств (включая центральные тепловые пункты, насосные станции), предназначенных для передачи тепловой энергии, теплоносителя от источников тепловой энергии до теплопотребляющих установок |
| Тепловая мощность (далее - мощность) | Количество тепловой энергии, которое может быть произведено и (или) передано по тепловым сетям за единицу времени |
| Тепловая нагрузка | Количество тепловой энергии, которое может быть принято потребителем тепловой энергии за единицу времени |
| Потребитель тепловой энергии (далее потребитель) | Лицо, приобретающее тепловую энергию (мощность), теплоноситель для использования на принадлежащих ему на праве собственности или ином законном основании теплопотребляющих установках либо для оказания коммунальных услуг в части горячего водоснабжения и отопления |
| Теплопотребляющая установка | Устройство, предназначенное для использования тепловой энергии, теплоносителя для нужд потребителя тепловой энергии |
| 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 (данное положение применяется к регулированию сходных отношений с участием индивидуальных предпринимателей) |
| Теплосетевая организация | Организация, оказывающая услуги по передаче тепловой энергии (данное положение применяется к регулированию сходных отношений с участием индивидуальных предпринимателей) |
| Смежная организация | Организации, владеющие на праве собственности или на ином законном основании технологически связанными тепловыми сетями и (или) источниками тепловой энергии в системе теплоснабжения. Под смежной организацией понимается также индивидуальный предприниматель, владеющий на праве собственности или на ином законном основании технологически связанными тепловыми сетями и (или) источниками тепловой энергии |
| Зона действия системы теплоснабжения | Территория городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, |

| Термины | Определения |
|--|--|
| | входящим в систему теплоснабжения |
| Зона действия источника тепловой энергии | Территория городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения |
| Установленная мощность источника тепловой энергии | Сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды |
| Располагаемая мощность источника тепловой энергии | Величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой 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.) |
| Мощность источника тепловой энергии нетто | Величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды |
| Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии | Режим работы теплоэлектростанций, при котором производство электрической энергии непосредственно связано с одновременным производством тепловой энергии |
| Теплосетевые объекты | Объекты, входящие в состав тепловой сети и обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии |
| Расчетный элемент территориального деления | Территория городского округа или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения |

Перечень принятых обозначений

| № п/п | Сокращение | Пояснение |
|-------|------------|---|
| 1 | БМК | Блочно-модульная котельная |
| 2 | ВПУ | Водоподготовительная установка |
| 3 | ГВС | Горячее водоснабжение |
| 4 | ЕТО | Единая теплоснабжающая организация |
| 5 | ЗАТО | Закрытое территориальное образование |
| 6 | ИП | Инвестиционная программа |
| 7 | ИТП | Индивидуальный тепловой пункт |
| 8 | МК, КМ | Муниципальная котельная |
| 9 | МУП | Муниципальное унитарное предприятие |
| 10 | НВВ | Необходимая валовая выручка |
| 11 | НДС | Налог на добавленную стоимость |
| 12 | ННЗТ | Неснижаемый нормативный запас топлива |
| 13 | НС | Насосная станция |
| 14 | НТД | Нормативная техническая документация |
| 15 | НЭЗТ | Нормативный эксплуатационный запас основного или резервного видов топлива |
| 16 | ОВ | Отопление и вентиляция |
| 17 | ОНЗТ | Общий нормативный запас топлива |
| 18 | ПИР | Проектные и изыскательские работы |
| 19 | ПНС | Повысительно-насосная станция |
| 20 | ПП РФ | Постановление Правительства Российской Федерации |
| 21 | ППУ | Пенополиуретан |
| 22 | СМР | Строительно-монтажные работы |
| 23 | СЦТ | Система централизованного теплоснабжения |
| 24 | ТЭ | Тепловая энергия |
| 25 | ХВО | Химводоочистка |
| 26 | ХВП | Химводоподготовка |
| 27 | ЦТП | Центральный тепловой пункт |
| 28 | ЭМ | Электронная модель системы теплоснабжения г. Мурманск |

Введение

Основанием для разработки Схемы теплоснабжения муниципального образования город Мурманск до 2042 г. является Федеральный закон от 27 июля 2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении», направленный на обеспечение устойчивого и надежного теплоснабжения потребителей.

В составе Схемы теплоснабжения предлагаются решения по повышению эффективности снабжения города тепловой энергией, рационального распределения тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии, разрабатываются мероприятия по повышению надежности систем теплоснабжения, реконструкции тепловых сетей, а также решается вопрос об обеспечении тепловой энергией перспективной застройки, определяются условия организации централизованного теплоснабжения и теплоснабжения с помощью индивидуальных источников, вносится предложение по определению единой теплоснабжающей организации и зоны ее действия. В составе обосновывающих материалов проведен технико-экономический анализ предлагаемых проектных решений, определена ориентировочная стоимость мероприятий и даны предложения по источникам инвестирования данных мероприятий.

Мурманск расположен на восточном побережье Кольского залива Баренцева моря. Крупнейший в мире город, расположенный за Северным полярным кругом. Один из основных портов России.

Мурманск — крупнейший в мире город, расположенный за Северным полярным кругом. В городе проживает 278,752 тыс. человек, что составляет 41,9 % населения области.

Город вытянулся более чем на 20 километров вдоль скалистого побережья Кольского залива, в 50 километрах от выхода в открытое море. Мурманск находится в 1967 километрах к северу от Москвы и в 1448 километрах к северу от Санкт-Петербурга. В 16 км к северу от города расположено закрытое административно-территориальное образование (ЗАТО) город Североморск, база Северного флота. Между Североморском и Мурманском имеется несколько посёлков-спутников (Сафоново, Сафоново-1), которые относятся к ЗАТО. Ближайший сосед с юга — город Кола. Мурманск, расширяясь, уже достиг южными микрорайонами окраин этого города. С запада и востока город окружают лесные массивы.

В соответствии со ст.1 закона Мурманской области № 1812-01-ЗМО от

19 декабря 2014 года «Об упразднении населенного пункта Мурманской области и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Мурманской области», поселок городского типа Росляково, ранее входивший в состав ЗАТО г.Североморск, упразднить в связи с его присоединением к городу Мурманску. В границы муниципального образования город Мурманск вносятся изменения в соответствии со ст.1 закона Мурманской области № 1813-01-ЗМО от 19 декабря 2014 года «О внесении изменений в законы Мурманской области «Об утверждении границ муниципальных образований в Мурманской области» и «Об утверждении границ административно-территориальной единицы город Мурманск». С 1 января 2015 года Росляково является жилым районом города Мурманска.

Город расположен на 3 морских террасах. На его территории очень сильны перепады высот. Самая высокая точка города — безымянная сопка на окраине высотой 305,9 метров. Самая низкая точка в городе-берег Кольского залива совпадает с уровнем моря.

Следуя природным особенностям территории, планировочная структура города носит дисперсный характер. Город амфитеатром расположен на естественных террасах и достаточно четко делится естественными преградами (Зеленым мысом и озером Семеновское, горой Горелой и озером Ледовое) на три планировочных района: Северный, Центральный и Южный. Эти районы в основном совпадают с территориями административных округов города, соответственно Ленинским, Октябрьским и Первомайским.

Город Мурманск расположен в довольно суровой по климатическим условиям субарктической зоне. Но за счет влияния теплого Нордкапского течения, являющегося продолжением Гольфстрима, климат его характеризуется продолжительной относительно мягкой зимой, прохладным сырым летом, высокой влажностью воздуха, большой облачностью и муссонными ветрами.

Климатические параметры:

Абсолютная минимальная температура воздуха – минус 39 °С;

Абсолютная максимальная температура воздуха – 33 °С;

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки – минус 28 °С;

Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца – 17,4 °С;

Продолжительность отопительного периода – 273 суток.

Мурманск является крупным морским транспортным узлом и рыбопромышленным центром Северо-Запада России, что обусловлено особенностями его экономико-географического положения.

Основными отраслями экономики Мурманска являются рыболовство и рыбопереработка, морской транспорт, судоремонт, морские, железнодорожные и автомобильные перевозки, металлообработка, пищевая промышленность, морская геология, геологоразведочные работы на шельфе арктических морей. Основные виды выпускаемой в городе продукции включают изделия из рыбы, консервы, металлоизделия, промысловое оборудование, тару и упаковочный материал.

В городе базируется мощный транспортный флот, в т.ч. танкерный и единственный в России крупнейший в мире мощный атомный ледокольный флот, обеспечивающий круглогодичную навигацию в Арктике; уникальный в европейской части России возможностью принимать в порту суда водоизмещением более 200 тысяч тонн.

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

1.1. Функциональная структура теплоснабжения

В границах города Мурманск действует 1 крупный источник с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии - Мурманская ТЭЦ, 11 отопительных котельных и 1 промышленно-отопительная котельная. Также на территории города находится уникальное предприятие – завод по переработке твердых бытовых отходов, на котором установлены мусоросжигательные котлы, способные вырабатывать тепловую энергию.

Централизованным теплоснабжением обеспечено более 90 % потребителей жилищного фонда.

1.1.1. Зоны деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними

Зоны эксплуатационной ответственности организаций, участвующих в системе теплоснабжения, определяются по границе балансовой принадлежности элементов системы теплоснабжения (объектов теплоснабжения), если ответственность за эксплуатацию тех или иных элементов теплоснабжения (объектов теплоснабжения) не устанавливается соглашением сторон договора теплоснабжения, договора оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя, договора поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя.

В настоящее время в г. Мурманск действует 10 систем централизованного теплоснабжения, в состав которых входят 14 источников теплоснабжения, в том числе Мурманская ТЭЦ. Перечень источников тепловой энергии представлен в таблице 1.

Объекты систем теплоснабжения города эксплуатируются следующими теплоснабжающими организациями:

– АО «Мурманская ТЭЦ»

На балансе предприятия находятся три самостоятельных источника тепловой энергии - Мурманская ТЭЦ, Южная котельная и Восточная котельная, а также большая часть магистральных тепловых сетей Октябрьского и Первомайского округов города. Отпуск тепловой энергии осуществляется как с коллекторов напрямую потребителям,

так и через внутриквартальные тепловые сети акционерного общества «Мурманэнергосбыт».

– **Акционерное общество «Мурманэнергосбыт» (далее АО «МЭС»)**

Осуществляет свою деятельность в сфере теплоснабжения как теплоснабжающая, теплосетевая и теплосбытовая организация. Организация эксплуатирует:

1) на основании права собственности:

– четыре источника тепловой энергии (котельная «Северная»; котельная «Роста», котельная «Абрам Мыс» и блочно-модульная котельная ул. Фестивальной) и тепловые сети от них в г. Мурманске;

– внутриквартальные тепловые сети и ЦТП в Октябрьском и Первомайском административных округах г. Мурманска;

– магистральные, внутриквартальные тепловые сети, насосные станции и ЦТП в Ленинском административном округе г. Мурманска,

– тепловые сети и ЦТП в районе Абрам-Мыс Первомайского округа г. Мурманска. Организация оказывает услуги по транспорту тепловой энергии АО «Мурманская ТЭЦ»;

– два источника тепловой энергии (котельные района Росляково) с магистральными и внутриквартальными тепловыми сетями от них.

Также на балансе АО «МЭС» находится 2 источника теплоснабжения, расположенные на территории города - котельная «Перинатального центра» (ул. Лобова, д. 8) и котельная противотуберкулезного диспансера (ул. Лобова, д. 12). Данные источники работают только в межотопительный период и обеспечивают тепловой энергией исключительно собственных потребителей, поэтому в настоящей далее в схеме теплоснабжения не рассматриваются.

Зоны эксплуатационной ответственности АО «Мурманская ТЭЦ» и АО «МЭС» в системах теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных, определенные по балансовой принадлежности объектов теплоснабжения, представлены графически на рисунках 1 - 2, а также в приложении М к Главе 1. Границы эксплуатационной ответственности определены в соответствии с постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 г. №808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

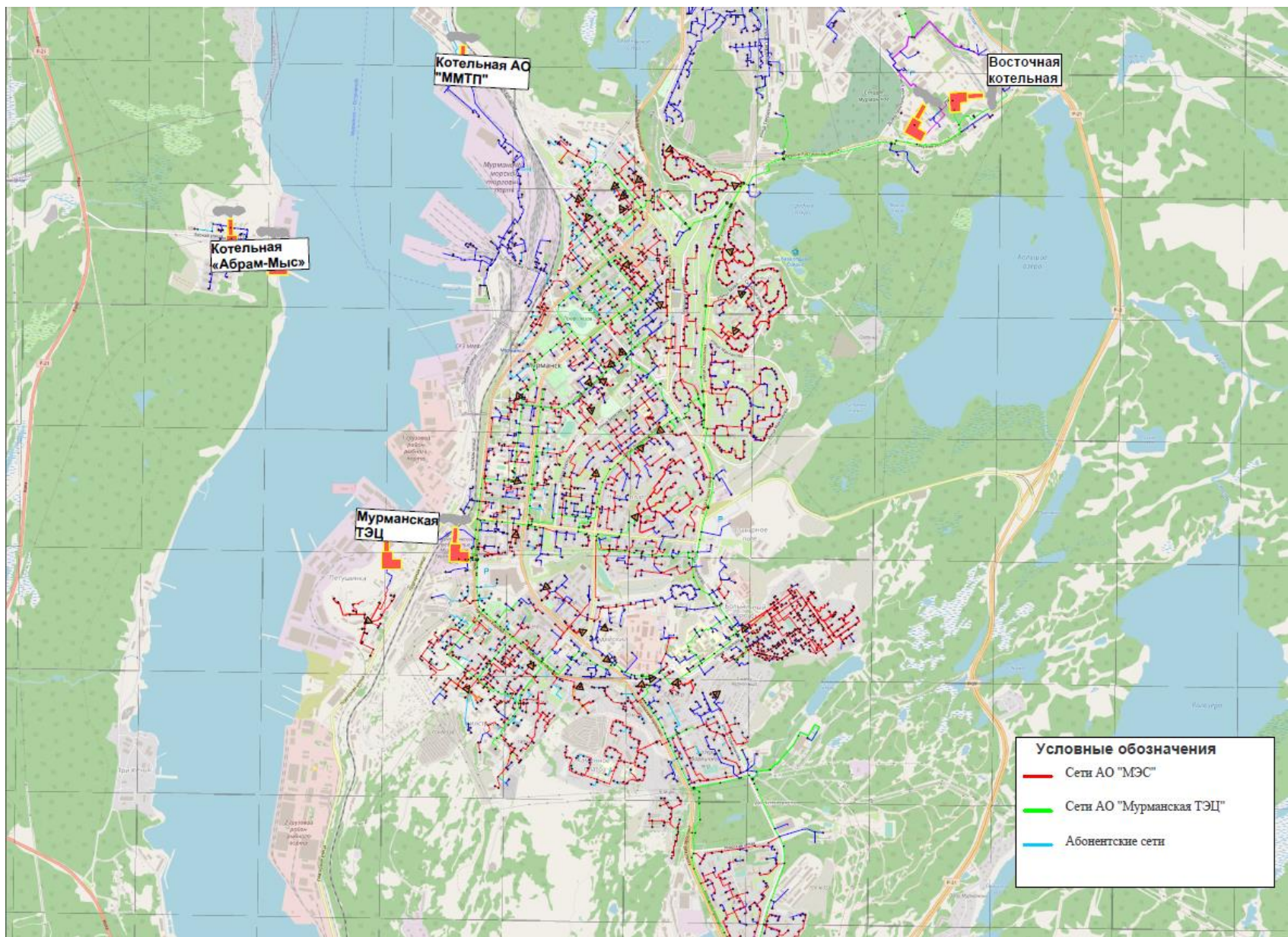


Рисунок 1. Зоны эксплуатационной ответственности АО «Мурманская ТЭЦ» и АО «МЭС» в системах теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных (начало)

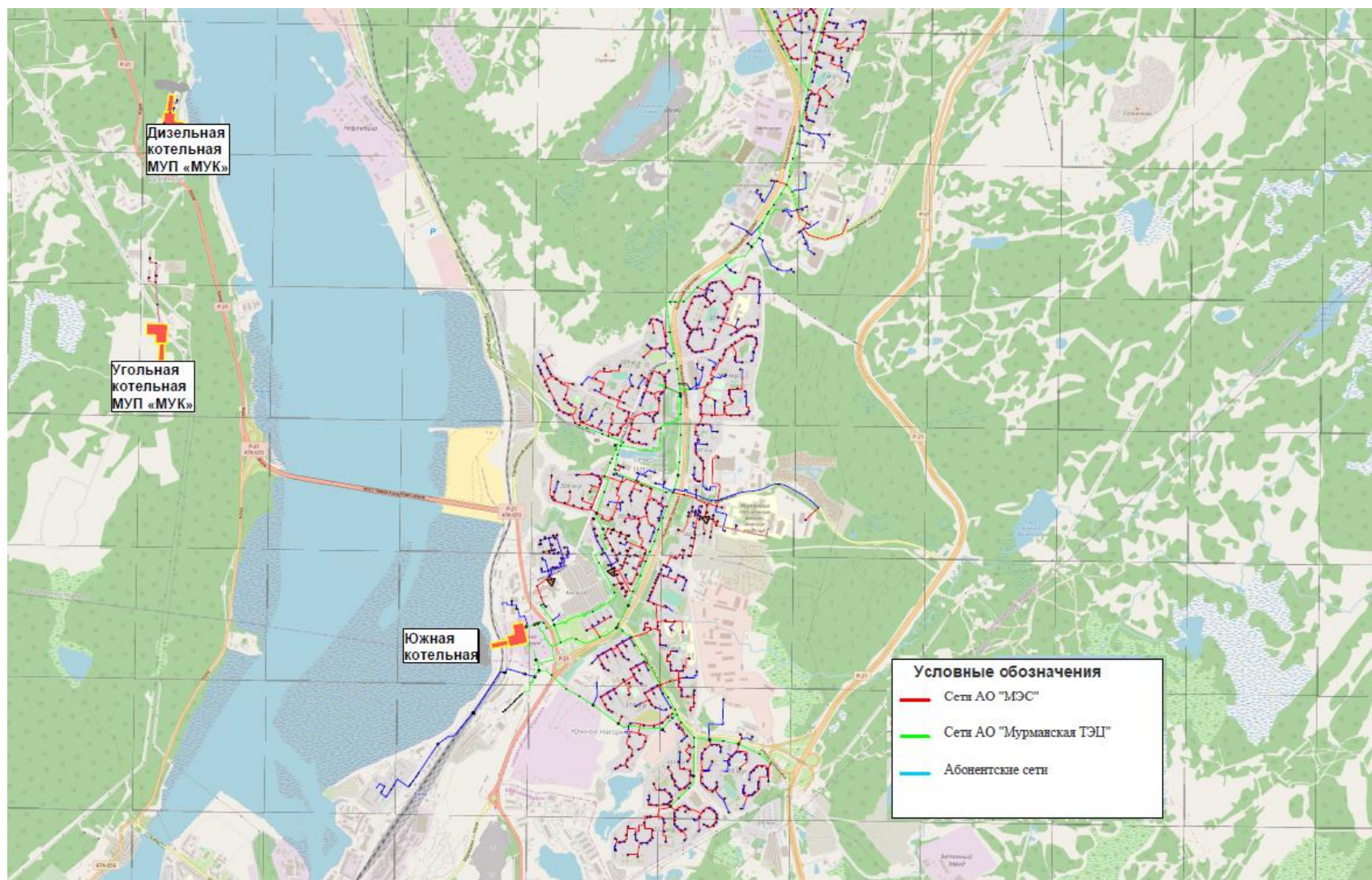


Рисунок 2 - Зоны эксплуатационной ответственности АО «Мурманская ТЭЦ» и АО «МЭС» в системах теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных (окончание)

– МУП «Мурманская управляющая компания» (далее – МУП «МУК»)

Предприятие является единственной теплоснабжающей организацией для населения, проживающего в районе «Дровяное» на территории города. На балансе находятся два источника тепловой энергии, теплоснабжение от которых осуществляется по муниципальным тепловым сетям.

– Филиал №1 АО «Завод ТО ТБО» (далее – АО «Завод ТО ТБО»)

Предприятие осуществляет продажу тепловой энергии в паре по собственной тепловой сети на Восточную котельную АО «Мурманская ТЭЦ».

– АО «Мурманский морской торговый порт» (далее – АО «ММТП»)

На территории предприятия расположен источник тепловой энергии и тепловые сети, частично находящиеся в собственности. Собственником котельной является АО «ММТП». Тепловая энергия поступает на нужды промпредприятий в зоне торгового порта, а также для теплоснабжения здания Мурманского морского вокзала.

– **Федеральное Государственное Бюджетное Учреждение «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства обороны Российской Федерации (ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ)** в лице Жилищно-коммунальной службы № 1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК Северного Флота (**ЖКС № 1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК СФ**).

Учреждение осуществляет эксплуатацию котельной, которая помимо теплоснабжения в/г № 6, обеспечивает подачу тепловых ресурсов населению двух многоквартирных домов по улице Мохнаткина Пахта жилого района Росляково.

Также в оперативном управлении Учреждения в г. Мурманске находятся участки тепловых сетей, тепловые пункты и 15 котельных, обеспечивающих тепловой энергией объекты войсковых частей и организаций Министерства обороны.

Распределение источников тепловой энергии по эксплуатирующим организациям также представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Структура систем теплоснабжения г. Мурманск

| № системы теплоснабжения | Тип и наименование источника | Адрес источника | Наименование эксплуатирующей организации |
|---------------------------------|-------------------------------------|---|--|
| 1 | Мурманская ТЭЦ | ул. Шмидта, сооружение 14 | АО «Мурманская ТЭЦ» |
| | Восточная котельная | ул. Домостроительная, сооружение 24 | АО «Мурманская ТЭЦ» |
| | Завод ТО ТБО | ул. Домостроительная, д.34 | Филиал №1 АО «Завод ТО ТБО» |
| | Южная котельная | ул. Фадеев ручей, сооружение 7 | АО «Мурманская ТЭЦ» |
| 2 | Котельная «Северная» | ул. Промышленная, д.15 | АО «МЭС» |
| | Котельная «Роста» | ул. Лобова, д.75 | АО «МЭС» |
| 3 | Котельная «Абрам Мыс» | ул. Судоремонтная, д.15 | АО «МЭС» |
| 4 | Котельная ТЦ «Росляково -1» | Район Росляково, ул. Заводская, д.11 | АО «МЭС» |
| 5 | Котельная ТЦ «Росляково Южное» | Район Росляково, ул. Молодежная | АО «МЭС» |
| 6 | Котельная «Фестивальная» | ул.Фестивальная, д.10 | АО «МЭС» |
| 7 | Угольная котельная МУП «МУК» | Район Дровяное | МУП «МУК» |
| 8 | Дизельная котельная МУП «МУК» | Район Дровяное, ул. Прибрежная | МУП «МУК» |
| 9 | Котельная АО «ММТП» | Портовый проезд, 22 | АО «ММТП» |
| 10 | Котельная №22 | в/г №6, район Росляково, ул. Мохнаткина Пахта | ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ |

1.1.2. Структура договорных отношений теплоснабжающих организаций

АО «Мурманская ТЭЦ» реализует тепловую энергию с коллекторов в горячей воде и паре. Порядка 30% тепловой энергии направляется непосредственно потребителю по собственным теплосетям, 70 % энергии реализуется через тепловые сети АО «МЭС», имеет место транспортировка по муниципальным тепловым сетям.

АО «МЭС» реализует тепловую энергию через собственные (арендуемые) тепловые сети потребителям.

МУП «МУК» осуществляет отопление и горячее водоснабжение потребителей микрорайона Дровяное, используя муниципальные тепловые сети.

Филиал №1 АО «Завод ТО ТБО» реализует тепловую энергию в паре, выработанную за счет термической обработки несортированных твердых бытовых отходов, на Восточную котельную АО «Мурманская ТЭЦ».

АО «ММТП» передает тепловую энергию в горячей воде потребителям промышленной зоны порта, а также на здание Мурманского морского вокзала.

ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК СФ самостоятельно осуществляет теплоснабжение потребителей от собственного источника.

Договоры теплоснабжения заключают соответствующие службы сбыта всех теплоснабжающих организаций, генерирующих тепловую энергию. Транспортировщиками тепловой энергии в г. Мурманск, осуществляющими комплекс организационных и технологически связанных действий, обеспечивающих передачу тепловой энергии и теплоносителя через тепловые сети и устройства, являются все теплоснабжающие и теплосетевые организации. В большинстве случаев договоры теплоснабжения со своими потребителями теплоисточник заключает напрямую. Также присутствуют подключения через теплосбытовые организации. В качестве контрагентов выступают юридические лица – предприятия, ТСЖ, УК, ЖСК.

Теплоснабжение потребителей осуществляется в соответствии с правилами организации теплоснабжения, утверждаемыми Правительством Российской Федерации. Потребители тепловой энергии приобретают тепловую энергию и (или) теплоноситель у теплоснабжающей организации по договору теплоснабжения, который является публичным. Структура системы теплоснабжения г. Мурманск представлена на рисунке 3.

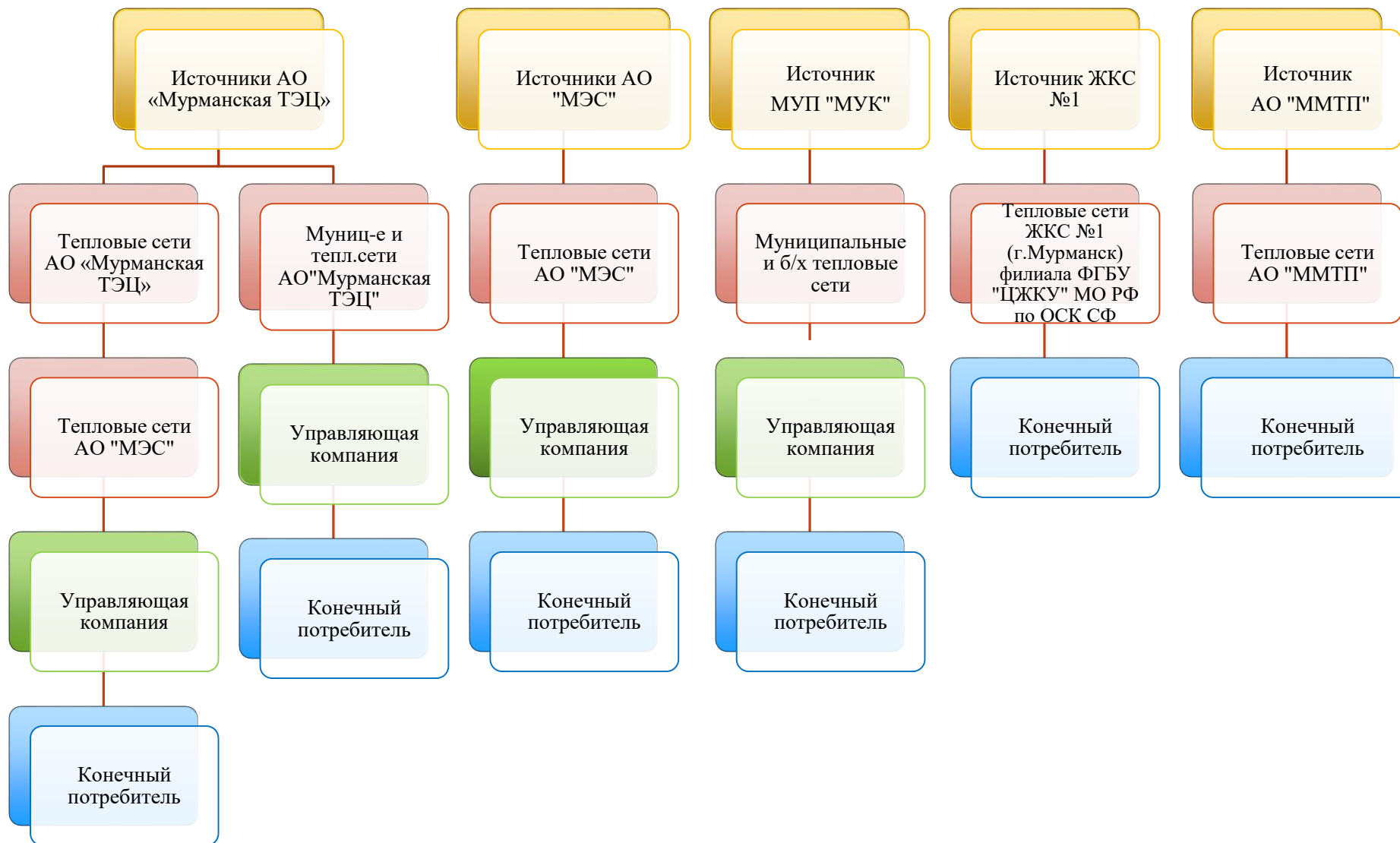


Рисунок 3. Структура системы централизованного теплоснабжения г. Мурманск

1.1.3. Зоны действия производственных котельных

Согласно полученным данным на территории г. Мурманск действует одна промышленно-отопительная котельная, расположенная на территории Мурманского Морского Торгового порта. Источник находится в долгосрочной аренде ФГУП «Росморпорт». Тепловая энергия направляется на нужды абонентов в промзоне торгового порта, а также для теплоснабжения здания Мурманского морского вокзала. Теплоснабжение потребителей жилых районов г. Мурманска от котельной не осуществляется.

1.1.4. Зоны действия индивидуального теплоснабжения

Автономные источники тепла имеют ряд промышленных объектов, расположенных в промышленных зонах на территории города, а также частично индивидуальная жилая застройка.

Зоны действия источников централизованного теплоснабжения подробно рассмотрены в части 4 Главы 1, а также отражены в приложениях К и Л к настоящей главе.



Рисунок 4. Существующее административное деление г. Мурманск

1.2. Источники тепловой энергии

1.2.1. АО «Мурманская ТЭЦ»

1.2.1.1. Общее описание

АО «Мурманская ТЭЦ» – теплоснабжающая организация, поставляющая тепловую энергию в Первомайский, Октябрьский и частично в Ленинский округа города Мурманска. На сегодняшний день предприятие представляет собой систему теплоснабжения, в которой действует три крупных источника тепловой энергии:

- Мурманская ТЭЦ и тепловые сети;
- Южная котельная и тепловые сети;
- Восточная котельная и тепловые сети.

Тепловые сети источников соединены между собой трубопроводами, диаметр которых, однако, не позволяет осуществлять работу нескольких источников на единую тепловую сеть (также имеется одна перемычка в п23/3 для подпитки (в летнем режиме работы) Больничного от Южной котельной). Тепловые сети источников отделены друг от друга секционирующими задвижками, которые в стационарном режиме работы закрыты.

АО «Мурманская ТЭЦ» осуществляет поставку 67 % производимой в городе тепловой энергии. Общая присоединенная нагрузка системы составляет 752,231 Гкал/ч, при имеющейся установленной мощности в 1137 Гкал/ч.

Каждый источник снабжает тепловой энергией потребителей, подключенных в зоне действия источника (теплоснабжения), в соответствии с оперативной схемой. Все три системы теплоснабжения связаны между собой на тепловых сетях, существует возможность частичного переключения нагрузок с одного источника на другой, что периодически реализуется в летний режим работы.

На источнике теплоснабжения Мурманская ТЭЦ (далее - Мурманская ТЭЦ), построенной в 1934 г., установлено 7 паровых (ТП-30 Р - 3 шт., ТП-35 У - 1 шт., БМ-35Р – 2 шт. и ГМ-50 -1 шт.) и 3 водогрейных котла (ПТВМ - 50 - 2 шт. и ПТВМ-100 – 1 шт.). На станции имеются 2 турбины, мощностью 6 МВт каждая. Производство электроэнергии на Мурманской ТЭЦ незначительно по сравнению с производством тепла. С октября 2011 года выработка электроэнергии Мурманской ТЭЦ осуществляется исключительно для собственных нужд предприятия, прекращена реализация сторонним потребителям в связи с высокой себестоимостью производства электрической энергии и, как следствие, неконкурентоспособной ценой.

Мурманская ТЭЦ работает круглогодично, температурный график отпуска тепловой энергии 120/70 °С, со срезкой по температуре в подающем трубопроводе на 115 °С (с учетом ограниченной мощности источника при температурах наружного воздуха ниже минус 26 °С).

Система теплоснабжения – двухтрубная, закрытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей составляет 282,686 Гкал/ч, в том числе:

- отопление – 235,040 Гкал/ч;
- вентиляция – 18,140 Гкал/ч;
- ГВС – 29,506 Гкал/ч.

На Восточной котельной, построенной в начале 1980-х гг., установлено 6 котлов - 3 паровых котла марки ГМ-50-14/250 и 3 водогрейных котла марки КВГМ-100. Котельная работает круглогодично, фактический температурный график отпуска тепловой энергии – 120/70 °С. Система теплоснабжения – двухтрубная, закрытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей составляет 166,508 Гкал/ч, в том числе:

- отопление – 126,020 Гкал/ч;
- вентиляция – 16,90 Гкал/ч;
- ГВС – 21,466 Гкал/ч;
- технологические нужды – 2,12 Гкал/ч (в т.ч. по пару – 1,4 Гкал/ч).

Южная котельная введена в эксплуатацию в 1972 г. и включает в себя 3 паровых котла марки ДКВР-20-13/250 и 5 водогрейных котлов марок ПТВМ -100-3 шт. и КВГМ-100 – 2 шт. Котельная работает круглогодично, фактический температурный график отпуска тепловой энергии – 120/70 °С. Система теплоснабжения – двухтрубная, закрытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей 303,037 Гкал/ч, в том числе:

- отопление – 241,33 Гкал/ч;
- вентиляция – 21,21 Гкал/ч;
- ГВС – 40,487 Гкал/ч.

Водогрейные котлы котельных Восточная и Южная работают самостоятельно по типовой схеме котельной и предназначены для обеспечения тепловой энергией в виде горячей воды установленных параметров жилых объектов и инфраструктуры восточной и южной частей г. Мурманска. Паровые котлы работают на удовлетворение собственных нужд котельных и на отпуск пара потребителям, также пар с котлов отпускается на теплообменники для подогрева сетевой воды.

В качестве основного и резервного топлива на всех источниках используется мазут марки топочный 100 зольный, теплотой сгорания порядка 9032 ккал/кг.

Аварийное топливо не предусмотрено. Топливо доставляется на источники посредством ж/д транспорта. Подъездные пути и склады хранения принадлежат АО «Мурманская ТЭЦ».

1.2.1.2. Структура и технические характеристики основного оборудования

Мурманская ТЭЦ

В состав основного оборудования входит:

- три паровых котла ТП-30 Р, производства ООО «Белгородский котельный завод», паспортной паропроизводительностью 30 т/ч каждый;
- один паровой котел ТП-35У, производства ООО «Белгородский котельный завод», паспортной паропроизводительностью 35 т/ч;
- два паровых котла БМ-35Р, производства ООО «Белгородский котельный завод», паспортной паропроизводительностью 40 т/ч каждый;
- один паровой котел ГМ-50, производства ООО «Белгородский котельный завод», паспортной паропроизводительностью 50 т/ч;
- два водогрейных котла ПТВМ-50, производства Машиностроительный завод «Татра», производительностью 45 и 45 Гкал/ч соответственно;
- один водогрейный котел ПТВМ-100, производства ОАО «Дорогобужский котельный завод», производительностью 86 Гкал/ч;
- паровая турбина Р-6-35-6, установленной электрической мощностью 6 МВт, производства ОАО «Калужский турбинный завод»;
- паровая турбина ПР-6-35-10\1,2, установленной электрической мощностью 6 МВт, производства ОАО «Калужский турбинный завод».

Южная котельная

- три паровых котла ДКВр-20-13/250, производства ОАО «Бийский котельный завод», паропроизводительностью 20 т/ч каждый;
- три водогрейных котла ПТВМ-100, производства ОАО «Дорогобужский котельный завод», производительностью 75 Гкал/ч каждый;
- два водогрейных котла КВГМ-100, производства ОАО «Дорогобужский котельный завод», производительностью 100 Гкал/ч каждый.

Восточная котельная

– три паровых котла ГМ-50-14/250, производства ООО «Белгородский котельный завод», производительностью 50 т/ч каждый;

– три водогрейных котла КВГМ-100, производства ОАО «Дорогобужский котельный завод», производительностью 100 Гкал/ч каждый.

Технические характеристики основного и вспомогательного оборудования источников АО «Мурманская ТЭЦ» - Мурманской ТЭЦ, Южной котельной и Восточной котельной - приведены в таблицах 2 - 13 соответственно.

Таблица 2 – Технические характеристики котлоагрегатов АО «Мурманская ТЭЦ»

| Тип котлоагрегата, ст. № | Год ввода в эксплуатацию | Производительность проектная/фактическая, тонн/ч (Гкал/ч) | Давление расчётное, кг/см ² | Температура пара, (воды), °С | КПД «брутто» по данным последних испытаний, % | Тип экономайзера | Завод-изготовитель котлов | Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов | Год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса |
|--------------------------|--------------------------|---|--|------------------------------|---|--|----------------------------------|--|--|
| Мурманская ТЭЦ | | | | | | | | | |
| Энергетические котлы | | | | | | | | | |
| ТП -30Р, № 1 | 1954 | 30/30 | 23 | 375 | 89,33 | двухпакетный стальной горизонтальный змеевиковый | Белгородский котельный завод | 2017 год | 2017 год |
| ТП -30Р, № 2 | 1957 | 30/30 | 23 | 375 | 89,33 | двухпакетный стальной горизонтальный змеевиковый | Белгородский котельный завод | 2019 год | 2018 год |
| ТП -30Р, № 3 | 1958 | 30/30 | 23 | 350 | 88,99 | однопакетный стальной горизонтальный змеевиковый | «Красный котельщик» г. Таганрог | 2018 год | 2017 год |
| ТП -35-У, № 4 | 1960 | 35/35 | 39 | 450 | 90,17 | двухпакетный стальной змеевиковый гладкотрубный | Белгородский котельный завод | 2019 год | 2019 год |
| БМ-35Р, № 5 | 1962 | 35/40 | 39 | 450 | 90,18 | трехпакетный стальной змеевиковый | Белгородский котельный завод | 2018 год | 2019 год |
| БМ-35Р, № 6 | 1963 | 35/40 | 39 | 450 | 90,18 | кипящего типа | Белгородский котельный завод | 2018 год | 2018 год |
| ГМ-50, № 7 | 1964 | 50/50 | 39 | 440 | 90,19 | двухпакетный стальной змеевиковый кипящего типа | Белгородский котельный завод | 2019 год | 2017 год |
| Водогрейные котлы | | | | | | | | | |
| ПТВМ-50, №8 | 1965 | 50/45,0 | 16 | 150 | 88,29 | - | Машиностроительный завод «Татра» | 2018 год | 2018 год |
| ПТВМ-50, №9 | 1966 | 50/45,0 | 16 | 150 | 90,4 | - | Машиностроительный завод «Татра» | 2019 год | 2019 год |
| ПТВМ-100, №10 | 1970 | 100/86 | 16 | 150 | 87,43 | - | Дорогобужский котельный завод | 2019 год | 2020 год |

| Тип котлоагрегата, ст. № | Год ввода в эксплуатацию | Производительность проектная/фактическая, тонн/ч (Гкал/ч) | Давление расчётное, кг/см ² | Температура пара, (воды), °С | КПД «брутто» по данным последних испытаний, % | Тип экономайзера | Завод-изготовитель котлов | Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов | Год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса |
|----------------------------|--------------------------|---|--|------------------------------|---|-------------------------------------|-------------------------------|--|--|
| Южная котельная | | | | | | | | | |
| Паровые котлы | | | | | | | | | |
| ДКВР-20-13/250 № 1 | 1973 | 20 | 13 | 250 | 90,48 | чугунный, блочный, отдельно стоящий | Бийский котельный завод | 2018 год | 2015 год |
| ДКВР-20-13/250 № 2 | 1973 | 20 | 13 | 250 | 89,65 | чугунный, блочный, отдельно стоящий | Бийский котельный завод | 2018 год | 2018 год |
| ДКВР-20-13/250 № 3 | 1973 | 20 | 13 | 250 | 89,42 | чугунный, блочный, отдельно стоящий | Бийский котельный завод | 2019 год | 2017 год |
| Водогрейные котлы | | | | | | | | | |
| ПТВМ-100, № 4 | 1974 | 100/75 | 16 | 150 | 89,76 | - | Дорогобужский котельный завод | 2020 год | 2020 год |
| ПТВМ-100, № 5 | 1974 | 100/75 | 16 | 150 | 89,3 | - | Дорогобужский котельный завод | 2018 год | 2018 год |
| ПТВМ-100, № 6 | 1975 | 100/75 | 16 | 150 | 89,54 | - | Дорогобужский котельный завод | 2019 год | 2019 год |
| КВГМ-100, № 7 | 1992 | 100 | 16 | 150 | 90,67 | - | Дорогобужский котельный завод | 2018 год | 2019 год |
| КВГМ-100, № 8 | 1994 | 100 | 16 | 150 | 90,67 | - | Дорогобужский котельный завод | 2018 год | 2020 год |
| Восточная котельная | | | | | | | | | |
| Паровые котлы | | | | | | | | | |
| ГМ-50-14/250, № 1 | 1982 | 50 | 14 | 250 | 90,85 | чугунный, блочный | Белгородский котельный завод | 2020 год | 2017 год |
| ГМ-50-14/250, № 2 | 1983 | 50 | 14 | 250 | 90,85 | чугунный, блочный | Белгородский котельный завод | 2018 год | 2015 год |
| ГМ-50-14/250, № 3 | 1985 | 50 | 14 | 250 | 91,37 | чугунный, блочный | Белгородский котельный завод | 2016 год | 2019 год |
| Водогрейные котлы | | | | | | | | | |
| КВГМ-100, № 4 | 1983 | 100 | 16 | 150 | 91,06 | - | Дорогобужский котельный завод | 2019 год | 2018 год |
| КВГМ-100, № 5 | 1984 | 100 | 16 | 150 | 91,06 | - | Дорогобужский котельный завод | 2020 год | 2018 год |
| КВГМ-100, № 6 | 1986 | 100 | 16 | 150 | 91,06 | - | Дорогобужский котельный завод | 2015 год | 2017 год |

Таблица 3 – Технические характеристики турбоагрегатов на Мурманской ТЭЦ

| Турбоагрегат | Ст. № | Завод изготовитель | Год ввода | УЭМ, МВт | УТМ, Гкал/ч | | | Давление острого пара, Мпа | Температура острого пара, град. °С |
|----------------|-------|---------------------|-----------|----------|---------------------|----------------------|----------------------|----------------------------|------------------------------------|
| | | | | | УТМ всего, Гкал/час | Отопительных отборов | Промышленных отборов | | |
| Р-6-35/6 | № 3 | Калужский турбинный | 1962 | 6,0 | 33,0 | 33,0 | - | 3,4 | 435 |
| ПР-6-35/10/1,2 | № 4 | | 1963 | 6,0 | 41,0 | 41,0 | 17,0 | 3,4 | 435 |
| Итого: | | | | 12,0 | 74,0 | 57,0 | 17,0 | | |

Таблица 4 – Технические характеристики энергетических котлоагрегатов Мурманской ТЭЦ

| Марка котла | Ст. № | Год ввода | Производительность, т/ч | Параметры острого пара | | Вид сжигаемого топлива | |
|-------------|-------|-----------|-------------------------|-------------------------------|-----------------|------------------------|-----------|
| | | | | давление, кгс/см ² | температура, °С | основное | резервное |
| ТП-30 Р | № 1 | 1958 | 30 | 23 | 375 | Мазут топочный 100 | Нет |
| ТП-30 У | № 2 | 1957 | 30 | 23 | 375 | | |
| ТП-30 Р | № 3 | 1954 | 30 | 23 | 350 | | |
| ТП-35 У | № 4 | 1960 | 35 | 39 | 450 | | |
| БМ-35 | № 5 | 1962 | 40 | 39 | 450 | | |
| БМ-35 | № 6 | 1963 | 40 | 39 | 450 | | |
| ГМ-50-1 | № 7 | 1964 | 50 | 39 | 440 | | |

Таблица 5 – Технические характеристики пиковых водогрейных котлоагрегатов Мурманской ТЭЦ

| Марка котла | Ст.№ | Год ввода | Производительность, Гкал/ч | Номинальная температура теплоносителя, °С, на входе в КА | Номинальная температура теплоносителя, °С, на выходе из КА | Вид сжигаемого топлива | |
|-------------|------|-----------|----------------------------|--|--|------------------------|-----------|
| | | | | | | основное | резервное |
| ПТВМ-50 | № 8 | 1965 | 45 | 104 | 114-136 | Мазут топочный 100 | Нет |
| ПТВМ-50 | № 9 | 1966 | 45 | 104 | 120-140 | | |
| ПТВМ-100 | № 10 | 1970 | 86 | 104 | 115-146 | | |
| Итого: | | | 176 | | | | |

Таблица 6 – Количество горелок и тягодутьевых установок на теплоисточниках АО «Мурманская ТЭЦ»

| Наименование котла | Станционный номер котла | Количество горелок на котел | Дутьевой вентилятор | | | Дымосос | Q, тыс.м3/ч |
|----------------------------|-------------------------|-----------------------------|---------------------|-------------|--------|--------------|-------------|
| | | | Тип | Q, тыс.м3/ч | Кол-во | | |
| Мурманская ТЭЦ | | | | | | | |
| ТП – 30Р | Ст.№1 | 4 | ВД-13,5 | 40 | | Д-15,5 | 61 |
| ТП – 30Р | Ст.№2 | 4 | ВД-15,5 | 34 | | Д-15,5 | 61 |
| ТП – 30Р | Ст.№3 | 4 | ВД-15,5 | 53 | | Д-15,5 | 65 |
| ТП – 35У | Ст.№4 | 4 | ВД-13,5 | 38 | | Д-15,5 | 61 |
| БМ – 35Р | Ст.№5,6 | 4 | ВД-15,5 | 53 | | Д-15,5 | 69 |
| ГМ – 50 | Ст.№7 | 6 | ВД-15,5 | 53 | | Д-18 | 91 |
| ПТВМ-50 | Ст.№8, 9 | 12 | Ц-14-46 | 5,5 | 12 | | |
| ПТВМ-100 | Ст.№10 | 16 | Ц-14-46-5-01 | 10 | 16 | | |
| Южная котельная | | | | | | | |
| ДКВР-20-13/250 | Ст. № 1, 2, 3 | 3 (типа ГМГ- 5М) | ВД-10 | 23 | 1 | Д-13,5 | 50 |
| ПТВМ-100 | Ст. № 4, 5 | 16 | Ц-14-46-5 | 10 | 16 | | |
| | Ст.№ 6, | 16 | Ц-14-46-5 | 10 | 16 | ДН-222-062ГМ | 252 |
| КВГМ – 100 | Ст.№ 7, 8 | 3 (типа ПГМГ-40 ПД) | ВДН-18 | 150 | 1 | ДН-222-062ГМ | 252 |
| Восточная котельная | | | | | | | |
| ГМ – 50-14-250 | Ст. № 1, 2, 3 | 4 | ВДН-15 | 50 | | ДН-19 | 82 |
| КВГМ-100 | Ст. № 4 | 3 (типа ПГМГ-40 ПД) | ВДН-15 | 50 | | ДН-18х2 | 180 |
| | Ст. № 5, 6 | 3 (типа ПГМГ-40 ПД) | ВДН-17 | 73 | | ДН-18-2 | 180 |

Таблица 7 – Технические характеристики теплообменных аппаратов Мурманской ТЭЦ

| № подогревателя | Назначение | Марка (тип) | Рабочее давление, кг/см ² | Расч. давление, кг/см ² | | Температура, °С | | Поверхность нагрева, м ² |
|-----------------|---|--------------|--------------------------------------|------------------------------------|------|-----------------|------|-------------------------------------|
| | | | | воды | пара | воды | пара | |
| №1 | Бойлер основной | БО-350 | 2/14 | 14 | 2 | 116 | 133 | 350 |
| №2 | Бойлер основной | БО-350 | 2/14 | 14 | 2 | 116 | 133 | 350 |
| №1 | Бойлер пиковый | БП-200 | 7/14 | 14 | 7 | 135 | 250 | 200 |
| №2 | Бойлер пиковый | БП-200 | 7/14 | 14 | 7 | 135 | 250 | 200 |
| №3 | Бойлер пиковый | БП-200 | 7/14 | 14 | 7 | 135 | 250 | 200 |
| №1 | Охладитель конденсата | ПП1-53-7 IV | 7/14 | 16 | 7 | 150 | 250 | 53,9 |
| № 2 | Охладитель конденсата | ПП1-53-7 IV | 7/14 | 16 | 7 | 150 | 250 | 53,9 |
| № 3 | Охладитель конденсата | ПП1-53-7 IV | 7/14 | 16 | 7 | 150 | 250 | 53,9 |
| №1 | Подогреватель высок.давления | ПВ60-4 | 9/75 | 89 | 8 | 170 | 300 | 200/1100 |
| №2 | Подогреватель высок.давления | ПВ60-4 | 8/74 | 89 | 8 | 170 | 300 | 200/1100 |
| №3 | Подогреватель высок.давления | ПВ60-4 | 7.8/72.5 | 89 | 8 | 170 | 300 | 200/110 |
| №4 | Подогреватель высок.давления | ПВ60-4 | 8/89 | 89 | 8 | 170 | 330 | 200/1100 |
| №1 | Охладитель конденсата калориферов котлов | ОККК-1 | 7/16 | 16 | 7 | 150 | 250 | 53,9 |
| №2 | Охладитель конденсата калориферов котлов | ОККК-2 | 7/16 | 16 | 7 | 150 | 250 | 53,9 |
| №1 | Охладитель конденсата мазутных подогревателей | ОКМП-1 | 7/16 | 16 | 7 | 150 | 250 | 53,9 |
| №2 | Охладитель конденсата мазутных подогревателей | ПП2-24-0,7-2 | 7/16 | 16 | 7 | 150 | 250 | 24,4 |

Таблица 8 – Технические характеристики теплообменных аппаратов Южной котельной

| № подогревателя | Назначение | Тип, марка | Рабочее давление, кг/см ² | Расчетное давление, кг/см ² | Температура, °С | | Поверхность нагрева, м ² |
|-----------------|-----------------------------|----------------------|--------------------------------------|--|-----------------|-----------|-------------------------------------|
| | | | | | Корпус | Тр. пучок | |
| №1 | Охладитель подпиточной воды | ПВ 273-4-1,0-РГ-2-Уз | 10 | 14 | 150 | 105 | 41,12 |
| №1 | Подогреватель сырой воды | ПВ 273-4-1,0-РГ-1-Уз | 10 | 14 | 150 | 105 | 20,56 |
| №2 | Подогреватель сырой воды | ПВ 273-4-1,0-РГ-3-Уз | 10 | 14 | 150 | 105 | 61,68 |
| №1 | Сетевой подогреватель | ПП1-53-7-IV | 16 | 16 | 250 | 130 | 53,9 |
| №2 | Сетевой подогреватель | ПП1-53-7-IV | 16 | 16 | 250 | 130 | 53,9 |
| №3 | Сетевой подогреватель | ПП1-53-7-IV | 16 | 16 | 200 | 180 | 53,9 |
| №4 | Сетевой подогреватель | ПП1-53-7-IV | 16 | 16 | 250 | 150 | 53,9 |
| №5 | Сетевой подогреватель | ПП1-53-7-IV | 16 | 16 | 250 | 130 | 53,9 |

Таблица 9 – Технические характеристики теплообменных аппаратов Восточной котельной

| № подогревателя | Назначение | Марка (тип) | Рабочее давление, кг/см ² | Расчетное давление, кг/см ² | Температура, °С | | Поверхность нагрева, м ² |
|-----------------|--------------------------|----------------------|--------------------------------------|--|-----------------|-----------|-------------------------------------|
| | | | | | Корпус | Тр. пучок | |
| №1 | Подогреватель сырой воды | ПП1-53-0,7-4 | 7 | 16 | 250 | 70-150 | 53,0 |
| №1 - 5 | Сетевые подогреватели | 05 ОСТ 34-577-68 | 16 | 16 | 180 | 150 | 53,9 |
| №6 - 8 | Сетевой подогреватель | ПП1-53-0,7-4 | 16 | 16 | 200 | 180 | 53,0 |
| № 10-11 | Сетевой подогреватель | ПП1-75кп/23-ок-16-II | 16 | 16 | 250 | 150 | 105,0 |

Таблица 10 – Характеристика деаэраторов, установленных на теплоисточниках АО «Мурманская ТЭЦ»

| № п/п | Назначение | Станционный номер | Емкость, м3 | Год установки |
|----------------------------|------------------------------|-------------------|-------------|---------------|
| Мурманская ТЭЦ | | | | |
| 1 | Питательный деаэратор №1 | ПД-1 | 29 | 2009 |
| 2 | Питательный деаэратор №2 | ПД-2 | 29 | 2008 |
| 3 | Питательный деаэратор №3 | ПД-3 | 29,5 | 2017 |
| 4 | Питательный деаэратор №4 | ПД-4 | 29,5 | 2017 |
| 5 | Сетевой деаэратор №1 | СД-1 | 35 | 2016 |
| 6 | Сетевой деаэратор №2 | СД-2 | 35 | 1981 |
| Южная котельная | | | | |
| 1 | Питательный деаэратор (ПД) | 1 | 50 | 2012 |
| 2 | Сетевой деаэратор № 1 (СД-1) | 1 | 35 | 2015 |
| 3 | Сетевой деаэратор № 2 (СД-2) | 2 | 50 | 1993 |
| Восточная котельная | | | | |
| 1 | Подогреватель сырой воды | ПП1-53-0,7-4 | 7 | 2016 |
| №1 – 5 | Сетевые подогреватели | 05 ОСТ 34-577-68 | 16 | 2016 |

Таблица 11 – Технические характеристики вспомогательного оборудования на Мурманской ТЭЦ

| Наименование оборудования | Тип оборудования | Характеристика оборудования | Кол-во |
|-------------------------------|-----------------------|--|--------|
| Насосы питательные | ПЭ 65-42 | 65м ³ /ч, 33 кг/см ² , 2940 об/мин, 125 кВт, 380В | 3 ед. |
| | ПЭ 150-56 | 150 м ³ /ч, 58 кг/см ² , 2980 об/мин, 500 кВт, 6000В | 1 ед. |
| | ПЭ 100-53 | 100м ³ /ч, 58кг/см ² , 2970 об/мин, 320кВт, 6000В | 3 ед. |
| Насосы сетевые | СЭ 1250 x 140 | 1260 м ³ /час, 12,3кг/см ² , 1480об/мин, 630кВт, 6000В | 4 ед. |
| | КРНА-300/660/40-АО191 | 1250м ³ /час, 14кг/см ² , 1491об/мин, 710кВт, 6000В | 1 ед. |
| Насосы подпиточные | К 100-65-250 | 90м ³ /час, 6,7кг/см ² , 2900об/мин, 40кВт, 380В | 5 ед. |
| Насосы конденсатные | 8КСД 5x3 | 95м ³ /ч, 8,2кг/см ² , 1475об/мин, 55кВт, 380В | 3 ед. |
| Насосы холодной воды | 6 К 8 | 105м ³ /ч, 4,5кг/см ² , 1470об/мин, 98кВт | 3 ед. |
| Насосы рециркуляционные | НКУ-250 | 250м ³ /ч, 3,2кг/см ² , 1460об/мин, 126кВт | 7 ед. |
| Аккумуляторные баки | | отсутствуют | |
| Насосы топливные питательные | 5 Н 5X4 | 68 м ³ /ч; 250 м вод.ст.; 110 кВт | 2 ед. |
| | 4 Н 5X4 | 36 м ³ /ч; 220 м вод.ст.; 50 кВт | 1 ед. |
| Насосы топливные рециркуляция | 5НК-9X1 | 65 м ³ /ч; 38 м вод.ст.; 18,5 кВт | 1 ед. |
| | 6НК-5X1 | 135 м ³ /ч; 65 м вод.ст.; 22кВт | 2 ед. |
| Насосы топливные погружные | 12НА- 22X6 | 145 м ³ /ч; 54 м вод.ст.; 30кВт | 4 ед. |
| Вентиляторы | ВД - 15,5 | 34100м ³ /ч, 250мм.в.ст, 740 об/мин, 75 кВт | 5 ед. |
| | ВД - 13,5 | 40000м ³ /ч, 295 мм.в.ст, 985 об/мин, 75 кВт | 2 ед. |
| Деаэратор питательный | ДСА - 100 | 100 м ³ /ч | 4 ед. |

| Наименование оборудования | Тип оборудования | Характеристика оборудования | Кол-во |
|--|--|--|--------|
| Деаэратор сетевой | ДСА - 100 | 100 м ³ /ч | 2 ед. |
| Подогреватели пароводяные | БО-350 | Снагр.= 350м ² ; G=1150м ³ /ч Р пара = 2 кгс/см ² , Рв=14кг/см ² | 2 ед. |
| | БП-200 | Снагр.= 200 м ² ; G=750м ³ /ч; Р пара=7 кгс/см ² , Рв=14кг/см ² . | 3 ед. |
| Дымовая труба (высота м) | | 100 м | 1 ед. |
| | | 150 м | 1 ед. |
| Аккумуляторные баки | | отсутствуют | |
| Характеристика мазутного хозяйства, объём, диаметр резервуаров | вертикальные с прямоугольным сечением железобетонные | V=2000 м ³ | 2 ед. |
| | вертикальные цилиндрические железобетонные | V=3000 м ³ ; D=26 м | 2 ед. |
| | вертикальные цилиндрические железобетонные | V=5000 м ³ ; D=30 м | 1 ед. |

Таблица 12 – Технические характеристики вспомогательного оборудования на Восточной котельной

| Наименование оборудования | Тип оборудования | Характеристика оборудования | Кол-во |
|--|---|--|--------|
| Насосы питательные | ЦНСГ 60 - 198 | 60м ³ /ч, 40мм.в.ст., 55кВт, 380В, 2950 об/мин. | 3 ед. |
| Насосы сетевые | СЭ 1250 x 140 | 1250 м ³ /ч; 140 м вод.ст., 630кВт,6000В,1470об/мин | 5 ед. |
| Насосы подпиточные | К 100-65-250 | 45кВт, 2950 об/мин, 100м ³ /ч, 380В | 1 ед. |
| | К 100-65-250 | 45кВт, 2950 об/мин, 100м ³ /ч, 380В | 1 ед. |
| Насосы холодной воды | К 100-65-250 | 45кВт, 2950 об/мин, 100м ³ /ч, 380В | 1 ед. |
| | 4к – 90/85а | 90м ³ /ч, 55кВт, 1470об/мин, 380В | 1 ед. |
| | Д 200-95 | 200м ³ /ч, 75кВт, 2920 об/мин, 380В | 1 ед. |
| Насосы рециркуляционные | НКУ 630/80 | 630м ³ /ч, 84м.в.ст., 200кВт, 380В, 2935об/мин | 3 ед. |
| Аккумуляторные баки | | отсутствуют | |
| Насосы топливные питательные | 4 Н5Х4 | 75кВт, 25 кгс/см ² , 30м ³ /ч,- 2шт; 110кВт, 25 кгс/см ² , 2,30м ³ /ч,-1шт | 3 ед. |
| Насосы топливные рециркуляция | 6НК-9Х1 | 120 м ³ /ч; 65м вод.ст.; 55кВт | 1 ед. |
| | 5НК-9Х1 | 70 м ³ /ч; 54 м вод.ст.; 22кВт | 1 ед. |
| Насосы топливные погружные | 12НА- 22Х6 | 120 м ³ /ч; 54 м вод.ст.;40кВт | 2 ед. |
| Дымососы | Д Н - 19 | 180000м ³ /ч, 320кВт, 6000В, 600об/мин | 3 ед. |
| | Д Н - 118х2 | 82000м ³ /ч, 200кВт, 985об/мин, 6000В | 3 ед. |
| Вентиляторы | ВДН - 17 | 70000м ³ /ч, 160кВт, 735об/мин, 400В | 7 ед. |
| | ВДН - 15 | 48000м ³ /ч, 75кВт, 380В, 750об/мин, 365мм.в.ст. | 2 ед. |
| Дымовая труба (высота м) | | 120 м | 1 ед. |
| Аккумуляторные баки | | отсутствуют | |
| Характеристика мазутного хозяйства, объём, диаметр резервуаров | Стальные вертикальные цилиндрические наземные | V=10 000 м ³ ; D=28,5 м | 4 ед. |

Таблица 13 – Технические характеристики вспомогательного оборудования на Южной котельной

| Наименование оборудования | Тип оборудования | Характеристика оборудования | Кол-во |
|--|---|---|--------|
| Насосы питательные | ЦНСГ- 60 -198 | 198 м ³ /ч; 228 м вод.ст.; 55 кВт | 1 ед. |
| | ЦНСГ-60-264 | 264 м ³ /ч; 304 м вод.ст.; 75 кВт | 3 ед. |
| Насосы сетевые | СЭ 1250 х 140 | 1250 м ³ /ч; 140 м вод. ст.; 630 кВт | 4 ед. |
| | KRNA-300/660 /40A-O19 | 1250 м ³ /ч; 140 м вод. ст.; 710 кВт | 2 ед. |
| | ЗВ 200-2 | 450 м ³ /ч; 84 м вод.ст.; 160 кВт | 2 ед. |
| Насосы подпиточные | К 90/85 | 90 м ³ /ч; 87 м вод.ст.; 37 кВт | 2 ед. |
| | Д 200-90 (а) | 200 м ³ /ч; 90 (74) м вод.ст.; 132 (90) кВт | 2 ед. |
| Насосы аварийной подпитки | 1Д 200-906 УХЛ | 160 м ³ /ч; 62 м вод.ст.; 55 кВт | 1 ед. |
| Насосы холодной воды | К 160/30 - УХЛ | 160 м ³ /ч; 30 м вод.ст.; 30 кВт | 2 ед. |
| Насосы рециркуляционные | СЭ 800-55 | 800 м ³ /ч; 55 м вод.ст.; 200 кВт | 4 ед. |
| | НКУ - 630/80 | 630 м ³ /ч 80 м.в.ст. | 1 ед. |
| | НКУ - 250 | 250 м ³ /ч; 32 м вод.ст.; 55 кВт | 3 ед. |
| Аккумуляторные баки | | отсутствуют | |
| Насосы топливные питательные | 5 Н 5Х4 | 98 м ³ /ч; 320 м вод.ст.; 160 кВт | 3 ед. |
| Насосы топливные рециркуляция | 5НК-9Х1 | 70 м ³ /ч; 47 м вод.ст.; 20 кВт | 1 ед. |
| | 5НК-5Х1 | 90 м ³ /ч; 80 м вод.ст.; 55кВт | 1 ед. |
| Насосы топливные погружные | 12НА- 22Х6 | 150 м ³ /ч; 54 м вод.ст.; 32кВт | 2 ед. |
| | 12НА- 22Х6 | 150 м ³ /ч; 54 м вод.ст.; 40кВт | 2 ед. |
| Дымососы | Д - 13,5 | 50 тыс.м ³ /ч;160 мм вод.ст.; 40 кВт | 3 ед. |
| | ДН - 22х2 | 250 тыс. м ³ /ч;195 м.в.ст., 250 кВт | 3 ед. |
| Вентиляторы | ВД - 10 | 23 тыс.м ³ /ч; 150 мм вод.ст.; 30 кВт | 3 ед. |
| | ВДН - 18 | 150 тыс.м ³ /ч; 420 кг/м2, 200 кВт | 2 ед. |
| Деаэратор питательный | ДСА - 100 | 100 м ³ /ч | 1 ед. |
| Деаэратор сетевой | ДСА - 75 | 75 м ³ /ч | 1 ед. |
| | ДСА - 200 | 200 м ³ /ч | 1 ед. |
| Подогреватели пароводяные | СП1,2,5 МВН 1437-06 | S нагр= 62,3 м ² Pраб.= 16кгс/см2 | 3 ед. |
| | СП3,4 05ОСТ 34-577-68 | S нагр= 53,9 м ² Pраб.= 16кгс/см3 | 2 ед. |
| Подогреватели водо-водяные | отсутствуют | | |
| Дымовая труба (высота м) | | 100 м | 1 ед. |
| | | 180 м | 1 ед. |
| Аккумуляторные баки (диаметр) | | отсутствуют | |
| Характеристика мазутного хозяйства, объём, диаметр резервуаров | Стальные вертикальные цилиндрические наземные | V=5000 м ³ ; D=22,79 м | 3 ед. |
| | | V=3000 м ³ ; D=18,98 м | 1 ед. |
| | | - | - |
| | | - | - |

Эксплуатационные показатели функционирования источников АО «Мурманская ТЭЦ» представлены в таблицах ниже.

Таблица 14 – Эксплуатационные показатели Мурманской ТЭЦ в 2019 – 2022 гг.

| Наименование показателя | Ед. изм. | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|--|------------|---------|---------|---------|---------|
| Выработка электрической энергии | млн кВт-ч | 17,136 | 16,621 | 16,800 | 12,958 |
| Расход электрической энергии на собственные нужды | млн кВт-ч | 17,136 | 16,621 | 16,800 | 12,958 |
| в том числе: | | | | | |
| расход электрической энергии на ТФУ | млн кВт-ч | 16,203 | 14,476 | 16,534 | 16,196 |
| отпуск электрической энергии с шин ТЭЦ | млн кВт-ч | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ | тыс. Гкал | 694,798 | 663,748 | 711,772 | 664,627 |
| в том числе: | | | | | |
| из производственных отборов | тыс. Гкал | 98,189 | 93,362 | 57,364 | 38,112 |
| из теплофикационных отборов | тыс. Гкал | 0 | 0,407 | 42,729 | 39,542 |
| из отборов противодавления | тыс. Гкал | 0 | | | |
| из конденсаторов | тыс. Гкал | 0 | 0 | 0 | 0 |
| из ПВК | тыс. Гкал | 273,611 | 250,522 | 258,817 | 239,164 |
| из РОУ | тыс. Гкал | 322,998 | 319,457 | 352,862 | 347,809 |
| Фактическое значение удельного расхода тепловой энергии брутто на выработку электрической энергии турбоагрегатами | ккал/кВт-ч | | | | |
| Расход тепла на выработку электрической энергии | тыс. Гкал | 110,532 | 103,742 | 103,549 | 15,102 |
| Расход тепловой энергии на собственные нужды | тыс. Гкал | 87,15 | 82,648 | 86,909 | 85,111 |
| Удельный расход тепловой энергии нетто на производство электрической энергии группой турбоагрегатов | ккал/кВт-ч | | | | |
| Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии | г/кВт-ч | | | | |
| Отношение отпуска тепловой энергии с отработавшим паром к полному отпуску тепловой энергии от ТЭЦ | % | 14,1 | 14,1 | 14,1 | 11,7 |
| Удельная теплофикационная выработка | | | | | |
| в том числе: | | | | | |
| с паром производственных отборов | кВт-ч/Гкал | | | | |
| с паром теплофикационных отборов | кВт-ч/Гкал | | | | |
| Выработка электрической энергии по теплофикационному циклу | млн кВт-ч | 17,136 | 16,621 | 16,800 | 12,958 |
| Выработка электрической энергии по конденсационному циклу | млн кВт-ч | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Удельный расход тепла брутто на выработку электрической энергии турбоагрегатами по теплофикационному циклу | ккал/кВт-ч | | | | |
| Удельный расход тепловой энергии нетто на выработку электрической энергии турбоагрегатами по теплофикационному циклу | ккал/кВт-ч | | | | |
| Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии, в том числе | г/кВт-ч | 0 | 0 | 0 | 0 |
| по теплофикационному циклу; | г/кВт-ч | 0 | 0 | 0 | 0 |
| по конденсационному циклу | г/кВт-ч | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии | кг/Гкал | 181,3 | 181,3 | 181,3 | 180,5 |
| Полный расход топлива на ТЭЦ (на выработку ТЭ) | тыс. тут | 126,001 | 120,369 | 129,016 | 119,964 |
| Отпуск тепловой энергии в сеть | тыс. Гкал | 692,024 | 661,317 | 708,906 | 662,111 |
| Потери тепловой энергии | тыс. Гкал | 31,544 | 29,851 | 30,276 | 30,676 |
| Полезный отпуск тепловой энергии, в том числе: | тыс. Гкал | 660,48 | 631,466 | 678,63 | 631,435 |

Таблица 15 – Эксплуатационные показатели Южной котельной в 2019 – 2022 гг.

| Наименование показателя | Ед. изм. | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|--|-----------------|--------|--------|--------|--------|
| Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной | лет | 37 | 38 | 39 | 40 |
| Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии | кг у.т./Гкал | 158,88 | 157,72 | 158,06 | 157,68 |
| Собственные нужды | % | 7,5% | 7,2% | 7,0% | 7,2% |
| Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии | кг у.т./Гкал | 169,65 | 169,65 | 169,55 | 169,94 |
| Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов | кВт- ч/Гкал | 34,2 | 36 | 34,2 | 37,2 |
| Коэффициент использования установленной тепловой мощности | - | 0,264 | 0,244 | 0,260 | 0,240 |
| Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности) | % | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных) | % | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Доля котельных оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных) | % | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных) | % | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч | % | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных | 1/год | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных | час | - | - | - | - |
| Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения | тыс. Гкал | - | - | - | - |
| Вид резервного топлива | | - | - | - | - |
| Расход резервного топлива | т.у.т | - | - | - | - |

Таблица 16 – Эксплуатационные показатели Восточной котельной в 2019 – 2022 гг.

| Наименование показателя | Ед. изм. | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|--|-----------------|--------|--------|--------|---------|
| Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной | лет | 35 | 36 | 37 | 38 |
| Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии | кг у.т./Гкал | 160,19 | 158,53 | 156,85 | 158,0 |
| Собственные нужды | % | 10,6% | 9,87% | 8,94% | 9,7% |
| Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии | кг у.т./Гкал | 171,3 | 171,7 | 171,72 | 174,535 |
| Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов | кВт- ч/Гкал | 41 | 42,3 | 38,8 | 41,75 |
| Коэффициент использования установленной тепловой мощности | - | 0,156 | 0,159 | 0,173 | 0,157 |

| Наименование показателя | Ед. изм. | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|--|-----------|------|------|------|------|
| Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности) | % | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных) | % | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Доля котельных оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных) | % | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных) | % | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч | % | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных | 1/год | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных | час | - | - | - | - |
| Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения | тыс. Гкал | - | - | - | - |
| Вид резервного топлива | | - | - | - | - |
| Расход резервного топлива | т.у.т | - | - | - | - |

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

На Мурманской ТЭЦ (Котлотурбинный цех) установлено 10 мазутных котлов, которые по теплоносителю подразделяются на две группы: на паровые (7 ед.) и водогрейные (3 ед.) котлы.

Кроме этого паровые котлы по давлению перегретого пара подразделяются еще на две группы оборудования. К первой группе относятся 3 котлоагрегата с рабочим давлением перегретого пара 21 кгс/см², ко второй группе относятся 4 котлоагрегата с параметрами перегретого пара на 39 кгс/см².

Каждая группа котлоагрегатов работает самостоятельно по типовой схеме ТЭЦ с поперечными связями по острому пару и питательной воде. Группа котлов 21 кгс/см² работает на собственные нужды. К котлам второй группы кроме всего прочего подключены 2 паротурбинные установки мощностью 6 МВт каждая. Водогрейные котлы котельного отделения работают в пиковом режиме и предназначены для выработки (тепловой энергии) в горячей воде (теплоносителе) с температурой до 150 °С. Тепловая схема ТЭЦ представлена в приложении А.

На Южной котельной (котельном цехе №1) АО «Мурманская ТЭЦ» установлено 8 мазутных котлов, которые по теплоносителю подразделяются на две группы: паровые (3 штуки) с параметрами перегретого пара на 13 кгс/см² и водогрейные (5 штук) котлы. Тепловая схема котельной представлена в приложении Б.

Паровые и водогрейные котлы работают самостоятельно по типовой схеме котельной и предназначены для обеспечения потребителей теплом в виде горячей воды и пара установленных параметров. Кроме этого, паровые котлы обеспечивают собственные нужды котельной.

На Восточной котельной (котельном цехе № 2) АО «Мурманская ТЭЦ» установлено 6 мазутных котлов, которые подразделяются на две группы: паровые (3 штуки) и водогрейные (3 штуки) котлы. Тепловая схема котельной представлена в приложении В.

Паровые и водогрейные котлы работают самостоятельно по схеме аналогичной Южной котельной.

Характеристики мощности источников АО «Мурманская ТЭЦ» представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Характеристика мощности теплоисточников АО «Мурманская ТЭЦ»

| Наименование параметра | Ед. измерения | Наименование источника | | |
|---|---------------|-------------------------------------|------------------------------------|--|
| | | Мурманская ТЭЦ (котлотурбинный цех) | Южная котельная (котельный цех №1) | Восточная котельная (котельный цех №2) |
| Установленная тепловая мощность | Гкал/ч | 286,0 | 461,0 | 390,0 |
| Ограничения тепловой мощности | Гкал/ч | - | - | - |
| Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 32,148 | 33,245 | 38,012 |
| Затраты тепловой мощности на собственные нужды | Гкал/ч | 11,2% | 7,21% | 9,75% |
| Объем потребления тепловой энергии на собственные нужды | % | 11,2% | 6,99% | 8,94% |
| Тепловая мощность нетто | Гкал/ч | 253,85 | 427,76 | 351,99 |
| Присоединенная нагрузка | Гкал/ч | 282,69 | 303,04 | 166,51 |

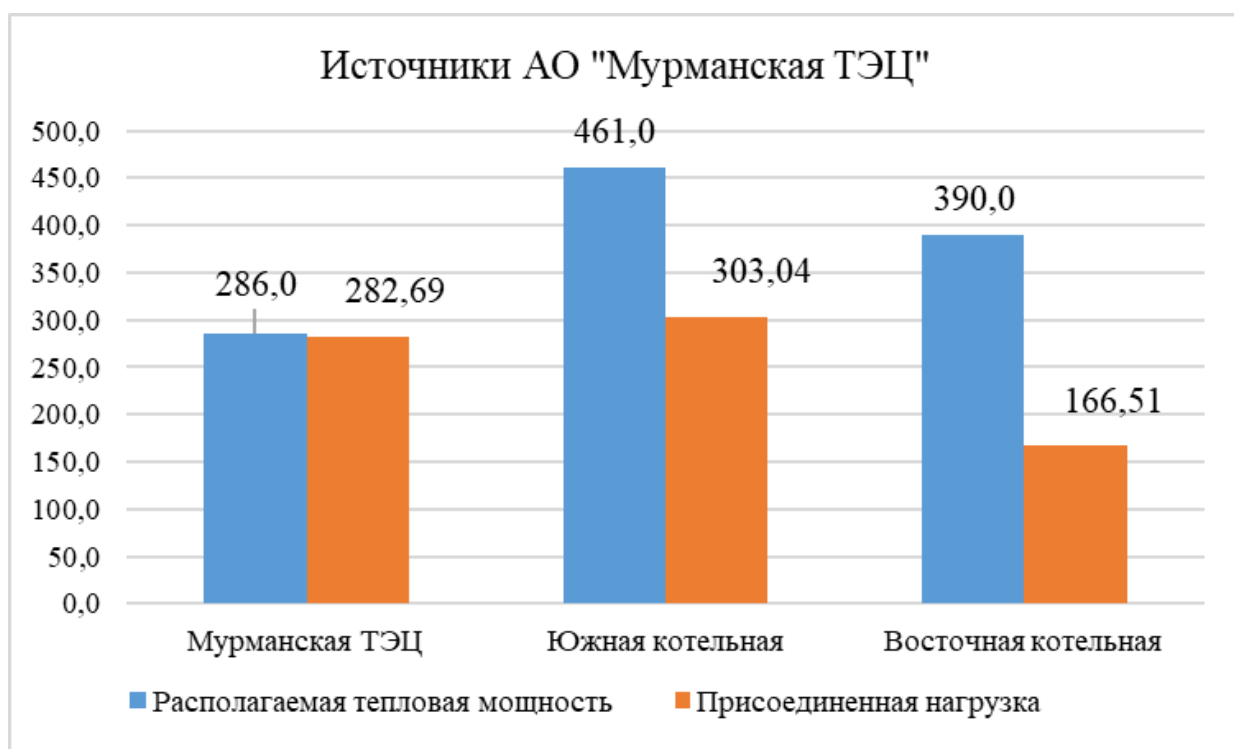


Рисунок 5. Характеристика мощности теплоисточников АО «Мурманская ТЭЦ»

1.2.1.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

Сведения о величине располагаемой тепловой мощности источников АО «Мурманская ТЭЦ» представлены в таблице 17. Ограничений мощности на котельных нет, все установленное оборудование работает в предусмотренных режимах. Временные ограничения использования установленной электрической мощности носят сезонный характер и связаны с тем, что в летний период, при отсутствии отопительной нагрузки, работа турбоагрегатов исключена ввиду малой нагрузки по горячему водоснабжению.

1.2.1.5. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источников АО «Мурманская ТЭЦ» представлены в таблице ниже.

Таблица 18 – Выработка, отпуск тепловой энергии, расход условного топлива по источникам АО «Мурманская ТЭЦ» за 2022 год

| № п/п | Источник | Выработка тепловой энергии, Гкал | Расход тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды, Гкал | Отпуск тепловой энергии с коллекторов, Гкал | Вид топлива | Расход топлива, тыс. т |
|-------|---------------------|----------------------------------|--|---|--------------------|------------------------|
| 1 | Мурманская ТЭЦ | 749 738,0 | 87 627,0 | 631 435,0 | мазут топочный 100 | 87,33 |
| 2 | Южная котельная | 901 928,0 | 65 042,0 | 803 155,0 | мазут топочный 100 | 105,06 |
| 3 | Восточная котельная | 496 387,0 | 48 381,0 | 467 656,0* | мазут топочный 100 | 58,03 |

* с учетом тепловой энергии, поступившей от котельной АО «Завод ТО ТБО»

Южная и Восточная котельные имеют избыток мощностей, а Мурманская ТЭЦ испытывает дефицит отпускаемой тепловой энергии (в период низких температур наружного воздуха). Исходной водой для подпитки теплосети является вода городского водопровода из рек Кола и Тулома, проходящая на котельных соответствующую подготовку и деаэрацию в деаэраторах атмосферного типа. Баки-аккумуляторы на котельных отсутствуют.

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

Сроки эксплуатации основного оборудования на источниках тепловой энергии АО «Мурманская ТЭЦ» приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Сроки эксплуатации основного оборудования на источниках тепловой энергии АО «Мурманская ТЭЦ»

| Наименование оборудования | Рег. № | Зав. № | Дата ввода в эксплуатацию | Объем, м ³ | Давление Рабочее, кгс/см ² | Давление Пробное, кгс/см ² | Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов | Год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса |
|--|--------|--------|---------------------------|-----------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|--|--|
| Мурманская ТЭЦ (Котлотурбинный Цех) | | | | | | | | |
| Паровой котел ст. №1, ТП - 30 Р | 9037 | 35 | 01.11.1958 г. | 9,5 | 21 | 28,8 | 2017 год | 2017 год, проведение экспертизы ПБ |
| Паровой котел ст. №2, ТП - 30 Р | 2252 | 24 | 01.12.1957 г. | 9,5 | 21 | 28,8 | 2019 год | 2018 год, проведение экспертизы ПБ |
| Паровой котел ст. №3, ТП - 30 Р | 1453 | 6719 | 01.02.1954 г. | 9,5 | 21 | 28,8 | 2019 год | 2017 год, проведение экспертизы ПБ |
| Паровой котел ст. №4, ТП - 35 У | 9711 | 162 | 01.01.1960 г. | 10,5 | 39 | 54,0 | 2017 год | 2019 год, проведение экспертизы ПБ |
| Паровой котел ст. №5, БМ – 35Р | 11801 | 410 | 01.11.1962 г. | 11,2 | 39 | 54,0 | 2018 год | 2019 год, проведение экспертизы ПБ |
| Паровой котел ст. №6, БМ – 35Р | 11844 | 524 | 01.02.1963 г. | 11,2 | 39 | 54,0 | 2018 год | 2018 год, проведение экспертизы ПБ |
| Паровой котел ст. №7, ГМ - 50 | 12621 | 634 | 01.08.1964 г. | 19,5 | 39 | 55,0 | 2019 год | 2017 год, проведение экспертизы ПБ |
| Водогрейный котел ст. №8, ПТВМ-50 | 13392 | 625 | 01.12.1965 г. | 16,0 | 25,0 | 20,0 | 2018 год | 2018 год, проведение экспертизы ПБ |
| Водогрейный котел ст. №9, ПТВМ-50 | 13393 | 626 | 01.03.1966 г. | 16,0 | 25,0 | 20,0 | 2019 год | 2019 год, проведение экспертизы ПБ |
| Водогрейный котел ст. №10, ПТВМ-100 | 16823 | 811 | 01.12.1970 г. | 30,0 | 25,0 | 20,0 | 2019 год | 2020 год, проведение экспертизы ПБ |
| Южная котельная (Котельный Цех № 1) | | | | | | | | |
| Паровой котел ст. №1, ДКВр-20 | 17655 | 6959 | 01.06.1973 г. | 10,5 | 13,0 | 16,3 | 2018 год | 2015 год, проведение экспертизы ПБ |
| Паровой котел ст. №2, ДКВр-20 | 17654 | 6951 | 01.06.1973 г. | 10,5 | 13,0 | 16,3 | 2018 год | 2018 год, проведение экспертизы ПБ |
| Паровой котел ст. №3, ДКВр-20 | 17663 | 585 | 01.09.1973 г. | 10,5 | 13,0 | 16,3 | 2019 год | 2017 год, проведение экспертизы ПБ |
| Водогрейный котел ст. №4, ПТВМ-100 | 17673 | 2307 | 01.01.1974 г. | 30,0 | 16,0 | 20,0 | 2020 год | 2020 год, проведение экспертизы ПБ |

| Наименование оборудования | Рег. № | Зав. № | Дата ввода в эксплуатацию | Объем, м ³ | Давление Рабочее, кгс/см ² | Давление Пробное, кгс/см ² | Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов | Год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса |
|--|--------|--------|---------------------------|-----------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|--|--|
| Водогрейный котел ст. №5, ПТВМ-100 | 17690 | 2326 | 01.09.1974 г. | 30,0 | 16,0 | 20,0 | 2018 год | 2018 год, проведение экспертизы ПБ |
| Водогрейный котел ст. №6, ПТВМ-100 | 19699 | 2528 | 01.12.1975 г. | 30,0 | 16,0 | 20,0 | 2019 год | 2019 год, проведение экспертизы ПБ |
| Водогрейный котел ст. №7, КВГМ-100 | 24429 | 8585 | 01.09.1992 г. | 30,0 | 16,0 | 20,0 | 2018 год | 2019 год, проведение экспертизы ПБ |
| Водогрейный котел ст. №8, КВГМ-100 | 24461 | 9301 | 01.12.1994 г. | 30,0 | 16,0 | 20,0 | 2018 год | 2020 год, проведение экспертизы ПБ |
| Восточная котельная (Котельный Цех № 2) | | | | | | | | |
| Паровой котел ст. №1, ГМ-50-14/250 | 23982 | 3428 | 01.12.1982 г. | 25,0 | 16,0 | 20,0 | 2020 год | 2017 год, проведение экспертизы ПБ |
| Паровой котел ст. №2, ГМ-50-14/250 | 24000 | 3819 | 01.04.1983 г. | 25,0 | 16,0 | 20,0 | 2018 год | 2015 год, проведение экспертизы ПБ |
| Паровой котел ст. №3, ГМ-50-14/250 | 24094 | 4304 | 01.12.1985 г. | 25,0 | 16,0 | 20,0 | 2016 год | 2019 год, проведение экспертизы ПБ |
| Водогрейный котел ст. №4, КВГМ-100 | 24018 | 4870 | 01.12.1983 г. | 30,0 | 16,0 | 20,0 | 2019 год | 2018 год, проведение экспертизы ПБ |
| Водогрейный котел ст. №5, КВГМ-100 | 24074 | 5359 | 01.09.1984 г. | 30,0 | 16,0 | 20,0 | 2020 год | 2018 год, проведение экспертизы ПБ |
| Водогрейный котел ст. №6, КВГМ-100 | 24112 | 6876 | 01.12.1986 г. | 30,0 | 16,0 | 20,0 | 2015 год | 2017 год, проведение экспертизы ПБ |

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

Отпуск тепла осуществляется с коллекторов источников АО «Мурманская ТЭЦ» через магистральные тепловые сети и далее по распределительным квартальным сетям к тепловым пунктам потребителей. Всего к АО «Мурманская ТЭЦ» подключено 31 (6 от Восточной котельной, 12 от Мурманской ТЭЦ и 13 от Южной котельной) центральных и 2077 индивидуальных тепловых пунктов. АО «Мурманская ТЭЦ» эксплуатирует 9 насосных станций (7 в работе).

Отпуск тепловой энергии в тепловую сеть от Мурманской ТЭЦ осуществляется по двум тепломагистралям, выходящим из источника, при этом вторая тепломагистраль в П-2/2 условно разделяется (ответвляется) на третью:

- первый луч (по ул. Шмидта, ул. Челюскинцев, ул. Загородная);
- второй луч (по ул. Книповича, пр. Ленина, ул. С. Перовской, ул. К.Маркса);
- третий луч (по пр. Кирова, ул.Фрунзе, ул. Павлова, ул.Радищева).

Отпуск тепловой энергии в тепловую сеть от Южной котельной осуществляется по двум тепломагистралям, при этом второй луч условно разделяется на третий (в П-2/4) и четвертый (в П-1) лучи:

- первый луч (по ул. Баумана, до П-3 и далее через НС №4 по пр. Кольский);
- второй луч (по пр. Кольский до П-3 и от пр. Кольский по ул. Копытова до ТК-13);
- третий луч (от П-2/4 в сторону ст. Кола);
- четвертый луч (от П-1 по ул. Бабикова далее по ул. Крупской до ТК-20/4 и по ул. Шабалина до ТК-15/4).

Отпуск тепловой энергии в тепловую сеть от Восточной котельной осуществляется по двум тепломагистралям:

- первый луч (по ул. ВРШ, ул. Старостина, далее через НС №7 по ул. П.Зори, ул. К.Маркса ул. Книповича);
- второй луч (на промышленную зону).

Информация о насосном оборудовании насосных станций АО «Мурманская ТЭЦ» представлена в таблице 20.

Таблица 20 – Данные по оборудованию насосных станций АО «Мурманская ТЭЦ»

| Номер насосной | Адрес | Наименование | Тип насоса | Год ввода в эксплуатацию | Тип электродвигателя |
|----------------|--|--------------|-------------|--|----------------------|
| Насосная №1 | Пр. Кирова, 56А | ПКН-1 | СЭ-800-55 | 1985 | М-280М-4 |
| | | ПКН-2 | СЭ-800-55 | 1993 | 5АМН-280М-4У3 |
| | | ПКН-4 | СЭ-800-55 | 1993 | 4АМН-280М-4У3 |
| Насосная №2 | Ул. Пономарева, 5Б | ПКН-1 | НКУ-140/49 | 1972 | А02-81-4 |
| | | ПКН-2 | НКУ-140/49 | 1972 | А02-81-4 |
| Насосная №3 | Во дворе дома по адресу пр. Кольский, 41 | ПКН-1 | НКУ-90/38 | 1975 | АИР-180-4S |
| | | ПКН-2 | НКУ-90/38 | 1975 | АИР-180С4-У3 |
| Насосная №4 | Ул. Баумана, 8 | ПКН-1 | СЭ-1250/70 | 1975 | А114-4М |
| | | ПКН-2 | СЭ-1250/70 | 1975 | А114-4М |
| | | ПКН-3 | СЭ-1250/70 | 1979 | А114-4М |
| | | ПКН-4 | СЭ-1250/70 | 1979 | А4-355Х-4У3 |
| Насосная №7 | Ул. Карла Маркса, 42а | ПКН-1 | 200Д90 | Паспорт насосной станции отдан проектной организации. | 4АМН-315S-4УS3 |
| | | ПКН-2 | 200Д90 | | 4АМН-315S-4УS3 |
| | | ПКН-3 | 200Д90 | | 4АМН-315S-4УS3 |
| | | ПКН-4 | 200Д90 | | 4АМН-315S-4УS3 |
| | | ПКН-5 | 200Д90 | | 4АМН-315S-4УS3 |
| Насосная №8 | Пр. Кольский, 112Б | ПКН-1 | НКУ-90/38 | 1982 | А2-81-4 |
| | | ПКН-2 | НКУ-140/49 | 1982 | 4А200М4У-3 |
| | | ПКН-3 | НКУ-140/49 | 1982 | 4А200М4У-3 |
| | | ПН-1 | К-20/30 | 1982 | АИР-100S2п-РУ3 |
| | | ПН-2 | К-20/30 | 1982 | АИ-112-М2У3 |
| Насосная №9 | В районе ул. Ломоносова, 18 | ПКН-1 | НКУ - 90/40 | 1988 | AS-118L48 |
| | | ПКН-2 | НКУ - 90/40 | 1988 | AS-118L48 |
| | | ПКН-3 | НКУ - 90/40 | 1988 | 4АМ180М4У3 |

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

Источники АО «Мурманская ТЭЦ» имеют качественный способ регулирования отпуска тепловой энергии. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии - 120–70°С - приведен в части 3 «Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты». График изменения температур теплоносителя был рассчитан исходя из оптимизации тепловых потерь, материальной характеристики тепловых сетей и особенностей конструкции индивидуальных тепловых пунктов.

1.2.1.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Сведения о среднегодовой загрузке оборудования источников АО «Мурманская ТЭЦ» представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Нарботка основного оборудования АО «Мурманская ТЭЦ» за 2020-2022 гг.

| Источник | Котел | Нарботка | январь | февраль | март | апрель | май | июнь | июль | август | сентябрь | октябрь | ноябрь | декабрь | Год | |
|----------------|--------------|--------------|-----------|---------|------|--------|-----|------|------|--------|----------|---------|--------|---------|------|----|
| 2020 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Мурманская ТЭЦ | ТП 30 Р №1 | наработка, ч | 79 | 465 | 210 | 0 | 0 | 313 | 602 | 585 | 444 | 631 | 720 | 744 | 4793 | |
| | | пуск, шт | гор.сост. | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| | | | хол.сост. | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 7 |
| | ТП 30 У №2 | наработка, ч | 744 | 207 | 571 | 720 | 737 | 368 | 95 | 0 | 0 | 0 | 344 | 343 | 4129 | |
| | | пуск, шт | гор.сост. | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 |
| | | | хол.сост. | 0 | 1 | 2 | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 8 |
| | ТП 30 Р №3 | наработка, ч | 659 | 608 | 487 | 657 | 661 | 46 | 240 | 97 | 720 | 481 | 374 | 401 | 5431 | |
| | | пуск, шт | гор.сост. | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 3 |
| | | | хол.сост. | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 0 | 1 | 0 | 2 | 13 |
| | ТП - 35 У №4 | наработка, ч | 650 | 696 | 324 | 547 | 672 | 0 | 0 | 0 | 50 | 600 | 720 | 744 | 5003 | |
| | | пуск, шт | гор.сост. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | | | хол.сост. | 0 | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 |
| | БМ 35 №5 | наработка, ч | 630 | 696 | 744 | 559 | 315 | 0 | 0 | 0 | 317 | 362 | 699 | 245 | 4567 | |
| | | пуск, шт | гор.сост. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| хол.сост. | | | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 6 | |
| БМ 35 №6 | наработка, ч | 644 | 591 | 715 | 329 | 0 | 0 | 0 | 0 | 119 | 525 | 142 | 650 | 3715 | | |
| | пуск, шт | гор.сост. | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | | хол.сост. | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 1 | 5 | |
| ГМ 50 №7 | наработка, ч | 315 | 24 | 0 | 52 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 391 | | |
| | пуск, шт | гор.сост. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | | хол.сост. | 2 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | |
| ПТВМ -50 №8 | наработка, ч | 501 | 349 | 401 | 308 | 173 | 81 | 0 | 0 | 297 | 172 | 144 | 226 | 2652 | | |
| ПТВМ -50 №9 | наработка, ч | 414 | 276 | 744 | 559 | 494 | 0 | 0 | 0 | 335 | 577 | 576 | 187 | 4162 | | |
| ПТВМ - 100 №10 | наработка, ч | 152 | 233 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 493 | 878 | | |

| Источник | Котел | Наработка | январь | февраль | март | апрель | май | июнь | июль | август | сентябрь | октябрь | ноябрь | декабрь | Год | |
|---------------------|-------------------|--------------|-----------|---------|------|--------|-----|------|------|--------|----------|---------|--------|---------|------|----|
| Южная котельная | ДКВР 20-13-250 №1 | наработка, ч | 264 | 208 | 285 | 244 | 657 | 0 | 0 | 340 | 0 | 92 | 112 | 349 | 2551 | |
| | | пуск, шт | хол.сост. | 1 | 0 | 1 | 2 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 | 1 | 7 |
| | | | гор.сост. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | ДКВР 20-13-250 №2 | наработка, ч | 171 | 1 | 312 | 0 | 0 | 369 | 457 | 158 | 376 | 202 | 554 | 0 | 2600 | |
| | | пуск, шт | хол.сост. | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 | 2 | 1 | 0 | 8 |
| | | | гор.сост. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | ДКВР 20-13-250 №3 | наработка, ч | 480 | 601 | 589 | 477 | 109 | 189 | 12 | 23 | 345 | 550 | 55 | 744 | 4174 | |
| | | пуск, шт | хол.сост. | 0 | 1 | 1 | 0 | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 8 |
| | | | гор.сост. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | ПТВМ - 100 №4 | наработка, ч | 0 | 0 | 0 | 0 | 96 | 0 | 0 | 0 | 0 | 692 | 553 | 609 | 1950 | |
| ПТВМ - 100 №5 | наработка, ч | 245 | 240 | 203 | 223 | 307 | 203 | 167 | 325 | 0 | 195 | 0 | 0 | 2108 | | |
| ПТВМ - 100 №6 | наработка, ч | 552 | 528 | 600 | 501 | 342 | 352 | 235 | 169 | 178 | 447 | 504 | 269 | 4677 | | |
| КВГМ - 100 №7 | наработка, ч | 636 | 602 | 529 | 547 | 521 | 0 | 0 | 21 | 216 | 156 | 386 | 201 | 3815 | | |
| КВГМ - 100 №8 | наработка, ч | 109 | 95 | 158 | 175 | 88 | 0 | 0 | 0 | 332 | 0 | 0 | 453 | 1410 | | |
| Восточная котельная | ГМ 50-14/250 №1 | наработка, ч | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 136 | 142 | 198 | 529 | 709 | 720 | 150 | 2584 | |
| | | пуск, шт | гор.сост. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 2 |
| | | | хол.сост. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 2 | 1 | 1 | 0 | 1 | 7 |
| | ГМ 50-14/250 №2 | наработка, ч | 243 | 34 | 744 | 159 | 709 | 94 | 51 | 196 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2230 | |
| | | пуск, шт | гор.сост. | 0 | 0 | 0 | 1 | 2 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 |
| | | | хол.сост. | 2 | 1 | 0 | 2 | 2 | 0 | 3 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 13 |
| | ГМ 50-14/250 №3 | наработка, ч | 499 | 584 | 4 | 274 | 0 | 332 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 517 | 2210 | |
| | | пуск, шт | гор.сост. | 0 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 |
| | | | хол.сост. | 2 | 2 | 1 | 2 | 0 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 10 |
| | КВГМ -100 №4 | наработка, ч | 229 | 62 | 359 | 328 | 265 | 0 | 0 | 0 | 557 | 704 | 408 | 523 | 3435 | |
| КВГМ -100 №5 | наработка, ч | 306 | 0 | 57 | 245 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 229 | 837 | | |
| КВГМ -100 №6 | наработка, ч | 205 | 634 | 325 | 151 | 443 | 0 | 0 | 0 | 75 | 40 | 311 | 0 | 2184 | | |

| Источник | Котел | Наработка | январь | февраль | март | апрель | май | июнь | июль | август | сентябрь | октябрь | ноябрь | декабрь | Год | | |
|----------------|--------------|--------------|-----------|---------|------|--------|-----|------|------|--------|----------|---------|--------|---------|------|------|---|
| 2021 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Мурманская ТЭЦ | ТП 30 Р №1 | наработка, ч | 467 | 81 | 744 | 720 | 744 | 480 | 372 | 583 | 720 | 605 | 720 | 540 | 6776 | | |
| | | пуск, шт | гор.сост. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | | | хол.сост. | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 2 | 1 | 0 | 1 | 0 | 1 | 7 |
| | ТП 30 У №2 | наработка, ч | 744 | 672 | 744 | 720 | 744 | 166 | 18 | 0 | 0 | 144 | 215 | 0 | 506 | 4673 | |
| | | пуск, шт | гор.сост. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | | | хол.сост. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 1 | 0 | 1 | 4 |
| | ТП 30 Р №3 | наработка, ч | 220 | 591 | 0 | 0 | 0 | 319 | 399 | 581 | 532 | 234 | 470 | 288 | 3634 | | |
| | | пуск, шт | гор.сост. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | | | хол.сост. | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 2 | 1 | 1 | 2 | 1 | 0 | 9 | |
| | ТП - 35 У №4 | наработка, ч | 467 | 672 | 744 | 720 | 734 | 14 | 0 | 0 | 44 | 0 | 0 | 0 | 3395 | | |
| | | пуск, шт | гор.сост. | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | |
| | | | хол.сост. | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 3 | |
| | БМ 35 №5 | наработка, ч | 744 | 565 | 401 | 442 | 136 | 0 | 0 | 0 | 527 | 524 | 454 | 708 | 4501 | | |
| | | пуск, шт | гор.сост. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| хол.сост. | | | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 1 | 0 | 0 | 5 | | |
| БМ 35 №6 | наработка, ч | 590 | 107 | 391 | 278 | 304 | 0 | 0 | 0 | 197 | 330 | 344 | 96 | 2637 | | | |
| | пуск, шт | гор.сост. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| | | хол.сост. | 0 | 1 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 1 | 8 | | |
| ГМ 50 №7 | наработка, ч | 429 | 590 | 456 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 428 | 647 | 643 | 744 | 3937 | | | |
| | пуск, шт | гор.сост. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| | | хол.сост. | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 1 | 1 | 0 | 6 | | |
| ПТВМ -50 №8 | наработка, ч | 554 | 356 | 216 | 255 | 293 | 0 | 0 | 0 | 9 | 721 | 420 | 363 | 3187 | | | |
| ПТВМ -50 №9 | наработка, ч | 561 | 339 | 567 | 465 | 467 | 10 | 0 | 0 | 231 | 69 | 322 | 430 | 3461 | | | |
| ПТВМ - 100 №10 | наработка, ч | 97 | 241 | 179 | 0 | 0 | 54 | 0 | 0 | 0 | 0 | 155 | 343 | 1069 | | | |

| Источник | Котел | Наработка | январь | февраль | март | апрель | май | июнь | июль | август | сентябрь | октябрь | ноябрь | декабрь | Год | |
|---------------------|-------------------|--------------|-----------|---------|------|--------|-----|------|------|--------|----------|---------|--------|---------|------|----|
| Южная котельная | ДКВР 20-13-250 №1 | наработка, ч | 241 | 586 | 30 | 0 | 0 | 219 | 550 | 0 | 47 | 530 | 131 | 709 | 3043 | |
| | | пуск, шт | хол.сост. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | | | гор.сост. | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 7 |
| | ДКВР 20-13-250 №2 | наработка, ч | 0 | 236 | 410 | 536 | 289 | 23 | 446 | 272 | 674 | 345 | 589 | 247 | 4067 | |
| | | пуск, шт | хол.сост. | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | | | гор.сост. | 0 | 2 | 1 | 1 | 1 | 0 | 2 | 2 | 0 | 1 | 1 | 1 | 12 |
| | ДКВР 20-13-250 №3 | наработка, ч | 681 | 397 | 712 | 393 | 503 | 535 | 256 | 323 | 0 | 174 | 419 | 173 | 4566 | |
| | | пуск, шт | хол.сост. | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | | | гор.сост. | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 2 | 1 | 1 | 0 | 1 | 2 | 0 | 9 |
| | ПТВМ - 100 №4 | наработка, ч | 569 | 504 | 407 | 0 | 385 | 337 | 0 | 261 | 317 | 443 | 316 | 384 | 3923 | |
| ПТВМ - 100 №5 | наработка, ч | 236 | 280 | 246 | 267 | 0 | 0 | 0 | 0 | 391 | 563 | 672 | 609 | 3264 | | |
| ПТВМ - 100 №6 | наработка, ч | 126 | 181 | 93 | 503 | 243 | 0 | 0 | 0 | 134 | 327 | 0 | 119 | 1726 | | |
| КВГМ - 100 №7 | наработка, ч | 192 | 231 | 108 | 237 | 380 | 49 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 80 | 1277 | | |
| КВГМ - 100 №8 | наработка, ч | 554 | 442 | 640 | 435 | 367 | 0 | 0 | 0 | 380 | 156 | 456 | 385 | 3815 | | |
| Восточная котельная | ГМ 50-14/250 №1 | наработка, ч | 65 | 264 | 109 | 91 | 0 | 223 | 427 | 191 | 79 | 170 | 136 | 85 | 1840 | |
| | | пуск, шт | гор.сост. | 0 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 |
| | | | хол.сост. | 1 | 1 | 1 | 0 | 1 | 2 | 3 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 11 |
| | ГМ 50-14/250 №2 | наработка, ч | 225 | 0 | 0 | 8 | 714 | 96 | 36 | 298 | 323 | 0 | 0 | 435 | 2135 | |
| | | пуск, шт | гор.сост. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 |
| | | | хол.сост. | 0 | 2 | 0 | 1 | 0 | 1 | 2 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 8 |
| | ГМ 50-14/250 №3 | наработка, ч | 18 | 304 | 161 | 231 | 0 | 91 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 209 | 1014 | |
| | | пуск, шт | гор.сост. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | | | хол.сост. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 | 2 |
| | КВГМ -100 №4 | наработка, ч | 72 | 70 | 483 | 608 | 478 | 71 | 0 | 0 | 601 | 150 | 0 | 159 | 2692 | |
| КВГМ -100 №5 | наработка, ч | 675 | 446 | 0 | 0 | 202 | 0 | 0 | 0 | 120 | 546 | 185 | 197 | 2371 | | |
| КВГМ -100 №6 | наработка, ч | 0 | 156 | 261 | 113 | 78 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 552 | 426 | 1586 | | |

| Источник | Котел | Наработка | январь | февраль | март | апрель | май | июнь | июль | август | сентябрь | октябрь | ноябрь | декабрь | Год | |
|----------------|--------------|--------------|-----------|---------|------|--------|-----|------|------|--------|----------|---------|--------|---------|------|---|
| 2022 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Мурманская ТЭЦ | ТП 30 Р №1 | наработка, ч | 605 | 396 | 308 | 249 | 53 | 172 | 375 | 201 | 324 | 195 | 171 | 282 | 3331 | |
| | | пуск, шт | гор.сост. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | | | хол.сост. | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 2 | 1 | 0 | 1 | 0 | 1 |
| | ТП 30 У №2 | наработка, ч | 744 | 672 | 744 | 720 | 744 | 166 | 18 | 0 | 144 | 215 | 0 | 506 | 4673 | |
| | | пуск, шт | гор.сост. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | | | хол.сост. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 1 | 0 | 1 |
| | ТП 30 Р №3 | наработка, ч | 220 | 591 | 0 | 0 | 0 | 319 | 399 | 581 | 532 | 234 | 470 | 288 | 3634 | |
| | | пуск, шт | гор.сост. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | | | хол.сост. | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 2 | 1 | 1 | 2 | 1 | 0 | 9 |
| | ТП - 35 У №4 | наработка, ч | 467 | 672 | 744 | 720 | 734 | 14 | 0 | 0 | 44 | 0 | 0 | 0 | 3395 | |
| | | пуск, шт | гор.сост. | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| | | | хол.сост. | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| | БМ 35 №5 | наработка, ч | 744 | 565 | 401 | 442 | 136 | 0 | 0 | 0 | 527 | 524 | 454 | 708 | 4501 | |
| | | пуск, шт | гор.сост. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| хол.сост. | | | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 1 | 0 | 0 | 5 | |
| БМ 35 №6 | наработка, ч | 590 | 107 | 391 | 278 | 304 | 0 | 0 | 0 | 197 | 330 | 344 | 96 | 2637 | | |
| | пуск, шт | гор.сост. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | | хол.сост. | 0 | 1 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 1 | 8 | |
| ГМ 50 №7 | наработка, ч | 429 | 590 | 456 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 428 | 647 | 643 | 744 | 3937 | | |
| | пуск, шт | гор.сост. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | | хол.сост. | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 1 | 1 | 0 | 6 | |
| ПТВМ -50 №8 | наработка, ч | 554 | 356 | 216 | 255 | 293 | 0 | 0 | 0 | 9 | 721 | 420 | 363 | 3187 | | |
| ПТВМ -50 №9 | наработка, ч | 561 | 339 | 567 | 465 | 467 | 10 | 0 | 0 | 231 | 69 | 322 | 430 | 3461 | | |
| ПТВМ - 100 №10 | наработка, ч | 97 | 241 | 179 | 0 | 0 | 54 | 0 | 0 | 0 | 0 | 155 | 343 | 1069 | | |

| Источник | Котел | Наработка | январь | февраль | март | апрель | май | июнь | июль | август | сентябрь | октябрь | ноябрь | декабрь | Год | |
|---------------------|-------------------|--------------|-----------|---------|------|--------|-----|------|------|--------|----------|---------|--------|---------|------|----|
| Южная котельная | ДКВР 20-13-250 №1 | наработка, ч | 241 | 586 | 30 | 0 | 0 | 219 | 550 | 0 | 47 | 530 | 131 | 709 | 3043 | |
| | | пуск, шт | хол.сост. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | | | гор.сост. | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 7 |
| | ДКВР 20-13-250 №2 | наработка, ч | 0 | 236 | 410 | 536 | 289 | 23 | 446 | 272 | 674 | 345 | 589 | 247 | 4067 | |
| | | пуск, шт | хол.сост. | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | | | гор.сост. | 0 | 2 | 1 | 1 | 1 | 0 | 2 | 2 | 0 | 1 | 1 | 1 | 12 |
| | ДКВР 20-13-250 №3 | наработка, ч | 681 | 397 | 712 | 393 | 503 | 535 | 256 | 323 | 0 | 174 | 419 | 173 | 4566 | |
| | | пуск, шт | хол.сост. | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | | | гор.сост. | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 2 | 1 | 1 | 0 | 1 | 2 | 0 | 9 |
| | ПТВМ - 100 №4 | наработка, ч | 569 | 504 | 407 | 0 | 385 | 337 | 0 | 261 | 317 | 443 | 316 | 384 | 3923 | |
| ПТВМ - 100 №5 | наработка, ч | 236 | 280 | 246 | 267 | 0 | 0 | 0 | 0 | 391 | 563 | 672 | 609 | 3264 | | |
| ПТВМ - 100 №6 | наработка, ч | 126 | 181 | 93 | 503 | 243 | 0 | 0 | 0 | 134 | 327 | 0 | 119 | 1726 | | |
| КВГМ - 100 №7 | наработка, ч | 192 | 231 | 108 | 237 | 380 | 49 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 80 | 1277 | | |
| КВГМ - 100 №8 | наработка, ч | 554 | 442 | 640 | 435 | 367 | 0 | 0 | 0 | 380 | 156 | 456 | 385 | 3815 | | |
| Восточная котельная | ГМ 50-14/250 №1 | наработка, ч | 65 | 264 | 109 | 91 | 0 | 223 | 427 | 191 | 79 | 170 | 136 | 85 | 1840 | |
| | | пуск, шт | гор.сост. | 0 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 |
| | | | хол.сост. | 1 | 1 | 1 | 0 | 1 | 2 | 3 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 11 |
| | ГМ 50-14/250 №2 | наработка, ч | 225 | 0 | 0 | 8 | 714 | 96 | 36 | 298 | 323 | 0 | 0 | 435 | 2135 | |
| | | пуск, шт | гор.сост. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 |
| | | | хол.сост. | 0 | 2 | 0 | 1 | 0 | 1 | 2 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 8 |
| | ГМ 50-14/250 №3 | наработка, ч | 18 | 304 | 161 | 231 | 0 | 91 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 209 | 1014 | |
| | | пуск, шт | гор.сост. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | | | хол.сост. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 | 2 |
| | КВГМ -100 №4 | наработка, ч | 72 | 70 | 483 | 608 | 478 | 71 | 0 | 0 | 601 | 150 | 0 | 159 | 2692 | |
| КВГМ -100 №5 | наработка, ч | 675 | 446 | 0 | 0 | 202 | 0 | 0 | 0 | 120 | 546 | 185 | 197 | 2371 | | |
| КВГМ -100 №6 | наработка, ч | 0 | 156 | 261 | 113 | 78 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 552 | 426 | 1586 | | |

Таблица 22 – Коэффициенты использования установленной электрической мощности и установленной тепловой мощности Мурманской ТЭЦ

| Годы (ретроспективный период) | КИУ тепловой мощности, % | КИУ электрической мощности, % |
|--------------------------------------|---------------------------------|--------------------------------------|
| 2017 | 30,24 | 15,19 |
| 2018 | 28,00 | 15,96 |
| 2019 | 28,48 | 16,30 |
| 2020 | 26,42 | 15,77 |
| 2021 | 28,41 | 15,98 |

1.2.1.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Учет тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети, ведется с помощью приборов, установленных на выводах котельных. Предусмотрен также учет тепловой энергии в паре, полученной от Филиала №1 АО «Завод ТО ТБО». Перечень приборов коммерческого учета отпуска тепловой энергии приведен в таблице 23.

Расчеты потребителей тепловой энергии с энергоснабжающими организациями за полученное ими тепло осуществляются на основании показаний приборов учета и контроля параметров теплоносителя, установленных у потребителя и допущенных в эксплуатацию в качестве коммерческих.

Взаимные обязательства энергоснабжающей организации и потребителя по расчетам за тепловую энергию и теплоноситель, а также по соблюдению режимов отпуска и потребления тепловой энергии и теплоносителя определяются «Договором на отпуск и потребление тепловой энергии».

Таблица 23 – Характеристика узлов учета тепловой энергии АО «Мурманская ТЭЦ»

| № | Вид учета | Место установки прибора (узла) учета | Наименование типа и марка прибора | Заводской номер прибора по паспортным данным | Год установки | Дата последней поверки | Дата следующей поверки |
|---------------------------------|-----------|--------------------------------------|--|--|---------------|------------------------|------------------------|
| Приборы тепловой энергии | | | | | | | |
| 1 | КУ | Мурманская ТЭЦ (подпитка) | теплосчетчик логика 8961 | 961y4130563 | 2013 | 17.07.2021 | 16.07.2025 |
| 2 | КУ | Мурманская ТЭЦ (луч 1 и 2) | теплосчетчик логика 961К | 961y3m130415 | 2005 | 17.07.2021 | 16.07.2025 |
| 3 | КУ | Южная котельная (1 и 2 луч) | Система измерительная тепловой энергии АО «Мурманская ТЭЦ» (на базе логика 8961) | 23991С | 2015 | 31.08.2021 | 30.08.2025 |
| 4 | КУ | Восточная котельная (1 и 2 луч) | теплосчётчик логика 961К | 961y41140242 | 2014 | 17.07.2021 | 16.07.2025 |
| 5 | КУ | Восточная котельная (ТО ТБО) | теплосчетчик логика 8961 | 961в5130562 | 2013 | 17.07.2021 | 16.07.2025 |

1.2.1.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Статистика аварий и отказов оборудования на источниках тепловой энергии АО «Мурманская ТЭЦ» за 2019-2021 гг. представлен в таблице 24.

Таблица 24 – Статистика отказов оборудования на источниках

| Год | Дата возникновения | Причины | Время устранения | Место возникновения |
|------|--------------------|---|---------------------|---------------------------|
| 2019 | 29.10.2019 | В связи с неплотностью прилегания перегородок верхней крышки к трубной доске по причине ее сплошного коррозионного износа, при отключении подачи пара на ПВД № 3 произошло ослабление степени затяжки колпачковых гаек анкерных связей за счет изменения коэффициента температурного расширения с последующим нарушением герметичности их соединения, что привело к снижению уровней в питательных деаэраторах и останову ПК №№ 4,7, ТГ № 3, а также заливку водой электродвигателя СН № 4 с его аварийным остановом, вследствие чего произошло понижение давления в тепловой сети больше 4 секунд, повлекшее останов ВК № 10 | 29.10.2019 14:25 | Мурманская ТЭЦ, ПВД ст.№3 |
| 2020 | 30.01.2020 | В связи с самопроизвольным ослаблением резьбового соединения и отворачиванием контргайки штока на одном из редукционных клапанов, установленных на напорных линиях от масляных насосов, произошло падение давления масла в системе регулирования ТГ-3, вследствие чего происходило скачкообразное изменение оборотов ротора ТГ-3 | 30.01.2020 20:42 | Мурманская ТЭЦ, ТГ-3 КТЦ |
| 2021 | 16.04.2021 | В связи с длительным воздействием повышенных температур в пределах турбоагрегата № 4 произошло высыхание и разрушение изоляционного слоя контрольного кабеля датчика осевого сдвига ИП-17, и как следствие, короткое замыкание жил, что повлекло срабатывание стопорного клапана и останов по защите турбоагрегата № 4. | 16.04.2021 19:58 | Мурманская ТЭЦ, ТГ-4 КТЦ |
| | 17.11.2021 | В связи с исчерпанием ресурса прокладки стопорного клапана турбоагрегата № 4 произошло нарушение герметичности СК и, как следствие, выход свежего пара наружу. Для устранения повреждения и замены прокладки СК турбоагрегат № 4 остановлен оперативным персоналом. | 21.11.2021 12:23 | Мурманская ТЭЦ, ТГ-4 КТЦ |

1.2.1.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников АО «Мурманская ТЭЦ» отсутствуют.

1.2.1.13. 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

Источники тепловой энергии и оборудования, входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, отсутствуют.

1.2.2. АО «МЭС»

1.2.2.1. Общее описание

АО «МЭС» осуществляет деятельность по производству, транспортировке и сбыту тепловой энергии на территории г. Мурманска.

Производство тепловой энергии осуществляется на следующих источниках:

- котельная «Северная»;
- котельная «Роста»;
- котельная «Абрам-Мыс»;
- котельная ТЦ «Росляково -1»;
- котельная ТЦ «Росляково Южное»;
- котельная «Фестивальная».

Установленная мощность котельной «Северная» составляет 367,7 Гкал/час, источник обеспечивает тепловой энергией потребителей Ленинского административного округа г. Мурманска и промышленной зоны.

В настоящее время, установленная мощность котельной «Роста» составляет 60 Гкал/ч, потребителями тепловой энергии от источника является население района «Роста» Ленинского административного округа г. Мурманска.

Котельная «Абрам-Мыс» имеет установленную мощность 24,18 Гкал/ч и снабжает тепловой энергией потребителей района Абрам-Мыс Первомайского административного округа г. Мурманска.

Котельные ТЦ «Росляково - 1» и ТЦ «Росляково Южное» имеют, соответственно, установленную мощность 53,2 Гкал/ч и 7,6 Гкал/ч и обеспечивают тепловой энергией потребителей района Росляково.

В конце 2019 года была введена в эксплуатацию котельная «Фестивальная», установленной мощностью 9,02 Гкал/ч, которая обеспечивает теплом потребителей по улицам Фестивальной, Подгорной, Пригородной.

Также АО «МЭС» осуществляет эксплуатацию котельной перинатального центра (установленной мощностью 3,49 Гкал/ч) и котельной противотуберкулезного диспансера (установленной мощностью 1,79 Гкал/ч), которые работают только в межотопительный период и обеспечивают тепловой энергией лишь объекты перинатального центра и противотуберкулезного диспансера, поэтому далее в настоящей схеме данные источники не рассматриваются.

Исходной водой для подпитки теплосети является горводопроводная вода из

озера Большое Питьево, проходящая на котельной соответствующую химводоподготовку и деаэрацию в деаэраторах атмосферного типа.

Краткая характеристика источников теплоснабжения представлена в таблице 25.

Таблица 25 – Характеристика источников теплоснабжения АО «МЭС»

| Наименование | Котельная "Северная" | Котельная "Роста" | Котельная "Абрам-Мыс" | Котельная ТЦ "Росляково-1" | Котельная "Росляково Южное" | Котельная «Фестивальная» |
|--------------------------------|-------------------------------|------------------------------|------------------------------|----------------------------|-----------------------------|--------------------------|
| Тип котельной | комбинир. | комбинир. | паровая | комбинир. | водогрейн. | водогрейн. |
| Основное топливо | мазут | мазут | мазут | мазут | уголь | мазут |
| Резервное топливо | мазут | мазут | мазут | мазут | уголь | мазут |
| Наличие и тип водоподготовки | ионообмен | ионообмен | ионообмен | ионообмен | нет | механический фильтр |
| Наличие систем автоматизации | Есть* | Есть | Есть | Есть | Есть | Есть |
| Наличие приборов учета топлива | есть | есть | есть | есть | есть | есть |
| Режим работы | отопление и гвс | отопление и гвс | отопление и гвс | отопление и гвс | отопление и гвс | отопление и гвс |
| Температурный график | 150/70 °С со срезк. на 115 °С | 105/70 °С со срезк. на 95 °С | 110/70 °С со срезк. на 95 °С | 95/63 °С | 71/63 °С | 115/70 °С |

*на 4 (четырёх) паровых котлах ГМ-50-14/250 котельной «Северная» установлена система распределенного управления режимами работы котлоагрегатов TDC-3000 компании «Honeywell» (США) с функцией оптимизации процессов горения».

В качестве основного и резервного топлива на котельных АО «МЭС» (кроме котельной ТЦ «Росляково Южное») используется мазут марки М-100 калорийностью 9415 Ккал/кг. Мазут доставляется на котельные железнодорожным транспортом. Основным топливом котельной ТЦ «Росляково Южное» является бурый уголь, марки Б (калорийностью 5182 Ккал/кг).

1.2.2.2. Структура и технические характеристики основного оборудования

На котельной «Северная» установлено 11 паровых (ДКВР 25-13 - 5 шт. и ГМ-50-14/250 - 6 шт.) и 4 водогрейных котла (ПТВМ - 30 - 4 шт.), срок эксплуатации каждого из которых составляет более 45 лет.

Котельная «Северная» работает круглогодично, температурный график отпуска тепловой энергии 150/70 °С, со срезкой по температуре в подающем трубопроводе на 115 °С (с учетом ограниченной мощности источника при температурах наружного воздуха ниже минус 16 °С).

Система теплоснабжения – двухтрубная, открытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей составляет 189,592 Гкал/ч.

Состав и характеристика основного оборудования котельной «Северная»

приведены в таблицах 26- 27.

Таблица 26 – Характеристика водогрейных котлов котельной «Северная»

| № п/п | Марка котла | Год ввода в эксплуатацию | Производительность, Гкал/час | Температура | | КПД котла |
|-------|-------------|--------------------------|------------------------------|--------------|-------------|-----------|
| | | | | перед котлом | после котла | |
| 1 | ПТВМ-30 | 1969 | 30 | 80 | 150 | 87,7 |
| 2 | ПТВМ-30 | 1965 | 30 | 80 | 150 | 88 |
| 3 | ПТВМ-30 | 1964 | 30 | 80 | 150 | 87,6 |
| 4 | ПТВМ-30 | 1965 | 30 | 80 | 150 | 87,8 |

Таблица 27 – Характеристика паровых котлов котельной «Северная»

| № п/п | Марка котла | Год ввода в эксплуатацию | Производительность, т/час | Параметры пара | | КПД котла |
|-------|--------------|--------------------------|---------------------------|-----------------------------|-----------------|-----------|
| | | | | давление кг/см ² | температура, °С | |
| 1 | ДКВР 25/13 | 1965 | 25 | 13 | 187 | 87 |
| 2 | ДКВР 25/13 | 1966 | 25 | 13 | 187 | 87,8 |
| 3 | ДКВР 25/13 | 1961 | 25 | 13 | 187 | 87,8 |
| 4 | ДКВР 25/13 | 1961 | 25 | 13 | 187 | 87,2 |
| 5 | ДКВР 25/13 | 1961 | 25 | 13 | 187 | 86,4 |
| 6 | ГМ-50-14/250 | 1970 | 50 | 14 | 250 | 89,2 |
| 7 | ГМ-50-14/250 | 1971 | 50 | 14 | 250 | 89,2 |
| 8 | ГМ-50-14/250 | 1972 | 50 | 14 | 250 | 89 |
| 9 | ГМ-50-14/250 | 1973 | 50 | 14 | 250 | 89,2 |
| 10 | ГМ-50-14/250 | 1975 | 50 | 14 | 250 | 89,1 |
| 11 | ГМ-50-14/250 | 1976 | 50 | 14 | 250 | 89 |

Состав и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Северная» приведены в таблицах 28 -29.

Таблица 28 – Структура и характеристика насосного оборудования котельной «Северная»

| № п/п | Марка насоса | Количество | Производительность, т/ч | Мощность, кВт | Год выпуска насоса |
|------------------------------|----------------|------------|-------------------------|---------------|--------------------|
| Котловые насосы | | | | | |
| 1 | ЦНС 150/23 | 2 | 150 | 160-200 | 1968/1969 |
| 2 | ЦНСГ 60/297 | 4 | 60 | 75-90 | 1974-1976 |
| 3 | ЦНСГ180/255 | 2 | 180 | 200 | 2018 |
| Сетевые насосы | | | | | |
| 1 | СЭ 1250-140-11 | 4 | 1250 | 630 | 1981 |
| 2 | 14 СД-9 | 1 | 1200 | 320 | 1971 |
| Циркуляционные насосы | | | | | |
| 1 | НКУ -250 | 2 | 250 | 40 | 1965 |

Таблица 29 – Структура и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Северная»

| № п/п | Марка | Количество | Тепловая нагрузка, Гкал/ч, Производительность т/ч, Объем м ³ |
|-------------------------------|--------------------------|------------|---|
| Теплообменники сетевые | | | |
| 1 | ПСВ-315 | 3 | -- |
| Деаэраторы | | | |
| 1 | ДСА 200/50 (сетевые) | 4 | 200 |
| 2 | ДСА 200/75 (питательные) | 2 | 200 |
| Аккумуляторные баки | | | |
| 1 | АБ | 6 | 1000 (каждый) |

Состав и характеристика оборудования мазутонасосной приведены в таблицах 30 - 31.

Таблица 30. – Структура и характеристика оборудования мазутонасосной котельной «Северная»

| № п/п | Марка насоса | Количество | Производительность, т/ч | Мощность, кВт | Год выпуска насоса |
|--------------------------------|--------------|------------|-------------------------|---------------|--------------------|
| Питательные насосы | | | | | |
| 1 | Тип 5Н5х4 | 3 | 90 | 160 | 1971/1980/1988 |
| 2 | Тип 4Н5х4 | 2 | 36 | 75 | 1989/1965 |
| Рециркуляционные насосы | | | | | |
| 1 | 10ВФ-24-20 | 2 | 200 | 70 | 1975\1978 |
| 2 | 12НА-22х6 | 1/демонтаж | 150 | 130 | 1975 |

Таблица 31. – Структура и характеристика оборудования мазутонасосной котельной «Северная»

| № п/п | Тип подогревателя | Количество | Производительность, т/ч |
|-----------------------------------|-------------------|------------|-------------------------|
| Подогреватели мазута | | | |
| 1 | ПМ (ХН-529-25-35) | 2 | 20 |
| 2 | ПМ 40-30 | 3 | 30 |
| 3 | ПМР(ХН-529-25-30) | 1 | 20 |
| 4 | ПМР (ПМ-10-60) | 1 | 60 |
| Фильтры для очистки мазута | | | |
| 1 | ФГО (ФМ-25-30-5) | 5 | 30 |
| 2 | ФТО (ФМ-40-30-40) | 5 | 30 |
| 3 | ФРМ (ФМ-10-60-5) | 2 | 60 |
| Мазутные резервуары | | | |
| № п/п | Тип резервуара | Количество | Объем м ³ |
| 1 | РВС | 2 | 5000 (каждый) |
| 2 | РВЖБ | 2 | 3000 (каждый) |

Котельная «Роста»

В настоящее время на котельной «Роста» в эксплуатации находятся 2 паровых котла ГМ-50-14/250 производительностью 30 Гкал/ч каждый. Срок эксплуатации данных котлов составляет более 40 лет. Также на котельной установлены водогрейные котлы КВГМ-50 – 2 шт., которые в настоящее время находятся на консервации.

Котельная «Роста» работает круглогодично, температурный график отпуска тепловой энергии 105/70 °С, со срезкой по температуре в подающем трубопроводе на 95 °С (с учетом ограниченной мощности источника при температурах наружного воздуха ниже минус 21 °С).

Система теплоснабжения – двухтрубная, закрытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей составляет 27,915 Гкал/ч.

Состав и характеристика основного оборудования котельной «Роста» приведены в таблицах 32 - 33.

Таблица 32. – Характеристика водогрейных котлов котельной «Роста»

| № п/п | Марка котла | Год ввода в эксплуатацию | Производительность, Гкал/час | Температура | | КПД котла |
|-------|-------------|--------------------------|------------------------------|--------------|-------------|----------------|
| | | | | перед котлом | после котла | |
| 1 | КВГМ-50 | 1988 | 50 | 70 | 150 | На консервации |
| 2 | КВГМ-50 | 1988 | 50 | 70 | 150 | На консервации |

Таблица 33. – Характеристика паровых котлов котельной «Роста»

| № п/п | Марка котла | Год ввода в эксплуатацию | Производительность, т/час | Параметры пара | | КПД котла |
|-------|--------------|--------------------------|---------------------------|-----------------------------|-----------------|-----------|
| | | | | давление кг/см ² | температура, °С | |
| 1 | ГМ-50-14/250 | 1978 | 50 | 14 | 250 | 89,9 |
| 2 | ГМ-50-14/250 | 1978 | 50 | 14 | 250 | 90 |

Состав и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Роста» приведены в таблицах 34 -35.

Таблица 34. – Структура и характеристика насосного оборудования котельной «Роста»

| № п/п | Марка насоса | Количество | Производительность, т/ч | Мощность, кВт | Год выпуска насоса |
|------------------------|--------------|------------|-------------------------|---------------|-------------------------|
| Котловые насосы | | | | | |
| 1 | ЦНСГ 60-231 | 3 | 60 | 75 | 1978 |
| 2 | ЦНСГ 50-231 | 1 | 60 | 55 | 1978 |
| Сетевые насосы | | | | | |
| 1 | Д -1250 | 3 | 1250 | 630 | Выведен из эксплуатации |
| 2 | Д 630-90 | 1 | 630 | 200 | 2016 |
| 3 | 8НДВ | 1 | 720 | 200 | 1988 |
| 4 | 1Д315-84 | 1 | 315 | 125 | 2016 |
| 5 | 1315-71 | 1 | 315 | 110 | 2013 |

| № п/п | Марка насоса | Количество | Производительность, т/ч | Мощность, кВт | Год выпуска насоса |
|-------|--------------|------------|-------------------------|---------------|--------------------|
| 6 | Д200-95а | 1 | 180 | 75 | 1978 |
| 7 | Д200-90 | 1 | 200 | 90 | 1978 |

Таблица 35. – Структура и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Роста»

| № п/п | Марка | Количество | Производительность т/ч |
|-------------------------------|-----------------------|------------|---------------------------------|
| Теплообменники сетевые | | | |
| 1 | ПСВ (Э-500) | 1 | - |
| 2 | ПСВ (ПП1-108-7-II) | 1 | Поверхность нагрева – 108 м.кв |
| 3 | 050СТ34.532.68 | 2 | Поверхность нагрева – 53,9 м.кв |
| Деаэраторы | | | |
| 1 | ДСА 100 (сетевые) | 2 | 100 |
| 2 | ДСА 100 (питательные) | 2 | 50-77 |

Состав и характеристика оборудования мазутонасосной приведены в таблицах 36 - 37.

Таблица 36. – Состав и характеристика оборудования мазутонасосной котельной «Роста»

| № п/п | Тип | Количество | Объём м ³ , Производительность т/ч |
|-----------------------------------|-------------------|------------|--|
| Мазутные резервуары | | | |
| 1 | РВС | 2 | 5000 |
| Подогреватели мазута | | | |
| 1 | ПМ 40-15 | 3 | 15 |
| 2 | (ПМР) ПМ 40-30 | 2 | 30 |
| Фильтры для очистки мазута | | | |
| 1 | ФГО (ФМ-10-60-5) | 2 | 60 |
| 2 | ФГО (ФМ-40-30-40) | 3 | 30 |
| 3 | ФРМ (ФМ-10-60-5) | 1 | 60 |

Таблица 37. – Состав и характеристика насосного оборудования мазутонасосной котельной «Роста»

| № п/п | Марка насоса | Количество | Производительность, т/ч | Мощность, кВт |
|--------------------------------|--------------|------------|-------------------------|---------------|
| Перекачивающие насосы | | | | |
| 1 | 12 НА-22х6 | 2 | 150 | 32 |
| Питательные насосы | | | | |
| 1 | ЭНН -4-А | 1 | 10 | 28 |
| 2 | ЭНН -4-А | 1 | 10 | 36 |
| 3 | ЭНН -4-А | 1 | 10 | 28 |
| Рециркуляционные насосы | | | | |
| 1 | 5НК-9х1 | 1 | 70 | 18,5 |
| 2 | 5 НК 9х1-55Т | 1 | 70 | 17 |

Котельная «Абрам-Мыс»

На котельной «Абрам-Мыс» установлено 3 паровых котла (ДКВР 25-13р - 1 шт. и ДКВР 10/13 - 2 шт.), срок эксплуатации каждого из которых составляет более 50 лет.

Котельная «Абрам-Мыс» работает круглогодично, температурный график отпуска тепловой энергии 110/70 °С, со срезкой по температуре в подающем трубопроводе на 95 °С (с учетом ограниченной мощности источника при температурах наружного воздуха ниже минус 19 °С).

Система теплоснабжения – двухтрубная, закрытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей составляет 3,756 Гкал/ч.

Состав и характеристика основного оборудования котельной «Абрам-Мыс» приведены в таблице 38.

Таблица 38. – Характеристика паровых котлов котельной «Абрам-Мыс»

| № п/п | Марка котла | Год ввода в эксплуатацию | Производительность, т/час | Параметры пара | | КПД котла |
|-------|-------------|--------------------------|---------------------------|-----------------------------|---------------|-----------|
| | | | | давление кг/см ² | температура С | |
| 1 | ДКВР 10/13 | 1981 | 10 | 13 | 187 | 86,5 |
| 2 | ДКВР 25/13р | 1980 | 25 | 13 | 187 | 86,6 |
| 3 | ДКВР10/13 | 1980 | 10 | 13 | 187 | 86,8 |

Состав и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Абрам-Мыс» приведены в таблицах 39 - 40.

Таблица 39 – Структура и характеристика насосного оборудования котельной «Абрам-Мыс»

| № п/п | Марка насоса | Количество | Производительность, т/ч | Мощность, кВт |
|---------------------------|--------------|------------|-------------------------|---------------|
| Котловые насосы | | | | |
| 1 | ЦНСГ 38/198 | 3 | 38 | 37 |
| 2 | ЦНСп-2,5/16 | 1 | 2,5 | 2,9 |
| Сетевые насосы | | | | |
| 1 | Д 250/50 | 2 | 250 | 55 |
| Подпиточные насосы | | | | |
| 1 | ЗК6 | 2 | 45 | 17 |

Таблица 40 – Структура и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Абрам-Мыс»

| № п/п | Марка | Количество | Производительность, т/ч |
|--------------------|---------------------|------------|-------------------------|
| Деаэраторы | | | |
| 1 | ДА25/15 (сетевые) | 1 | 25 |
| 2 | Д25/15(питательные) | 1 | 25 |
| Вентиляторы | | | |
| 1 | ВДН-9 | 2 | 9930 |
| 2 | ВДН-12,5 | 1 | 40000 |
| 3 | ВДН-10 | 1 | 13100 |
| Дымососы | | | |

| № п/п | Марка | Количество | Производительность, т/ч |
|-------|---------|------------|-------------------------|
| 1 | ДН-12,5 | 1 | 26100 |
| 2 | ДН-12,5 | 1 | 26600 |
| 3 | ДН-12,5 | 1 | 26600 |

Состав и характеристика оборудования мазутонасосной приведены в таблицах 41-42.

Таблица 41 – Состав и характеристика оборудования мазутонасосной котельной «Абрам-Мыс»

| № п/п | Тип | Количество | Объём, м ³ , Производительность, т/ч |
|-----------------------------------|---------------------------|------------|--|
| Мазутные резервуары | | | |
| 1 | РВС | 2 | 400 (каждый) |
| Подогреватели мазута | | | |
| 1 | ПМ 25-6 | 2 | 6 |
| 2 | Рециркуляц. (ПМР) ПМ 25-6 | 1 | 6 |
| Фильтры для очистки мазута | | | |
| 1 | ФГО (ФМ-10-60-5) | 2 | 60 |
| 2 | ФТО (ФМ-40-30-40) | 2 | 30 |
| 3 | ФРМ(ФМ-10-60) | 2 | 60 |

Таблица 42 – Состав и характеристика насосного оборудования мазутонасосной котельной «Абрам-Мыс»

| № п/п | Марка насоса | Количество | Производительность, т/ч | Мощность, кВт | Год выпуска насоса |
|------------------------------------|---------------|------------|-------------------------|---------------|----------------------|
| Питательные насосы ЭПМН | | | | | |
| 1 | A13B4/25 | 3 | 6,4 | 7,5 | 2016 2013 2012 |
| Рециркуляционные насосы МРН | | | | | |
| 1 | К 45/55 | 1 | 45 | 15 | 1992 1993 |
| 2 | КМ 80-50-20 Е | 1 | 50 | 15 | 2021 |

Котельная ТЦ «Росляково -1»

На котельной ТЦ «Росляково-1» установлено 5 паровых котлов (ДЕ 25/14 – 3 шт. и ДКВР 10/13 - 2 шт.), срок эксплуатации каждого из которых составляет около 40 лет.

Котельная ТЦ «Росляково-1» работает круглогодично, температурный график отпуска тепловой энергии 95/63 °С.

Система теплоснабжения – 2-х, 3-х трубная, закрытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей составляет 19,39 Гкал/ч.

Состав и характеристика основного и вспомогательного оборудования котельной ТЦ «Росляково -1» приведены в таблицах 43 и 44.

Таблица 43. – Основное оборудование котельной ТЦ «Росляково -1»

| № стан. | Марка котла | Кол-во | Производительность, т/час | Параметры пара | | КПД котла | Дата изг./ввода в экспл. |
|---------|----------------------------|--------|---------------------------|----------------|------------|-----------|--------------------------|
| | | | | давление, Мпа | тем-ра, °С | | |
| К-1 | Котёл паровой (ДЕ 25/14) | 1 | 25 | 1,4 | 194 | 88 | 1987/1988 |
| К-2 | Котёл паровой (ДЕ 25/14) | 1 | 25 | 1,4 | 194 | 88 | 1993/2002 |
| К-3* | Котёл паровой (ДКВР-10/13) | 1 | 10 | 1,3 | 194 | 86 | 1970/1974 |
| К-5 | Котёл паровой (ДЕ 25/14) | 1 | 25 | 1,4 | 194 | 88 | 2013/2015 |

* отрицательная экспертиза, не отключен, но и не эксплуатируется

Таблица 44. – Вспомогательное оборудование котельной ТЦ «Росляково -1»

| № п/п | Марка | Количество | Производительность, т/ч | Мощность, кВт |
|--|----------------------|------------|-------------------------|---------------|
| Котловые насосы | | | | |
| 1 | ЦНСГ60-198 | 1 | 60 | 75 |
| 2 | ЦНСГ60-198 | 1 | 60 | 55 |
| 3 | ЗМСГ 10/230 | 1 | 10 | 40 |
| Сетевые насосы | | | | |
| 1 | Д200/90 | 1 | 200 | 90 |
| 2 | 6НДС-60 | 1 | 300 | 60 |
| 3 | Д200/90 | 1 | 200 | 90 |
| 4 | Д-630-90 | 2 | 630 | 90 |
| 5 | СЭ500/70 | 1 | 500 | 70 |
| 6 | СЭ800/100 | 2 | 800 | 100- |
| Насосы ГВС | | | | |
| 1 | 4К-8 (К90/55) | 2 | 90 | 30 |
| Подпиточные насосы | | | | |
| 1 | 4К-8 (К90/55) | 2 | 90 | 30 |
| 2 | К45/55 | 2 | 45 | 18,5 |
| 3 | К45/30 | 2 | 45 | 15 |
| Рециркуляционные насосы | | | | |
| 1 | НКУ-250 | 4 | 250 | 45 |
| Дымососы, вентиляторы | | | | |
| 1 | ДН-12,5; ВДН-11,2 | 4 | - | 75 45 |
| 2 | ДН-11,2; ВДН-10 | 2 | - | 30 17, 13 |
| Подогреватели сетевой воды | | | | |
| 1 | ПП-1-21-2-П | 2 | - | - |
| 2 | МВН-1436-06 | 5 | - | - |
| 3 | ПП-1-53-7-11 | 4 | - | - |
| Деаэраторы | | | | |
| 1 | ДА-75/30 | 2 | - | - |
| 2 | ДА-100/25 | 2 | - | - |
| Насос подачи и перекачки мазута | | | | |
| 1 | ЗВН 6,3-25 | 3 | 6,3 | 7,5 - 15 |
| 2 | ЗВ16/25 | 1 | 16 | 18,5 |
| 3 | РЗ-60 | 2 | 37,5 | 10 |
| Подогреватель мазута | | | | |
| 1 | ПМ 25/6 | 2 | - | - |

Котельная ТЦ «Росляково Южное»

Котельная вырабатывает тепловую энергию в виде горячей воды и пара, производит её отпуск потребителям на нужды отопления и горячего водоснабжения (ГВС).

На котельной ТЦ «Росляково Южное» установлено 10 котлов, из которых 3 паровых («НЕВА» КП 26-1,0 – 2 шт. и Е-0,7-1,2 «Лотос» - 1 шт.) и 7 водогрейных (СТВ-0,8 – 4 шт. и КВТ 1/95 – 3 шт.).

Котельная ТЦ «Росляково Южное» работает круглогодично, температурный график отпуска тепловой энергии 95/70 °С (временный - 71/63 °С).

Система теплоснабжения – 4-х трубная, закрытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей составляет 2,166 Гкал/ч. Состав и характеристика основного и насосного оборудования котельной ТЦ «Росляково Южное» приведены в таблицах 45 – 46.

Таблица 45. – Основное оборудование котельной ТЦ «Росляково Южное»

| № стан. по схеме | Марка котла | Год ввода в эксплуатацию | Производительность, Гкал/ч | Параметры пара | | КПД котла (мазут), % |
|------------------|-------------------------|--------------------------|----------------------------|-----------------------------|------------|----------------------|
| | | | | Давление кг/см ² | Тем-ра, °С | |
| К-1 | «НЕВА» КП 26-1,0 (пар) | 2007 | 0,54 | 0,2-0,4 | 105 | 63 |
| К-2 | «НЕВА» КП 26-1,0 (пар) | 2008 | 0,54 | 0,2-0,4 | 105 | 63 |
| К-3 | Е- 0,7-1,2«ЛЮТОС» (пар) | 1998 | 0,54 | 0,2-0,4 | 105 | 63 |
| К-4 | КВТ 1/95 | 01.1998 | 1,0 | Водогрейный | | 63 |
| К-5 | КВТ 1/95 | 01.1998 | 1,0 | Водогрейный | | 63 |
| К-6 | КВр 1/95 | 01.1998 | 1,0 | Водогрейный | | 63 |
| К-7 | СТН-0,8 | 01.1998 | 0,8 | Водогрейный | | 63 |
| К-8 | СТН-0,8 | 01.1998 | 0,8 | Водогрейный | | 63 |
| К-9 | СТН-0,8 | 2022 | 0,8 | Водогрейный | | 63 |
| К-10 | СТН-0,8 | 2022 | 0,8 | Водогрейный | | 63 |

Таблица 46. – Насосное оборудование котельной ТЦ «Росляково Южное»

| № | Наименование оборудования | Марка | Марка электродвигателя | Характеристика |
|---|-------------------------------------|-----------------|------------------------|---------------------------------|
| 1 | Вентилятор ТДВ-1,4,5 | - | - | 5,5кВт -1430 об/мин |
| 2 | Вентилятор ТДВ-2,3 | - | - | 11 кВт -1430 об/мин |
| 3 | Вентилятор (крышный) ТДВ - 6,7,8,9. | - | - | 0,75кВт -1000 об/мин |
| 4 | Подогреватель ГВС № 1,2 | ПП2-17,2-0,7-2 | | Поверхность нагрева – 17,2 м.кв |
| 5 | Подогреватель ГВС № 3 | ПП2-17-7-П | | Поверхность нагрева – 17,0 м.кв |
| 6 | Подогреватель ГВС № 4 | ПП-2-9,5-0,7-11 | | Поверхность нагрева – 9,5 м.кв |

| № | Наименование оборудования | Марка | Марка электродвигателя | Характеристика |
|----|---------------------------|----------------|------------------------|-----------------------------|
| 7 | Сетевой насос №1 | К-290/30 | А-200М4У2 | Р - 37кВт п - 1470 об/мин |
| 8 | Сетевой насос №2 | К-290/30 | А-200М4У3 | Р - 37 кВт п - 1470 об/мин |
| 9 | Питательный насос №1 | К 20/30 | АИР-100-L292 | Р - 3,5 кВт п - 2850 об/мин |
| 10 | Насос ГВС № 1 | КМ - 80/50-200 | АИР160S2Ж | Р - 15 кВт п-2940 об/мин |
| 11 | Насос ГВС № 2 | КМ - 80/50-200 | АИР160S2Ж | Р - 15 кВт п-2940 об/мин |
| 12 | Питательный насос №2 | К 20/30 | АИР-100-L292 | Р - 3,5 кВт п - 2850 об/мин |

Котельная «Фестивальная»

На котельной «Фестивальная» установлено 3 водогрейных котла ООО «Энтророс» марки ТТ-100-01.

Котельная «Фестивальная» работает круглогодично, температурный график отпуска тепловой энергии 115/70 °С.

Система теплоснабжения – 2-х трубная, закрытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей составляет 3,411 Гкал/ч.

Состав и характеристика основного оборудования котельной приведены в таблице 47 - 48.

Таблица 47. - Основное оборудование котельной «Фестивальная»

| № п/п | Марка котла | Год ввода в эксплуатацию | Производительность, Гкал/ч | Температура | | КПД котла (мазут) |
|-------|-------------|--------------------------|----------------------------|------------------|-----------------|-------------------|
| | | | | Перед котлом, °С | После котла, °С | |
| 1 | ТТ-100-01 | 2019 | 3 | 60 | 140 | 92,3 |
| 2 | ТТ-100-01 | 2019 | 3 | 60 | 140 | 92,3 |
| 3 | ТТ-100-01 | 2019 | 3 | 60 | 140 | 92,3 |

Таблица 48. – Вспомогательное оборудование котельной «Фестивальная»

| № п/п | Марка | Количество | Производительность, т/ч | Напор, м.в.ст | Мощность кВт | Год ввода в эксплуатацию |
|--|---------------------------------|------------|-------------------------|---------------|--------------|--------------------------|
| Котловые насосы | | | | | | |
| 1 | IL 100/220-5,5/4 | 1 | 97 | 12 | 22 | 2020 |
| 2 | IL 100/220-5,5/4 | 1 | 97 | 12 | 22 | 2020 |
| 3 | IL 100/220-5,5/4 | 1 | 97 | 12 | 22 | 2020 |
| Сетевые насосы | | | | | | |
| 1 | IL 80/220-5,5/4 | 1 | 134 | 40 | 5,5 | 2020 |
| 2 | IL 80/220-5,5/4 | 1 | 134 | 40 | 5,5 | 2020 |
| 3 | IL 80/220-5,5/4 | 1 | 134 | 40 | 5,5 | 2020 |
| Рециркуляционные насосы | | | | | | |
| 1 | IL 50/110-1,5/2 | 1 | 32,3 | 10 | 1,5 | 2020 |
| 2 | IL 50/110-1,5/2 | 1 | 32,3 | 10 | 1,5 | 2020 |
| 3 | IL 50/110-1,5/2 | 1 | 32,3 | 10 | 1,5 | 2020 |
| Подпиточные насосы | | | | | | |
| 1 | Helix V1006-1/16/E/S400-50 | 1 | 5,1 | 50 | 2,2 | 2020 |
| 2 | Helix V1006-1/16/E/S400-50 | 1 | 5,1 | 50 | 2,2 | 2020 |
| Циркуляционные насосы (этиленгликоль) | | | | | | |
| 1 | IL 32/150-2,2/2 | 1 | 4 | 22 | 2,2 | 2020 |
| 2 | IL 32/150-2,2/2 | 1 | 4 | 22 | 2,2 | 2020 |
| Насосы топливные | | | | | | |
| 1 | Ш 80-2,5-37,5/2,5Б-ТВ3-Р1-11 У3 | 1 | 32 | 26 | 11 | 2020 |
| 2 | НМШ 5-25-4/25 | 2 | 25 | 25 | 5,5 | 2020 |

| № п/п | Марка | Количество | Тепловая нагрузка, Гкал/ч | Год ввода в эксплуатацию | Назначение |
|--|--|------------|---------------------------|--------------------------|-----------------------------------|
| Подогреватели сетевой воды | | | | | |
| 1 | HHN 100-10/133 TKTL58 | 1 | 6 | 2020 | |
| 2 | HHN 100-10/133 TKTL58 | 1 | 6 | 2020 | |
| Теплообменники этиленгликоля | | | | | |
| 1 | HHN 19-10/13 TKTL58 | 1 | 0,17 | 2020 | |
| 2 | HHN 19-10/13 TKTL58 | 1 | 0,17 | 2020 | |
| Теплообменники пластинчатые | | | | | |
| 1 | HH№19 | 2 | 0,09 | 2020 | |
| Баки | | | | | |
| 1 | Reflex G500/10 | 3 | 0,5 | 2020 | Расширительный |
| 2 | Reflex G1000/10 | 2 | 1 | 2020 | Расширительный |
| 3 | Reflex N250/6 | 1 | 0,25 | 2020 | Расширительный |
| 4 | Reflex D18/10 | 1 | 0,018 | 2020 | Расширительный |
| 5 | SLS2000 | 2 | 2 | 2020 | Запаса воды |
| 6 | Бак V=5 | 2 | 5 | 2020 | Химочищенная вода |
| 7 | ООО "ЭНТРОПОС" V=1,0 м3 | 1 | 1 | 2020 | Расходный |
| Насосно-подогревательный блок "HotBox" производство OILON | | | | | |
| 1 | HB-2000 R2 | 1 | | 2020 | |
| Мазутные резервуары | | | | | |
| 1 | Резервуар мазутный горизонтальный одностенный | 2 | - | - | 50 (каждый) |
| 2 | Резервуар мазутный горизонтальный двухстенный | 1 | - | - | 25 |
| Фильтры для очистки мазута | | | | | |
| 1 | Фильтр тонкой очистки ФЖУ-40/1,6-5 | 2 | - | 2020 | Производительность 17 м.куб/ч |
| 2 | Фильтр грубой очистки ФЖУ 100/1,6 | 1 | - | 2020 | Производительность 120 м.куб/ч |
| ХВО | | | | | |
| 1 | АКВАФЛОУ DC SP 63206 ВОДЭКО | 1 | - | 2020 | |

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

Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельных в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «МЭС» (по состоянию на 01.01.2022 г.) представлены в таблице 49.

Таблица 49 – Характеристика мощности теплоисточников АО «МЭС»

| Наименование параметра | Ед. измерения | Наименование источника | | | | | |
|-----------------------------------|---------------|------------------------|-------------------|-----------------------|------------------------------|--------------------------------|--------------------------|
| | | Котельная «Северная» | Котельная «Роста» | Котельная «Абрам-Мыс» | Котельная ТЦ «Росляково - 1» | Котельная ТЦ «Росляково Южное» | Котельная «Фестивальная» |
| Установленная тепловая мощность | Гкал/ч | 367,7 | 60 | 24,18 | 53,2 | 7,6 | 9,02 |
| Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 367,7 | 60 | 24,18 | 42 | 7,6 | 9,02 |
| Ограничения тепловой мощности | Гкал/ч | 0 | 0 | 0 | 11,20 | 0 | 0 |
| Собственные и хозяйственные нужды | Гкал/ч | 13,81 | 2,57 | 0,41 | 1,42 | 0,09 | 0,08 |
| Нагрузка на собственные нужды | % | 7,88% | 8,22% | 9,66% | 5,86% | 3,81% | 2,50% |
| Тепловая мощность нетто | Гкал/ч | 353,89 | 52,94 | 21,52 | 46,06 | 7,23 | 8,46 |

1.2.2.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

Сведения об ограничении тепловой мощности и величине располагаемой тепловой мощности источников представлены в таблице 49. В основном, имеющиеся ограничения мощности на котельных связаны с износом установленного оборудования (предельным сроком эксплуатации).

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

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источников АО «МЭС» представлены таблице 50.

Собственные нужны на котельной «Северная», котельной «Роста», котельной «Абрам-Мыс» составляют 7,88 %, 8,22 % и 9,66 % соответственно. Собственные нужды включают в себя расход тепловой энергии на продувку паровых котлов, растопку котлов, обдувку котлов, обеспечение нужд мазутного хозяйства, паровой распыл мазута, подогрев воздуха в калориферах, технологические нужды химводоочистки, деаэрации; отопление и хозяйственные нужды котельной; потери тепла паропроводами, насосами, баками и т.п.; утечки, испарения при опробировании и выявлении неисправностей в оборудовании; неучтенные потери.

Таблица 50 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «МЭС» за 2022 год

| № п/п | Адрес или наименование котельной | Производство тепловой энергии, Гкал | Затраты тепловой энергии на собственные нужды, Гкал | Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, Гкал | Вид топлива | Расход топлива, т.у.т |
|-------|----------------------------------|-------------------------------------|---|---|-------------|-----------------------|
| 1 | Котельная «Северная» | 608413 | 43874 | 564539 | мазут М-100 | 99788,63 |
| 2 | Котельная «Роста» | 102424 | 8421 | 94003 | мазут М-100 | 17001,65 |
| 3 | Котельная «Абрам-Мыс» | 14272 | 1379 | 12893 | мазут М-100 | 2796,00 |
| 4 | Котельная ТЦ «Росляково -1» | 85574 | 5011 | 80563 | мазут М-100 | 14110,17 |
| 5 | Котельная ТЦ «Росляково Южное» | 8423 | 321 | 8102 | уголь | 3221,73 |
| 6 | Котельная «Фестивальная» | 10994 | 275 | 10719 | мазут М-100 | 1701,00 |
| | ИТОГО | 830100,0 | 59281,0 | 770819,0 | - | 138619,18 |

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

Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования котельных АО «МЭС» представлен в п.1.2.2.2. и в таблице 51.

Таблица 51 – Сроки эксплуатации основного оборудования на источниках тепловой энергии АО «МЭС»

| № стан. по схеме | Марка котла | Год ввода в эксплуатацию | Производительность, Гкал/час | Температура | | КПД котла | Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов | Дата проведения последнего капитального ремонта |
|-----------------------------|--------------|--------------------------|------------------------------|-----------------------------|----------------|-----------|--|---|
| | | | | перед котлом | после котла | | | |
| Котельная "Северная" | | | | | | | | |
| Водогрейные котлы | | | | | | | | |
| 0 | ПТВМ-30 | 1970 | 30 | 80 | 150 | 87,7 | н/д | 2011 |
| 1 | ПТВМ-30 | 1967 | 30 | 80 | 150 | 88 | н/д | 2020 |
| 2 | ПТВМ-30 | 1966 | 30 | 80 | 150 | 87,6 | н/д | 2005 |
| 3 | ПТВМ-30 | 1966 | 30 | 80 | 150 | 87,8 | н/д | 2002 |
| Паровые котлы | | | | | | | | |
| № стан. по схеме | Марка котла | Год ввода в эксплуатацию | Производительность, т/час | Параметры пара | | КПД котла | Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов | Дата проведения последнего капитального ремонта |
| | | | | давление кг/см ² | температура °С | | | |
| 4 | ДКВР 25/13 | 1965 | 25 | 13 | 187 | 87 | н/д | 2017 |
| 5 | ДКВР 25/13 | 1966 | 25 | 13 | 187 | 87,8 | н/д | 2022 |
| 6 | ДКВР 25/13 | 1962 | 25 | 13 | 187 | 87,8 | н/д | 2016 |
| 7 | ДКВР 25/13 | 1962 | 25 | 13 | 187 | 87,2 | н/д | 2020 |
| 8 | ДКВР 25/13 | 1962 | 25 | 13 | 187 | 86,4 | н/д | 2020 |
| 9 | ГМ-50-14/250 | 1971 | 50 | 14 | 250 | 89,2 | н/д | 2019 |
| 10 | ГМ-50-14/250 | 1971 | 50 | 14 | 250 | 89,2 | н/д | 2016 |
| 11 | ГМ-50-14/250 | 1972 | 50 | 14 | 250 | 89 | н/д | 2021 |
| 12 | ГМ-50-14/250 | 1973 | 50 | 14 | 250 | 89,2 | н/д | 2018 |
| 13 | ГМ-50-14/250 | 1976 | 50 | 14 | 250 | 89,1 | н/д | 2020 |
| 14 | ГМ-50-14/250 | 1977 | 50 | 14 | 250 | 89 | н/д | 2020 |

| Котельная «Роста» | | | | | | | | |
|------------------------------------|--------------|--------------------------|------------------------------|-----------------------------|---------------|----------------|--|---|
| Водогрейные котлы | | | | | | | | |
| № стан. по схеме | Марка котла | Год ввода в эксплуатацию | Производительность, Гкал/час | Температура | | КПД котла | Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов | Дата проведения последнего капитального ремонта |
| | | | | перед котлом | после котла | | | |
| 1 | КВГМ-50 | 1988 | 50 | 70 | 150 | НА КОНСЕРВАЦИИ | н/д | н/д |
| 2 | КВГМ-50 | 1988 | 50 | 70 | 150 | НА КОНСЕРВАЦИИ | н/д | н/д |
| № стан. по схеме | Марка котла | Год ввода в эксплуатацию | Производительность, т/час | Параметры пара | | КПД котла | Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов | Дата проведения последнего капитального ремонта |
| | | | | давление кг/см ² | температура С | | | |
| Паровые котлы | | | | | | | | |
| 1 | ГМ-50-14/250 | 1978 | 50 | 14 | 250 | 89,9 | н/д | 2021 |
| 2 | ГМ-50-14/250 | 1978 | 50 | 14 | 250 | 90 | н/д | 2021 |
| Котельная «Абрам-Мыс» | | | | | | | | |
| Паровые котлы | | | | | | | | |
| 1 | ДКВР 10/13 | 1981 | 10 | 13 | 187 | 86,5 | н/д | 2014 |
| 2 | ДКВР 25/13р | 1980 | 25 | 13 | 187 | 86,6 | н/д | 2009 |
| 3 | ДКВР10/13 | 1980 | 10 | 13 | 187 | 86,8 | н/д | 2016 |
| Котельная ТЦ «Росляково -1» | | | | | | | | |
| Паровые котлы | | | | | | | | |
| 1 | ДЕ-25/14-ГМ | н/д | 25 | 14 | 194 | 88,0 | н/д | 2009 |
| 2 | ДЕ-25/14-ГМ | н/д | 26,5 | 14 | 194 | 88,0 | н/д | 2001 |
| 3 | ДКВР 10-13 | н/д | 10 | 13 | 194 | 88,0 | н/д | 2006 |

| 5 | ДЕ-25/14-ГМ | н/д | 25 | 14 | 194 | 86,0 | н/д | 1998 |
|---------------------------------------|-----------------|--------------------------|------------------------------|--------------|-------------|-----------|--|---|
| Котельная ТЦ «Росляково Южное» | | | | | | | | |
| Паровые котлы | | | | | | | | |
| 1 | Нева КП26-1,0 | 2006 | 0,5 | 5 | 157 | 63 | н/д | н/д |
| 2 | Нева КП26-1,0 | 2007 | 0,5 | 5 | 157 | 63 | н/д | н/д |
| 3 | ЛОТОС Е-0,7-1,2 | 2007 | 0,5 | 5 | 157 | 63 | н/д | н/д |
| Водогрейные котлы | | | | | | | | |
| № стан. по схеме | Марка котла | Год ввода в эксплуатацию | Производительность, Гкал/час | Температура | | КПД котла | Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов | Дата проведения последнего капитального ремонта |
| | | | | перед котлом | после котла | | | |
| 4 | КВТ 1/95 | 01.1998 | 1,0 | - | - | 63 | н/д | 2022 |
| 5 | КВТ 1/95 | 01.1998 | 1,0 | - | - | 63 | н/д | 2022 |
| 6 | КВр 1/95 | 01.1998 | 1,1 | - | - | 63 | н/д | 2020 |
| 7 | СТН-0,8 | 01.1998 | 0,8 | - | - | 63 | н/д | 2022 |
| 8 | СТН-0,8 | 01.1998 | 0,8 | - | - | 63 | н/д | 2022 |
| 9 | СТН-0,8 | 2022 | 0,8 | - | - | 63 | н/д | непроводился |
| 10 | СТН-0,8 | 2022 | 0,8 | - | - | 63 | н/д | непроводился |

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

Оборудование котельной «Северная» работает по стандартной схеме. Сырая водопроводная вода поступает на фильтры ХВО, затем через пароводяные подогреватели поступает в деаэраторы питательной воды. Питательные насосы подают питательную воду в паровые котлы.

Пар из паровых котлов поступает в паровые коллекторы, а оттуда на мазутное хозяйство, БПК, калориферы, ЦТП, собственные нужды и ПСВ.

Обратная сетевая вода нагревается в ПСВ и водогрейных котлах. Сетевые насосы подают нагретую прямую сетевую воды в тепловую сеть. Подпитка тепловой сети осуществляется из водопроводной сети через деаэраторы подпиточной воды.

Тепловая схема котельной «Северная» приведена на рисунке в приложении Г.

Аналогично в котельной «Роста» сырая вода из водопровода поступает через насосы сырой вод на фильтры ХВО. Далее вода идет в деаэратор питательной воды через подогреватели химически-очищенной воды. Питательная вода питательными насосами подается в паровые котлы.

Пар из паровых котлов поступает в паровые коллекторы, а оттуда на мазутное хозяйство, калориферы, собственные нужды и НБ.

Обратная сетевая вода сетевыми насосами подается на водогрейные котлы и ПСВ, после этого она возвращается в тепловую сеть.

Тепловая схема котельной «Роста» приведена на рисунке в приложении Д.

В котельной «Абрам-Мыс» сырая вода из городского водопровода поступает на фильтры химводоочистки 1 и 2 ступеней. Далее вода поступает в деаэраторы питательной воды и питательными насосами подается в паровые котлы.

Пар из паровых котлов поступает в паровые коллекторы, а оттуда на форсунки котлов, ПНП, ЦТП и ТП АБК.

Обратная сетевая вода нагревается в ПСВ. Сетевые насосы подают нагретую прямую сетевую воды в тепловую сеть. Подпитка тепловой сети осуществляется из водопроводной сети через деаэраторы подпиточной воды.

Тепловая схема котельной «Абрам-Мыс» приведена на рисунке в приложении Е.

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

Способ регулирования отпуска тепловой энергии от котельных – качественный, т. е. регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети при неизменяемом расходе в зависимости от температуры наружного воздуха по утвержденному температурному графику.

Изменение температуры теплоносителя осуществляется по следующим температурным графикам:

- 150/70 °С со срезкой по температуре в подающем трубопроводе на 115 °С (с учетом ограниченной мощности источника при температурах наружного воздуха ниже минус 16 °С) для котельной «Северная»;

- 105/70 °С со срезкой на 95 °С для котельной «Роста»;

- 110/70 °С со срезкой на 95 °С для котельной «Абрам-Мыс»;

- 95/63 °С для котельной ТЦ «Росляково-1»;

- 71/63 °С (временный температурный график) для котельной ТЦ «Росляково Южное», проектный температурный график - 95/70 °С.

- 95/70 °С для котельной «Фестивальная».

Температурные графики регулирования отпуска тепловой энергии в сеть приведены в части 3 «Тепловые сети, сооружения на них, тепловые пункты».

1.2.2.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Сведения о среднегодовой наработке оборудования котельных за 2022 год предоставлены в таблицах ниже.

Котельная «Северная»

Среднегодовая загрузка котельного оборудования представлена в таблице 52 и рисунках 6 - 8.

Таблица 52 – Среднегодовая загрузка котлов котельной «Северная»

| Котлы | | январь | февраль | март | апрель | май | июнь | июль | август | сентябрь | октябрь | ноябрь | декабрь | ИТОГО за 2022 год |
|--------------------|-------------------------------|--------|---------|------|--------|-----|------|------|--------|----------|---------|--------|---------|-------------------|
| К-0 ПТВМ-30 | часы работы котла, час. | 79 | 49 | 32 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 18 | 178 |
| | количество пусков котла, ед. | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 3 |
| | количество отказов котла, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| К-1 ПТВМ-30 | часы работы котла, час. | 2 | 184 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 18 | 0 | 0 | 0 | 115 | 319 |
| | количество пусков котла, ед. | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 | 0 | 2 | 6 |
| | количество отказов котла, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| К-2 ПТВМ-30 | часы работы котла, час. | 192 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 192 |
| | количество пусков котла, ед. | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| | количество отказов котла, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| К-3 ПТВМ-30 | часы работы котла, час. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 20 | 32 | 0 | 0 | 0 | 0 | 52 |
| | количество пусков котла, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 |
| | количество отказов котла, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| К-4 ДКВР-25/13р | часы работы котла, час. | 196 | 0 | 0 | 145 | 165 | 101 | 137 | 0 | 18 | 167 | 304 | 29 | 1 262 |
| | количество пусков котла, ед. | 1 | 0 | 1 | 3 | 0 | 4 | 5 | 0 | 4 | 5 | 2 | 1 | 26 |
| | количество отказов котла, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| К-5 ДКВР-25/13р | часы работы котла, час. | 41 | 152 | 0 | 207 | 164 | 47 | 181 | 0 | 2 | 20 | 0 | 0 | 814 |
| | количество пусков котла, ед. | 1 | 2 | 0 | 5 | 1 | 2 | 4 | 0 | 3 | 1 | 0 | 0 | 19 |

| Котлы | | январь | февраль | март | апрель | май | июнь | июль | август | сентябрь | октябрь | ноябрь | декабрь | ИТОГО за 2022 год |
|--------------------------|-------------------------------|--------|---------|------|--------|-----|------|------|--------|----------|---------|--------|---------|-------------------|
| | количество отказов котла, ед. | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 2 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 |
| К-6 ДКВР- 25/13р | часы работы котла, час. | 159 | 26 | 130 | 2 | 24 | 137 | 74 | 2 | 122 | 263 | 93 | 132 | 1 164 |
| | количество пусков котла, ед. | 2 | 1 | 1 | 1 | 4 | 13 | 4 | 35 | 5 | 3 | 2 | 3 | 74 |
| | количество отказов котла, ед. | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 3 |
| К-7 ДКВР- 25/13р | часы работы котла, час. | 73 | 95 | 57 | 0 | 76 | 44 | 0 | 3 | 18 | 371 | 547 | 102 | 1 386 |
| | количество пусков котла, ед. | 3 | 2 | 4 | 1 | 5 | 3 | 0 | 35 | 7 | 4 | 5 | 2 | 71 |
| | количество отказов котла, ед. | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 |
| К-8 ДКВР- 25/13р | часы работы котла, час. | 133 | 0 | 78 | 184 | 131 | 0 | 5 | 0 | 88 | 191 | 60 | 361 | 1 231 |
| | количество пусков котла, ед. | 3 | 1 | 4 | 5 | 1 | 0 | 1 | 0 | 6 | 5 | 4 | 4 | 34 |
| | количество отказов котла, ед. | 0 | 1 | 0 | 2 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 |
| К-9 ГМ-50- 14/250 | часы работы котла, час. | 744 | 672 | 744 | 16 | 108 | 506 | 322 | 744 | 688 | 0 | 212 | 469 | 5 225 |
| | количество пусков котла, ед. | 0 | 0 | 0 | 1 | 6 | 2 | 3 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 16 |
| | количество отказов котла, ед. | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 3 |
| К-10 ГМ-50- 14/251 | часы работы котла, час. | 195 | 37 | 284 | 276 | 596 | 131 | 3 | 0 | 32 | 311 | 91 | 111 | 2 067 |
| | количество пусков котла, ед. | 3 | 0 | 3 | 2 | 1 | 1 | 1 | 0 | 2 | 2 | 1 | 1 | 17 |
| | количество отказов котла, ед. | 0 | 0 | 1 | 1 | 2 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 2 | 9 |
| | часы работы котла, час. | 669 | 249 | 425 | 720 | 536 | 0 | 0 | 0 | 703 | 744 | 720 | 568 | 5 334 |

| Котлы | | январь | февраль | март | апрель | май | июнь | июль | август | сентябрь | октябрь | ноябрь | декабрь | ИТОГО за 2022 год |
|--------------------------|-------------------------------|--------|---------|------|--------|-----|------|------|--------|----------|---------|--------|---------|-------------------|
| К-11 ГМ-50- 14/252 | количество пусков котла, ед. | 2 | 0 | 3 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 7 |
| | количество отказов котла, ед. | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| К-12 ГМ-50- 14/253 | часы работы котла, час. | 565 | 440 | 233 | 429 | 295 | 0 | 0 | 0 | 702 | 267 | 63 | 616 | 3 610 |
| | количество пусков котла, ед. | 2 | 3 | 1 | 3 | 4 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 3 | 18 |
| | количество отказов котла, ед. | 1 | 2 | 2 | 2 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 10 |
| К-13 ГМ-50- 14/254 | часы работы котла, час. | 143 | 658 | 713 | 677 | 201 | 0 | 0 | 0 | 0 | 574 | 580 | 694 | 4 240 |
| | количество пусков котла, ед. | 1 | 1 | 1 | 0 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 1 | 8 |
| | количество отказов котла, ед. | 1 | 0 | 1 | 1 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 1 | 8 |
| К-14 ГМ-50- 14/255 | часы работы котла, час. | 672 | 630 | 514 | 508 | 468 | 0 | 0 | 0 | 0 | 366 | 720 | 518 | 4 396 |
| | количество пусков котла, ед. | 1 | 1 | 0 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 1 | 10 |
| | количество отказов котла, ед. | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 5 |

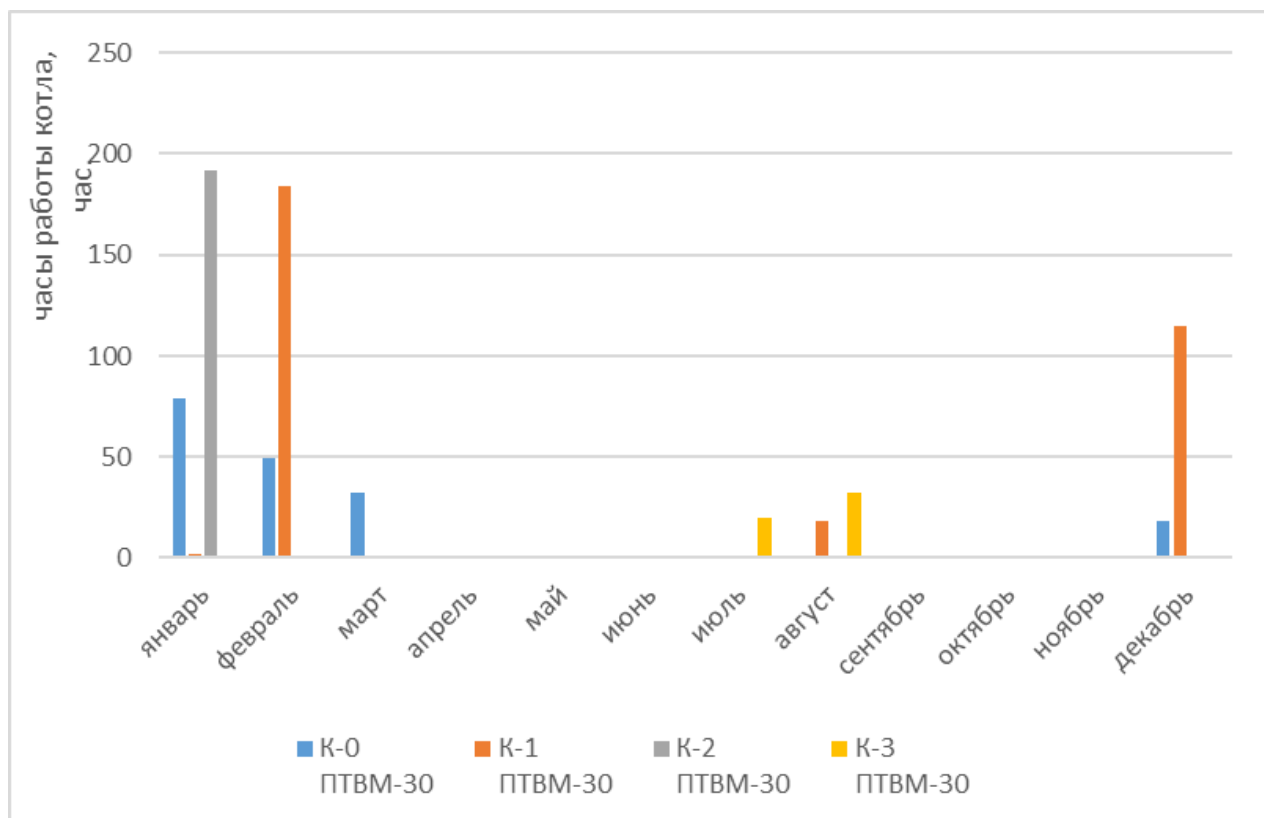


Рисунок 6. Среднегодовая загрузка котлов ПТВМ-30 Котельной «Северная»

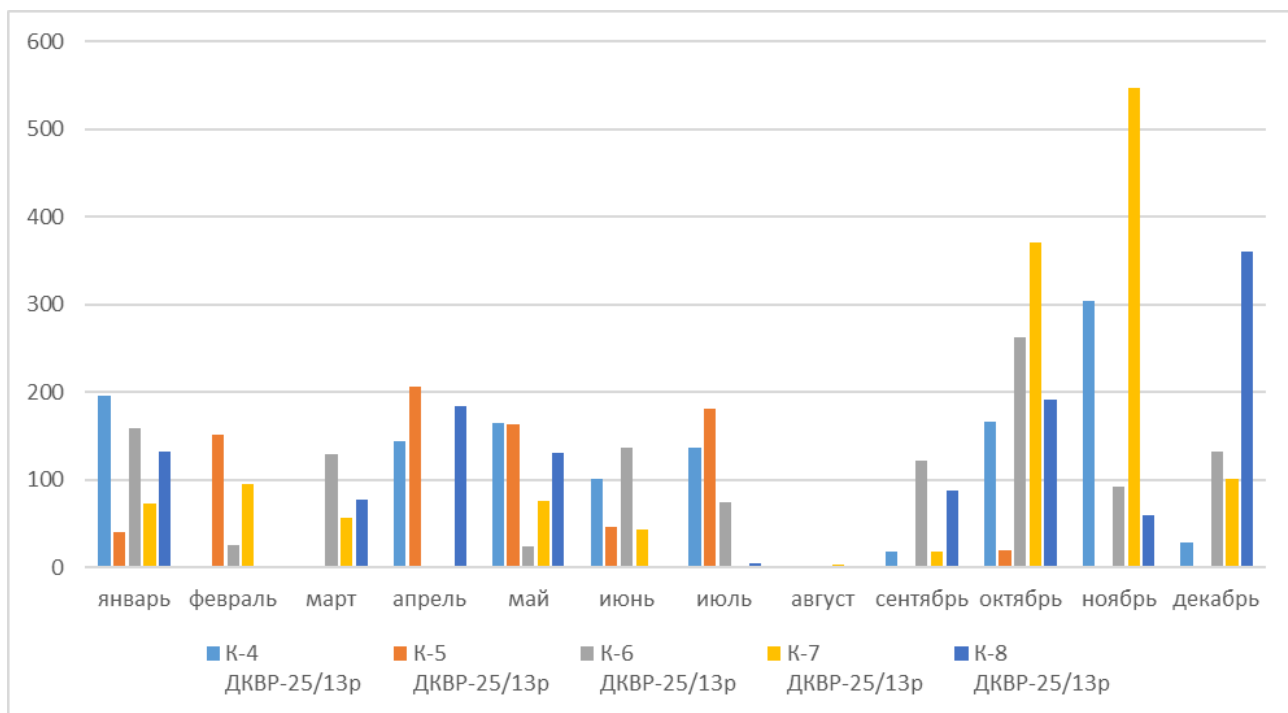


Рисунок 7. Среднегодовая загрузка котлов ДКВР-25/13р Котельной «Северная»

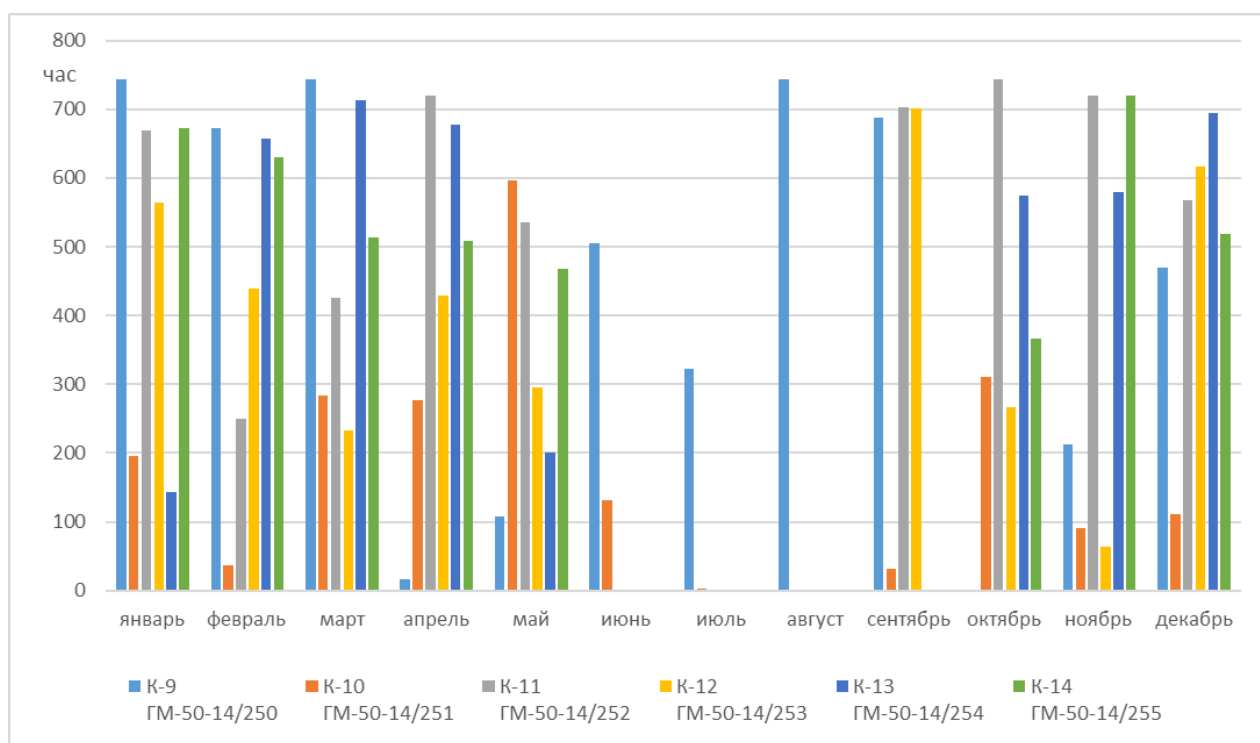


Рисунок 8. Среднегодовая загрузка котлов ГМ-50-14/250 котельной «Северная»

Суммарная наработка водогрейных котлов составила 741 часа, суммарная наработка паровых котлов составила 29467 часа. Наиболее загружены паровые котлы К-9, К-11, К-14.

Котельная «Роста»

Среднегодовая загрузка котельного оборудования представлена в таблице 53 и рисунке 9.

Таблица 53 – Среднегодовая загрузка котлов котельной «Роста»

| Месяц | ГМ-50-14/250 | |
|---------------------|--------------|--------------|
| | К-1 М | К-2 М |
| Январь | 229 | 516 |
| Февраль | 161 | 515 |
| Март | 348 | 397 |
| Апрель | 528 | 195 |
| Май | 288 | 458 |
| Июнь | 341 | 382 |
| Июль | 0 | 456 |
| Август | 0 | 731 |
| Сентябрь | 436 | 289 |
| Октябрь | 446 | 299 |
| Ноябрь | 205 | 519 |
| Декабрь | 520 | 230 |
| Итого за год | 3 502 | 4 987 |

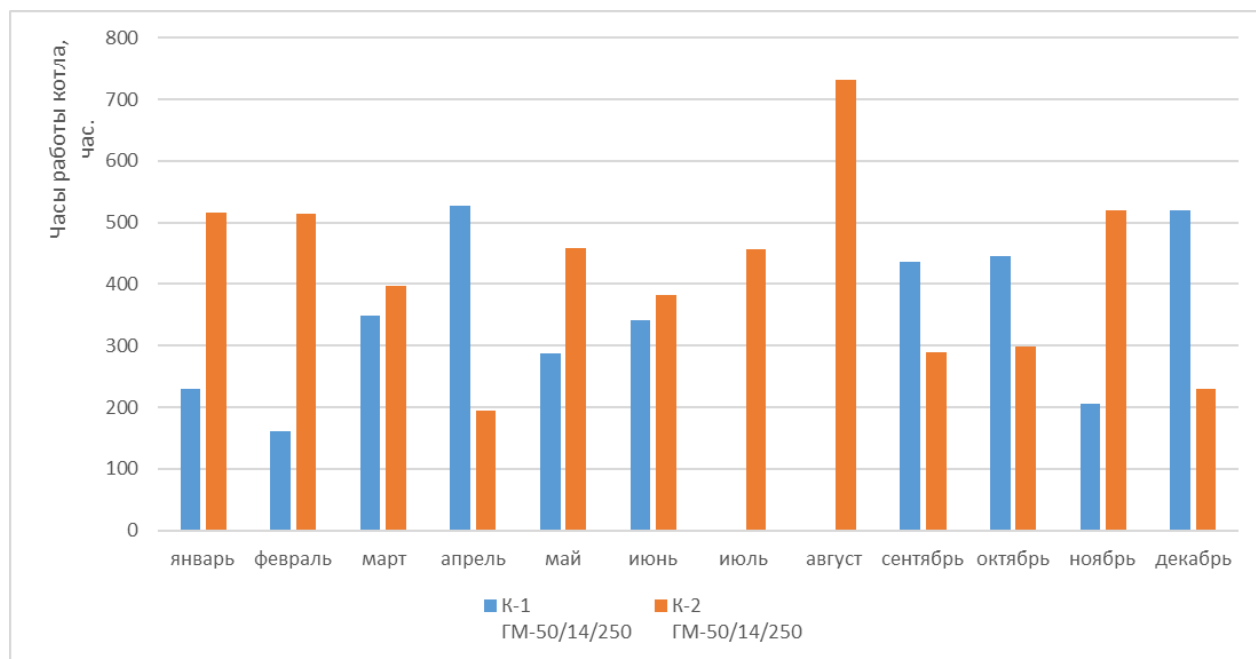


Рисунок 9. Среднегодовая загрузка котлов котельной «Роста»

Суммарная наработка паровых котлов составила 8489 часов.

Котельная «Абрам-Мыс»

Среднегодовая загрузка котельного оборудования представлена в таблице 54 и рисунке 10.

Таблица 54 – Среднегодовая загрузка котлов котельной «Абрам-Мыс»

| Месяц | ДКВР-10/13 | ДКВР-10(25)/13р | ДКВР-10/13 |
|---------------------|--------------|-----------------|--------------|
| | К-1 | К-2 | К-3 |
| Январь | 213 | 522 | 0 |
| Февраль | 589 | 41 | 43 |
| Март | 744 | 0 | 1 |
| Апрель | 590 | 0 | 132 |
| Май | 10 | 10 | 724 |
| Июнь | 362 | 0 | 363 |
| Июль | 109 | 0 | 310 |
| Август | 0 | 0 | 744 |
| Сентябрь | 466 | 0 | 277 |
| Октябрь | 622 | 1 | 122 |
| Ноябрь | 720 | 0 | 0 |
| Декабрь | 432 | 2 | 314 |
| Итого за год | 4 857 | 576 | 3 030 |

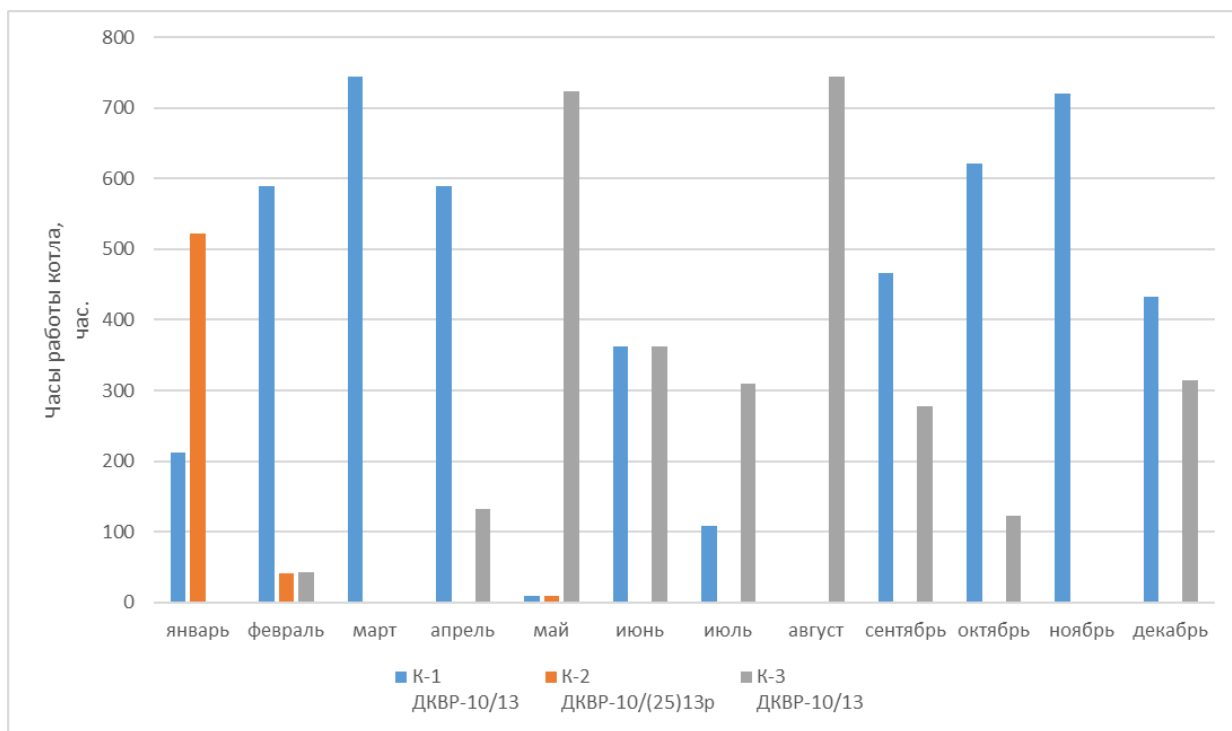


Рисунок 10. Среднегодовая загрузка котлов котельной «Абрам-Мыс»

Суммарная наработка паровых котлов составила 8463 часов. Наиболее загруженным в рассматриваемый период был котел К-1.

Котельная ТЦ «Росляково-1»

Среднегодовая загрузка котельного оборудования представлена в таблице 55.

Таблица 55 - Среднегодовая загрузка котлов котельной ТЦ «Росляково-1»

| Месяц | Продолжительность работы котла, ч; | | | |
|---------------------|------------------------------------|-----------------|-------------------|-----------------|
| | ДЕ-25/14 ст. №1 | ДЕ-25/14 ст. №2 | ДКВР 10/13 ст. №3 | ДЕ-25/14 ст. №4 |
| Январь | 397 | 660 | 408 | 0 |
| Февраль | 620 | 441 | 267 | 0 |
| Март | 0 | 471 | 129 | 373 |
| Апрель | 0 | 696 | 419 | 0 |
| Май | 457 | 217 | 0 | 0 |
| Июнь | 76 | 0 | 443 | 131 |
| Июль | 255 | 0 | 137 | 0 |
| Август | 0 | 0 | 691 | 0 |
| Сентябрь | 0 | 705 | 15 | 0 |
| Октябрь | 451 | 285 | 0 | 0 |
| Ноябрь | 434 | 227 | 248 | 0 |
| Декабрь | 384 | 179 | 541 | 350 |
| Итого за год | 3 074 | 3 881 | 3 298 | 854 |

Суммарная наработка котлов за 2022 год составила 11107 часов, при этом наиболее загруженными являлись паровые котлы ДЕ-25/14 ст.2 и ДКВР 10/13 ст.3.

Котельная ТЦ «Росляково Южное»

Среднегодовая загрузка котельного оборудования представлена в таблице 56.

Таблица 56 - Среднегодовая загрузка котлов котельной ТЦ «Росляково Южное»

| Месяц | Продолжительность работы котла, ч; | | | | | | | | | |
|---------------------|------------------------------------|--------------|--------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|--------------|--------------|---------------|
| | КП-1 ЛОТОС | КП-2 НЕВА | КП-3 НЕВА | КВ-4 СТН-0,8 | КВ-5 СТН-0,8 | КВ-6 СТН-0,8 | КВ-7 СТН-0,8 | К-8 КВТ-1 | К-9 КВТ-1 | К-10 КВТ-1 |
| Январь | 144 | 475 | 537 | 456 | 600 | 528 | 456 | 600 | 0 | 0 |
| Февраль | 351 | 403 | 153 | 474 | 434 | 420 | 474 | 434 | 0 | 0 |
| Март | 132 | 322 | 528 | 744 | 744 | 134 | 744 | 744 | 0 | 0 |
| Апрель | 600 | 360 | 600 | 744 | 744 | 0 | 744 | 744 | 0 | 0 |
| Май | 220 | 240 | 672 | 744 | 744 | 0 | 744 | 744 | 0 | 0 |
| Июнь | 488 | 0 | 488 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Июль | 695 | 0 | 695 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Август | 510 | 0 | 510 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Сентябрь | 720 | 0 | 720 | 0 | 0 | 312 | 216 | 422 | 518 | 0 |
| Октябрь | 744 | 0 | 744 | 0 | 0 | 552 | 634 | 48 | 381 | 216 |
| Ноябрь | 516 | 224 | 631 | 38 | 38 | 661 | 0 | 442 | 442 | 26 |
| Декабрь | 312 | 431 | 743 | 312 | 431 | 743 | 0 | 0 | 647 | 0 |
| Итого за год | 5 432 | 2 455 | 7 021 | 3 512 | 3 735 | 3 350 | 4 012 | 4 178 | 1 988 | 242 |

1.2.2.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Учет тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети, ведется с помощью приборов, установленных на выводах котельных.

Характеристики узлов учета тепловой энергии приведены в таблицах ниже.

Таблица 57 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной «Северная»

| № п/п. | Состав УУТЭ | | | Последняя поверка | Следующая поверка |
|-----------|--|---------------------------------|-----------------------|----------------------|----------------------|
| | Тип СИ | Модель | Заводской номер | | |
| 1 | Расходомер ультразвуковой DN 500 | Sitrans F US SONO3100/FUS060 | 014604H082/552003H122 | 09.07.2020 | 08.07.2024 |
| 2 | Расходомер ультразвуковой DN 500 | Sitrans F US SONO3100/FUS060 | 138604H301/551903H122 | 09.07.2020 | 08.07.2024 |
| 3 | Тепловычислитель | СПТ961.2 | 25326 | 28.07.2020 | 27.07.2024 |
| 4 | Комплект термометров сопротивления | КТПТР-01 | 14874/14874А | 28.07.2020 | 27.07.2024 |
| 5 | Термометр сопротивления | ТПТ-1-3 | 1731 | 28.07.2020 | 27.07.2024 |
| 6 | Термометр сопротивления | ТПТ-1-3 | 1408 | 28.07.2020 | 27.07.2024 |
| 7 | Теплосчётчик | Логика 7961-У1 | 25326 | 18.08.2020 | 17.08.2024 |
| 8 | Датчик давления | МИДА-ДИ-13П-04 | 17422437 | 30.07.2020 | 29.07.2025 |
| 9 | Датчик давления | МИДА-ДИ-13П-04 | 17422438 | 30.07.2020 | 29.07.2025 |
| 10 | Датчик давления | МИДА-ДИ-13П-04 | 17422439 | 30.07.2020 | 29.07.2025 |
| 11 | Датчик давления | МИДА-ДИ-13П-04 | 17317300 | 30.07.2020 | 29.07.2025 |

Таблица 58 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной «Роста»

| № п/п. | Состав УУТЭ | | | Последняя поверка | Следующая поверка |
|--------|---|--------|-----------------|-------------------|-------------------|
| | Тип СИ | Модель | Заводской номер | | |
| 1 | Датчик температуры | КТС-Б | 20080 | 09.07.2020 | 08.07.2024 |
| 2 | Датчик температуры | КТСП-Н | 43163 | 09.07.2020 | 08.07.2024 |
| 3 | Теплосчётчик-регистратор | Энконт | 1100 | 15.07.2020 | 14.07.2024 |
| 4 | Ультразвуковой преобразователь расхода DN 200 | S200I | 131-12 | 15.07.2020 | 14.07.2024 |
| 5 | Ультразвуковой преобразователь расхода DN 200 | S200I | 130-12 | 15.07.2020 | 14.07.2024 |
| 6 | Ультразвуковой преобразователь расхода DN 50 | S050I | 123-12 | 15.07.2020 | 14.07.2024 |
| 7 | Датчик давления | НТ-1,6 | 21184 | 29.07.2020 | 28.07.2024 |
| 8 | Датчик давления | НТ-1,6 | 21351 | 29.07.2020 | 28.07.2024 |
| 9 | Датчик давления | НТ-1,6 | 21234 | 29.07.2020 | 28.07.2024 |
| 10 | Датчик давления | НТ-1,0 | 19680 | 29.07.2020 | 28.07.2024 |

Таблица 59 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной «Абрам-Мыс»

| № п/п. | Состав УУТЭ | | | Последняя поверка | Следующая поверка |
|--------|---|---|-----------------|-------------------|-------------------|
| | Тип СИ | Модель | Заводской номер | | |
| 1 | Комплект термометров сопротивления | КТПТР-01 | 15596/15596А | 20.07.2022 | 19.07.2026 |
| 2 | Тепловычислитель | СПТ961.2 | 20240 | 26.06.2019 | 25.06.2023 |
| 3 | Преобразователь расхода вихреакустический, DN 100 | Метран-300ПР-100-А-0,01-01-42-Н-Мод-И-ШР-без КМЧ | 3004884 | 26.06.2019 | 25.06.2023 |
| 4 | Преобразователь расхода вихреакустический, DN 100 | Метран-300ПР-100-А-0,01-01-42-Н-Мод-И-ШР-без КМЧ | 3004885 | 26.06.2019 | 25.06.2023 |
| 5 | Преобразователь расхода вихреакустический, DN 32 | Метран-300ПР-32-А-0,01-01-42-Н-Мод-И-ШР-без КМЧ | 3004886 | 26.06.2019 | 25.06.2023 |
| 6 | Термометр сопротивления | ТПТ-1-3 | 9119 | 26.06.2019 | 25.06.2023 |
| 7 | Преобразователь давления измерительный | Коммуналец СДВ-И-2,50-1,60-1,00-М(1,00)-4-20мА-DA422-0605-3 | A536264 | 22.08.2018 | 21.08.2023 |
| 8 | Преобразователь давления измерительный | Коммуналец СДВ-И-2,50-1,60-1,00-М(1,00)-4-20мА-DA422-0605-3 | A536265 | 22.08.2018 | 21.08.2023 |
| 9 | Преобразователь давления измерительный | Коммуналец СДВ-И-2,50-1,60-1,00-М(1,00)-4-20мА-DA422-0605-3 | A536304 | 22.08.2018 | 21.08.2023 |
| 10 | Теплосчётчик | Логика 6962-10-53212 | 96153190418 | 04.09.2019 | 03.09.2023 |

Таблица 60 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельных ТЦ «Росляково - 1» и ТЦ «Росляково Южное»

| Тип прибора | Заводской номер | Место установки, измеряемый параметр |
|---------------------------------------|-----------------|--|
| Котельная «ТЦ «Росляково - 1» | | |
| Тепловычислитель СПТ961.2 | 32577 | ЦТЩ котельной ТЦ, пос. Росляково, теплосеть Верх, Низ поселка |
| Расходомер Взлет МР УРСВ-520ц | 1801193 | Расход прямой, обратной сетевой воды Верх поселка, трубопровод по месту |
| Расходомер Взлет МР УРСВ-520ц | 1801027 | Расход прямой, обратной сетевой воды Низ поселка, трубопровод по месту |
| Котельная ТЦ «Росляково Южное» | | |
| Тепловычислитель СПТ961.2 | 32584 | ЦТЩ котельной ТЦ, теплосеть ГВС, подпитка тепловых сетей Верх, Низ поселка |
| Расходомер Взлет МР УРСВ-520ц | 1801485 | Расход прямой, обратной воды ГВС, трубопровод по месту |
| Расходомер Взлет МР УРСВ-311 | 1491807 | Расход подпитки Верх, Низ поселка, трубопровод по месту |
| Расходомер Взлет МР УРСВ-311 | 1701176 | - |

Таблица 61 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной «Фестивальная»

| № п/п. | Состав УУТЭ | | | Последняя поверка | Следующая поверка |
|--------|---|---|-----------------|-------------------|-------------------|
| | Тип СИ | Модель | Заводской номер | | |
| 1 | Комплект термометров сопротивления | КТПТР-01 | 15596/15596А | 20.07.2022 | 19.07.2026 |
| 2 | Тепловычислитель | СПТ961.2 | 20240 | 26.06.2019 | 25.06.2023 |
| 3 | Преобразователь расхода вихреакустический, DN 100 | Метран-300ПР-100-А-0,01-01-42-Н-Мод-И-ШР-без КМЧ | 3004884 | 26.06.2019 | 25.06.2023 |
| 4 | Преобразователь расхода вихреакустический, DN 100 | Метран-300ПР-100-А-0,01-01-42-Н-Мод-И-ШР-без КМЧ | 3004885 | 26.06.2019 | 25.06.2023 |
| 5 | Преобразователь расхода вихреакустический, DN 32 | Метран-300ПР-32-А-0,01-01-42-Н-Мод-И-ШР-без КМЧ | 3004886 | 26.06.2019 | 25.06.2023 |
| 6 | Термометр сопротивления | ТПТ-1-3 | 9119 | 26.06.2019 | 25.06.2023 |
| 7 | Преобразователь давления измерительный | Коммуналец СДВ-И-2,50-1,60-1,00-М(1,00)-4-20мА-DA422-0605-3 | A536264 | 22.08.2018 | 21.08.2023 |
| 8 | Преобразователь давления измерительный | Коммуналец СДВ-И-2,50-1,60-1,00-М(1,00)-4-20мА-DA422-0605-3 | A536265 | 22.08.2018 | 21.08.2023 |
| 9 | Преобразователь давления измерительный | Коммуналец СДВ-И-2,50-1,60-1,00-М(1,00)-4-20мА-DA422-0605-3 | A536304 | 22.08.2018 | 21.08.2023 |
| 10 | Теплосчётчик | Логика 6962-10-53212 | 96153190418 | 04.09.2019 | 03.09.2023 |

1.2.2.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Статистика отказов оборудования на котельных, эксплуатируемых АО «МЭС», представлены в таблицах ниже.

Причины возникновения инцидентов – износ оборудования, время восстановления – от 12 до 36 часов.

Таблица 62 – Количество отказов основного оборудования котельной «Северная»

| Период | Количество отказов котла, ед. | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------------|-------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|-------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|
| | К-0 ПТВМ- 30 | К-1 ПТВМ- 30 | К-2 ПТВМ- 30 | К-3 ПТВМ- 30 | К-4 ДКВР- 25/13р | К-5 ДКВР- 25/13р | К-6 ДКВР- 25/13р | К-7 ДКВР- 25/13р | К-8 ДКВР- 25/13р | К-9 ГМ-50- 14/250 | К-10 ГМ-50- 14/250 | К-11 ГМ-50- 14/250 | К-12 ГМ-50- 14/250 | К-13 ГМ-50- 14/250 | К-14 ГМ-50- 14/250 |
| Январь | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 |
| Февраль | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 2 | 0 | 1 |
| Март | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 2 | 1 | 0 |
| Апрель | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 2 | 0 | 1 | 0 | 2 | 1 | 0 |
| Май | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 | 2 | 2 | 0 | 1 | 2 | 0 |
| Июнь | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Июль | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Август | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Сентябрь | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Октябрь | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 |
| Ноябрь | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 2 | 4 |
| Декабрь | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 1 | 1 | 0 |
| ИТОГО за 2022 год | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 5 | 3 | 2 | 4 | 3 | 9 | 1 | 10 | 8 | 5 |

Таблица 63 – Количество отказов основного оборудования котельной «Роста»

| Период | Количество отказов котла, ед. | |
|--------------------------|-------------------------------|------------------|
| | К-1 ГМ-50/14/250 | К-2 ГМ-50/14/250 |
| Январь | 1 | 1 |
| Февраль | 0 | 2 |
| Март | 0 | 0 |
| Апрель | 1 | 0 |
| Май | 1 | 1 |
| Июнь | 1 | 0 |
| Июль | 0 | 0 |
| Август | 0 | 0 |
| Сентябрь | 2 | 0 |
| Октябрь | 1 | 0 |
| Ноябрь | 0 | 0 |
| Декабрь | 2 | 0 |
| ИТОГО за 2022 год | 9 | 4 |

Таблица 64 – Количество отказов основного оборудования котельной «Абрам-Мыс»

| Период | Количество отказов котла, ед. | | |
|--------------------------|-------------------------------|------------------------|-------------------|
| | К-1 ДКВР-10/13 | К-2 ДКВР-10/(25)13р | К-3 ДКВР-10/13 |
| Январь | 0 | 0 | 0 |
| Февраль | 0 | 0 | 0 |
| Март | 0 | 0 | 0 |
| Апрель | 0 | 0 | 0 |
| Май | 0 | 0 | 0 |
| Июнь | 0 | 0 | 0 |
| Июль | 0 | 0 | 0 |
| Август | 0 | 0 | 0 |
| Сентябрь | 0 | 0 | 0 |
| Октябрь | 0 | 0 | 0 |
| Ноябрь | 0 | 0 | 0 |
| Декабрь | 0 | 0 | 0 |
| ИТОГО за 2022 год | 0 | 0 | 0 |

Таблица 65 – Количество отказов основного оборудования котельной «Фестивальная»

| Период | Количество отказов котла, ед. | | |
|--------------------------|-------------------------------|-----------------|-------------------|
| | К-1 ДЕ-25/14 | К-2 ДЕ-25/14 | К-3 ДКВР-10/13 |
| Январь | 1 | 0 | 0 |
| Февраль | 0 | 0 | 0 |
| Март | 0 | 0 | 1 |
| Апрель | 0 | 0 | 0 |
| Май | 0 | 0 | 0 |
| Июнь | 1 | 0 | 1 |
| Июль | 0 | 0 | 0 |
| Август | 1 | 0 | 1 |
| Сентябрь | 0 | 0 | 0 |
| Октябрь | 0 | 0 | 0 |
| Ноябрь | 0 | 1 | 2 |
| Декабрь | 0 | 0 | 0 |
| ИТОГО за 2022 год | 3 | 1 | 5 |

Таблица 66 – Количество отказов основного оборудования котельной «Росляково-1»

| Период | Количество отказов котла, ед. | | | |
|--------------------------|-------------------------------|-----------------|-------------------|-----------------|
| | К-1 ДЕ-25/14 | К-2 ДЕ-25/14 | К-3 ДКВР-10/13 | К-4 ДЕ-25/14 |
| Январь | 1 | 0 | 1 | 0 |
| Февраль | 0 | 1 | 2 | 0 |
| Март | 0 | 2 | 2 | 1 |
| Апрель | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Май | 1 | 1 | 0 | 0 |
| Июнь | 3 | 0 | 5 | 2 |
| Июль | 0 | 0 | 1 | 0 |
| Август | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Сентябрь | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Октябрь | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ноябрь | 1 | 0 | 0 | 0 |
| Декабрь | 2 | 1 | 1 | 2 |
| ИТОГО за 2022 год | 8 | 5 | 12 | 5 |

Таблица 67 – Количество отказов основного оборудования котельной «Росляково Южная»

| Период | Количество отказов котла, ед. | | | | | | | | | |
|--------------------------|-------------------------------|--------------|--------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|--------------|--------------|---------------|
| | КП-1 ЛОТОС | КП-2 НЕВА | КП-3 НЕВА | КВ-4 СТН-0,8 | КВ-5 СТН-0,8 | КВ-6 СТН-0,8 | КВ-7 СТН-0,8 | К-8 КВТ-1 | К-9 КВТ-1 | К-10 КВТ-1 |
| Январь | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 |
| Февраль | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 |
| Март | 0 | 0 | 0 | 3 | 1 | 0 | 2 | 1 | 0 | 0 |
| Апрель | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Май | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Июнь | 2 | 0 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Июль | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Август | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Сентябрь | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Октябрь | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 5 | 2 |
| Ноябрь | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Декабрь | 1 | 0 | 1 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| ИТОГО за 2022 год | 4 | 0 | 3 | 5 | 3 | 3 | 4 | 4 | 6 | 2 |

1.2.2.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии АО «МЭС» отсутствуют.

1.2.2.13. 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

Источники тепловой энергии и оборудования, входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность, которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, отсутствуют.

1.2.3. МУП «МУК»

1.2.3.1. Общее описание

МУП «МУК» осуществляет деятельность по производству, транспортировке и сбыту тепловой энергии на территории г. Мурманска.

Производство тепловой энергии осуществляется на следующих источниках:

- котельная на угле;
- котельная на дизельном топливе.

Котельная на угле имеет установленную мощность 3,13 Гкал/ч, котельная на дизельном топливе – 2,06 Гкал/ч. Обе котельные снабжают тепловой энергией район Дровяное.

Исходной водой для подпитки теплосети является горводопроводная вода из озера Первое, проходящая на котельной соответствующую подготовку и деаэрацию в деаэраторах атмосферного типа. Краткая характеристика источников теплоснабжения представлена в таблице ниже.

Таблица 68 – Характеристика источников теплоснабжения МУП «МУК»

| Название котельной | Угольная котельная | Дизельная котельная |
|--------------------------------|--------------------|---------------------|
| Тип котельной | комбинированная | водогрейная |
| Основное топливо | уголь | дизельное топливо |
| Резервное топливо | нет | нет |
| Наличие и тип водоподготовки | ВПУ-3 | УОЛСН-1 |
| Наличие систем автоматизации | нет | есть |
| Наличие приборов учета топлива | нет | Есть (ППО 40-06СУ) |
| Режим работы | Отопление и ГВС | Отопление и ГВС |
| Температурный график | 95/70 | 95/70 |

На угольной котельной в качестве основного топлива используется каменный уголь марки ДПК 50-300мм с низшей теплотой сгорания 5500 ккал/кг.

На дизельной котельной в качестве основного топлива используется дизельное топливо марки Д-0,2-6,2.

1.2.3.2. Структура основного и вспомогательного оборудования

На угольной котельной установлено 4 водогрейных и 2 паровых котла, срок эксплуатации которых не превышает 15 лет.

Угольная котельная работает круглогодично, температурный график отпуска тепловой энергии 95/70 °С. Система теплоснабжения – четырехтрубная, закрытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей (с учетом потерь в тепловых сетях) составляет 0,927998 Гкал/ч, в том числе:

- отопление – 0,77024 Гкал/ч;

– ГВС – 0,157758 Гкал/ч.

На дизельной котельной установлено 3 водогрейных котла, срок эксплуатации которых составляет 17-18 лет.

Дизельная котельная работает круглогодично, температурный график отпуска тепловой энергии 95/70 °С. Система теплоснабжения – двухтрубная, закрытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей (с учетом потерь в тепловых сетях) составляет 0,828064 Гкал/ч, в том числе:

– отопление – 0,72626 Гкал/ч;

– ГВС – 0,101804 Гкал/ч.

Характеристика основного оборудования котельных приведена в таблице 69.

Таблица 69 – Характеристика источников теплоснабжения МУП «МУК»

| Наименование источника | Тип и количество котлов | Производительность, Гкал/ч | Расчетная присоединенная нагрузка потребителей, Гкал/ч | Завод производитель | Год ввода в эксплуатацию | Тип автоматики регулирования | Тип деаэраторов | Средний КПД котлов, % |
|------------------------|-------------------------|----------------------------|--|--------------------------|--------------------------|------------------------------|-----------------|-----------------------|
| Дизельная котельная | GTE 521 | 1,02 | 0,828064 | De Dietrich thermique | 2006 | Панель управления | S6A-R | 90 |
| | GTE 511 | 0,52 | | | 2005 | | | |
| | GTE 511 | 0,52 | | | 2005 | | | |
| Угольная котельная | КСВр | 0,69 | 0,927998 | ООО "Римко" | 2008 | нет | нет | 60 |
| | КВс | 1,25 | | ООО "ЭнергоРесурс" | 2011 | | | |
| | ВКВ-300 | 0,3 | | ОАО "Возовсельмаш" | 2011 | | | |
| | НИИСТУ-5М (2шт.) | 0,52 | | ЗАО "УСМР" | 2008 | | | |
| | КВр-0,8КБ | 0,52 | | ООО ПК "Прогресс-Энерго" | 2017 | | | |

Состав и характеристика вспомогательного оборудования угольной котельной приведены в таблице 70.

Таблица 70 – Состав и характеристика вспомогательного оборудования угольной котельной

| Наименование | Марка | Мощность, кВт | Примечание |
|-------------------|---------------|---------------|------------|
| Насос ГВС | КМ 80-65-160Е | 7,5 | Резерв |
| Насос ГВС | КМ 80-50-120Е | 15 | - |
| Насос СО | К 160/30 | 17 | - |
| Насос СО | К 160/30 | 17 | Резерв |
| Подпиточный насос | - | 2 | - |

Состав и характеристика вспомогательного оборудования дизельной котельной приведены в таблице 71.

Таблица 71 – Состав и характеристика вспомогательного оборудования дизельной котельной

| Наименование | Марка | Расход, куб. м/ч | Мощность, кВт |
|----------------------|-------------|------------------|---------------|
| Циркуляционный насос | ТР 62-720/2 | 77,2 | 22 |
| Циркуляционный насос | ТР 65-410/2 | 56,2 | 7,5 |
| Циркуляционный насос | ТР 65-410/2 | 56,2 | 7,5 |

1.2.3.3. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельных в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МУП «МУК» представлены в таблице 72.

Таблица 72 – Характеристика мощности котельных МУП «МУК»

| Наименование параметра | Ед. измерения | Наименование источника | |
|-----------------------------------|---------------|------------------------|---------------------|
| | | Угольная котельная | Дизельная котельная |
| Установленная тепловая мощность | Гкал/ч | 3,13 | 2,06 |
| Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 3,13 | 2,06 |
| Ограничения тепловой мощности | Гкал/ч | - | - |
| Собственные и хозяйственные нужды | Гкал/ч | 0,024 | 0,008 |
| Собственные и хозяйственные нужды | % | 1,9 | 0,9 |
| Тепловая мощность нетто | Гкал/ч | 3,11 | 2,05 |

1.2.3.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

Сведения об ограничении тепловой мощности и величине располагаемой тепловой мощности источников представлены в таблице 72. В настоящее время, ограничения мощности на источниках МУП «МУК» отсутствуют.

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

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источников МУП «МУК» представлены в таблице 73.

Собственные нужды на угольной котельной и дизельной котельной составляют 1,9% и 0,9% соответственно. Собственные нужды включают в себя расход тепловой энергии на отопление и хозяйственные нужды котельной; потери тепла трубопроводами, насосами, баками и т.п.; утечки, испарения при выявлении неисправностей в оборудовании; неучтенные потери.

Таблица 73 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МУП «МУК» за 2022 год

| № п/п | Адрес или наименование котельной | Выработка тепловой энергии котлоагрегатами, Гкал | Затраты тепловой энергии на собственные нужды, Гкал | Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, Гкал | Вид топлива | Расход топлива, т.у.т |
|--------------|---|---|--|--|--------------------|------------------------------|
| 1 | Угольная котельная | 4 338,2 | 82,4 | 4 255,8 | Каменный уголь | 1 985,83 |
| 2 | Дизельная котельная | 2 994,2 | 26,9 | 2 967,2 | Дизельное топливо | 464,58 |

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

Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования котельных МУП «МУК» представлен в п.1.2.3.2.

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

Отопление:

- дизельная котельная и угольная котельная работают по стандартной схеме водогрейной котельной. Обратная сетевая вода поступает в водогрейные котлы, где нагревается до 95 °С и затем поступает в тепловую сеть. Циркуляция сетевой воды осуществляется сетевыми насосами.

Горячее водоснабжение:

– дизельная котельная: в домах установлены пластинчатые теплообменники, вода нагревается теплоносителем отопления;

– угольная котельная: теплообменник установлен на котельной, вода нагревается паром из паровых котлов.

Подпитка осуществляется из городского водопровода, которая предварительно очищается в системе ХВО.

Тепловые схемы котельных приведены в приложениях Ж, З.

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

Способ регулирования отпуска тепловой энергии от котельных – качественный, т.е. регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети при неизменяемом расходе в зависимости от температуры наружного воздуха по утвержденному температурному графику - 95/70 °С.

Температурные графики регулирования отпуска тепловой энергии в сеть приведены в части 3 «Тепловые сети, сооружения на них, тепловые пункты».

1.2.3.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка оборудования угольной котельной приведена в таблице 74.

Таблица 74 - Загрузка основного оборудования угольной котельной

| Период | Котельное оборудование | | | | | |
|-----------------------------|------------------------|----------------------|----------------------|---------------------|--------------------------|--------------------------|
| | Котел №1 КВр-0,8КБ | Котел №2 КСВр-0,8 | Котел №3 КВС-1,45 | Котел №6 ВКВ-300 | Котел №7 НИИСТУ 5М | Котел №9 НИИСТУ 5М |
| Наработка 2020 г., ч | | | | | | |
| Январь | 744 | 360 | 384 | | | 744 |
| Февраль | 300 | 372 | 672 | | 672 | |
| Март | 744 | | 744 | | 384 | 360 |
| Апрель | 720 | 360 | 360 | | 720 | |
| Май | 744 | 372 | | | 744 | |
| Июнь | 384 | | | 168 | 60 | 324 |
| Июль | | | | | | 744 |
| Август | 24 | 24 | 24 | | | 744 |
| Сентябрь | 720 | | | | 720 | |
| Октябрь | 744 | | 360 | | 360 | 384 |
| Ноябрь | 370 | 350 | 384 | | 360 | 360 |
| Декабрь | 384 | | 744 | | | 744 |
| Итого: | 5878 | 1 838 | 3 672 | 168 | 4 020 | 4 404 |
| Наработка 2021 г., ч | | | | | | |
| Январь | 744 | 360 | 384 | | | 744 |
| Февраль | 300 | 372 | 672 | | 672 | |
| Март | 744 | | 744 | | 384 | 360 |
| Апрель | 720 | 360 | 360 | | 720 | |
| Май | 744 | 372 | | | 744 | |
| Июнь | 384 | | | 168 | 60 | 324 |
| Июль | | | | 168 | | 384 |
| Август | | | 144 | | | 744 |
| Сентябрь | 360 | | 360 | | 72 | 672 |
| Октябрь | | 372 | 372 | | 168 | 576 |
| Ноябрь | 216 | 216 | 624 | | 386 | 360 |
| Декабрь | 744 | 360 | 168 | | 96 | 744 |
| Итого: | 4956 | 2 412 | 3 828 | 336 | 3 302 | 4 908 |
| Наработка 2022 г., ч | | | | | | |
| Январь | 744 | 372 | 192 | | 576 | 216 |
| Февраль | 244 | 428 | 216 | | 300 | 372 |
| Март | 744 | 744 | | | 312 | 432 |
| Апрель | 720 | | 372 | | 168 | 576 |
| Май | 696 | | | | | 744 |
| Июнь | | | | 168 | | 408 |
| Июль | | | | | | 720 |
| Август | | | | | 168 | 576 |
| Сентябрь | 720 | | | | 72 | 672 |
| Октябрь | 624 | 216 | | | 96 | 648 |
| Ноябрь | 720 | 372 | | | 288 | 456 |
| Декабрь | 744 | 372 | 372 | | 48 | 744 |
| Итого: | 5956 | 2 504 | 1 152 | 168 | 2 028 | 6 564 |

Суммарная наработка котлов за 2022 год составила 18372 часа. Наиболее загружен был котел №1 КВр-0,8КБ.

Среднегодовая загрузка оборудования дизельной котельной приведена в таблице 75.

Таблица 75 - Загрузка основного оборудования дизельной котельной

| Период | Котельное оборудование | | |
|--|------------------------|--------------|--------------|
| | GTE 521 | GTE 511 №1 | GTE 511 №2 |
| Наработка 2020 г., ч | | | |
| Январь | 744 | 1 | 1 |
| Февраль | 696 | 1 | 1 |
| Март | 744 | 1 | 1 |
| Апрель | 720 | 1 | 1 |
| Май | 677 | | 88 |
| Июнь | | 1 | 400 |
| Июль | | 1 | 744 |
| Август | 39 | 1 | 705 |
| Сентябрь | 616 | 1 | 80 |
| Октябрь | 744 | 1 | 1 |
| Ноябрь | 720 | 1 | 1 |
| Декабрь | 744 | 1 | 1 |
| Итого: | 6 444 | 11 | 2 024 |
| Количество пусков из горячего состояния (при простое менее 12 часов) | | | |
| 2020 | 10 | 0 | 5 |
| Количество пусков из холодного состояния (при простое более 12 часов) | | | |
| 2020 | 1 | 0 | 1 |
| Наработка 2021 г., ч | | | |
| Январь | 744 | 5 | 3 |
| Февраль | 672 | 2 | 3 |
| Март | 744 | 3 | 2 |
| Апрель | 720 | 3 | 2 |
| Май | 744 | 2 | 3 |
| Июнь | 72 | 648 | 2 |
| Июль | 1 | 408 | 2 |
| Август | 1 | 672 | 72 |
| Сентябрь | 720 | 2 | 3 |
| Октябрь | 744 | 2 | 3 |
| Ноябрь | 744 | 3 | 2 |
| Декабрь | 744 | 2 | 3 |
| Итого: | 6 650 | 1 752 | 100 |
| Количество пусков из горячего состояния (при простое менее 12 часов) | | | |
| 2021 | 6 | 19 | 19 |
| Количество пусков из холодного состояния (при простое более 12 часов) | | | |
| 2021 | 6 | 19 | 19 |
| Наработка 2022 г., ч | | | |
| Январь | 744 | 3 | 1 |
| Февраль | 672 | 2 | 2 |
| Март | 744 | 2 | 3 |
| Апрель | 720 | 3 | 3 |
| Май | 744 | 3 | 2 |
| Июнь | 72 | 2 | 648 |
| Июль | 1 | 3 | 408 |
| Август | 2 | 72 | 672 |
| Сентябрь | 720 | 2 | 3 |
| Октябрь | 744 | 3 | 2 |
| Ноябрь | 744 | 2 | 2 |
| Декабрь | 744 | 3 | 3 |
| Итого: | 6 651 | 100 | 1 749 |
| Количество пусков из горячего состояния (при простое менее 12 часов) | | | |
| 2022 | 12 | 0 | 10 |
| Количество пусков из холодного состояния (при простое более 12 часов) | | | |
| 2022 | 4 | 12 | 14 |

Суммарная наработка котлов за 2022 год составила 8500 часов. Наиболее загружен был котел GTE 521.

1.2.3.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Для учета отпуска тепловой энергии на источниках установлены узлы учета тепловой энергии.

На угольной котельной установлен УУТЭ на базе вычислителя СПТ-943.1.

На дизельной котельной установлен УУТЭ на базе вычислителя СПТ-943.

1.2.3.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Статистика отказов и восстановлений оборудования на котельных МУП «МУК» отсутствует.

1.2.3.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источника тепловой энергии котельных МУП «МУК» отсутствуют.

1.2.3.13. 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

Источники тепловой энергии и оборудования, входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность, которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, отсутствуют.

1.2.4. АО «Завод ТО ТБО»

1.2.4.1. Общее описание

Акционерное общество «Завод по термической обработке твердых бытовых отходов» - предприятие жилищно-коммунального комплекса. АО «Завод ТО ТБО» является единственным, уникальным предприятием Северо-Западного региона России, более 30 лет успешно работающим в суровых условиях Крайнего Севера на рынке обращения с отходами производства и потребления, для сбережения природных ресурсов Кольского полуострова и выработки дешевой тепловой энергии.

Завод в г. Мурманске предназначен для сжигания несортированных твердых коммунальных отходов из г. Мурманска, Кольского и Североморского районов и оборудован двумя мусоросжигательными котлоагрегатами, паропроизводительностью 45 т/ч каждый. В процессе термической обработки твердых бытовых отходов, предприятие вырабатывает дешевую тепловую энергию, которую частично использует на собственные нужды, а большую часть реализует на Восточную котельную АО «Мурманская ТЭЦ». Аналогичных предприятий в области нет.

1.2.4.2. Структура основного и вспомогательного оборудования

На предприятии установлено 2 мусоросжигательных котла «СКД ДУКЛА» (Чехия) пропускной способностью по сжигаемому ТБО до 15 т/ч. Дополнительным топливом для стабильного горения и растопки котлов служит топочный мазут марки М-100 с теплотой сгорания 9500 ккал/ч.

Характеристика основного и вспомогательного оборудования приведена в таблицах 76 и 77 соответственно.

Таблица 76 – Характеристика основного оборудования АО «Завод ТО ТБО»

| Тип оборудования | Год ввода в эксплуатацию | Паропрод-водительность, т/ч (Гкал/ч) | Топливо | Параметры пара | | Завод изготовитель | Продление срока службы, тех. состояния |
|--|--------------------------|--------------------------------------|---------|----------------|-----------------------|-----------------------|--|
| | | | | Т, °С | Р, кг/см ² | | |
| Паровой мембранный котел с естественной циркуляцией для сжигания ТКО | 1986 | 45 (31) | ТБО | 220-240 | 12,7 | ЧКД «Дукла», г. Прага | Не ограничено |
| Паровой мембранный котел с естественной циркуляцией для сжигания ТКО | 1986 | 45 (31) | ТБО | 220-240 | 12,7 | ЧКД «Дукла», г. Прага | Не ограничено |

Таблица 77 – Характеристика вспомогательного оборудования АО «Завод ТО ТБО»

| Наименование оборудования | Тип оборудования | Характеристика оборудования |
|-------------------------------------|---------------------|--------------------------------------|
| Установка ХВО для паровых котлов | - | 50 м ³ /ч |
| Протяженность и диаметр паропровода | - | 409 м, 273 мм |
| Дымосос | Д20*2 | 245000 м ³ /ч |
| Вентилятор первичного воздуха | PBE-1600-5H-J1180-0 | Q=18,2 м ³ /сек H=2700Па |
| Вентилятор вторичного воздуха | PBE BOOSH -п90 | Q=5,55 м ³ /сек H= 9800Па |
| Насосы питательные | ЦНГС-60-231 | 60 м ³ /ч |
| Насосы питательные | ЦНГС-38-220 | 38 м ³ /ч |

1.2.4.3. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

На заводе установлены два котлоагрегата. Характеристика мощности предприятия приведены в таблице 78.

Таблица 78 – Характеристика мощности АО «Завод ТО ТБО»

| Наименование параметра | Ед. измерения | Величина |
|-----------------------------------|---------------|----------|
| Установленная тепловая мощность | Гкал/ч | 62,0 |
| Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 31,0 |
| Ограничения тепловой мощности | Гкал/ч | - |
| Собственные и хозяйственные нужды | Гкал/ч | 9,0 |
| Нагрузка на собственные нужды | % | 30,0 |
| Тепловая мощность нетто | Гкал/ч | 22,0 |

1.2.4.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

Сведения об ограничении тепловой мощности источника отсутствуют. Значение располагаемой тепловой мощности источника представлены в таблице 78.

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

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источников АО «Завод ТБО» представлены таблице 79.

Таблица 79 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Завод ТБО» за 2019-2022 гг.

| Год | Выработка тепловой энергии котлоагрегатами, Гкал | Затраты тепловой энергии на собственные нужды, Гкал | Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, Гкал | Вид топлива | Расход топлива, т у.т |
|------|--|---|---|-------------|-----------------------|
| 2019 | 113495 | 40545 | 72950 | ТКО | 14981,80 |
| 2020 | 94346 | 35826 | 58519 | ТКО | 13003,59 |
| 2021 | 72610 | 30319 | 42291 | ТКО | 9647,46 |
| 2022 | - | - | 47200* | ТКО | - |

* по данным АО «Мурманская ТЭЦ»

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

Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования АО «Завод ТБО» представлен в п.1.2.4.2.

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

Мусоросжигательный завод предназначен для сжигания несортированных твердых бытовых отходов. На Заводе установлены два мусоросжигательных котлоагрегата пропускной способностью по сжигаемым отходам с теплотой сгорания 1600 ккал/кг - 15 т/ч и максимальной паропроизводительностью 45 т/ч. Номинальное давление перегретого пара – 13 кгс/см², номинальная температура перегретого пара – 250°С. Проектная мощность завода по термообработке – 107 тыс. тонн в год. Сжигание производится при температуре 850-1200 °С.

Для поддержания этих параметров проектом предусмотрено использование мазута в количестве 4,6 тыс. тонн в год, но так как за эти годы существенно изменился морфологический состав бытовых отходов, большую их часть составляют горючие фракции, то процесс горения ТБО происходит с применением минимального количества мазута.

В процессе термообработки отходов образуется шлак 4 класса опасности (до 25% от утилизированного ТБО), который используется на полигоне ТКО с.п. Междуречье Мурманской области для послойной рекультивации.

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

Способом регулирования отпуска тепловой энергии от котлов АО «Завод ТО ТБО» является изменение подаваемого количества ТКО.

1.2.4.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка котлов АО «Завод ТО ТБО» приведена в таблице 80.

Таблица 80 – Сведения о работе основного котельного оборудования

| Месяц | Наработка, ч | | | |
|---------------|--------------|-------------|----------|-------------|
| | 2019 | | 2020 | |
| | Котел №1 | Котел №2 | Котел №1 | Котел №2 |
| Январь | 377 | 303 | 0 | 672 |
| Февраль | 97 | 434 | 0 | 737 |
| Март | 251 | 493 | 0 | 603 |
| Апрель | 323 | 240 | 0 | 505 |
| Май | 178 | 495 | 0 | 477 |
| Июнь | 0 | 472 | 0 | 423 |
| Июль | 0 | 442 | 0 | 299 |
| Август | 0 | 425 | 0 | 465 |
| Сентябрь | 0 | 533 | 0 | 478 |
| Октябрь | 0 | 722 | 0 | 403 |
| Ноябрь | 0 | 583 | 0 | 400 |
| Декабрь | 83 | 270 | 0 | 406 |
| Итого: | 1309 | 5412 | 0 | 5862 |

1.2.4.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

На заводе установлен прибор учета отпускаемой тепловой энергии.

Теплосчетчик расположен на выводе паропровода из здания завода. Учет полученной тепловой энергии от завода также ведется на Восточной котельной АО «Мурманская ТЭЦ».

1.2.4.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Статистика отказов и восстановлений оборудования на АО «Завод ТО ТБО» не ведется.

1.2.4.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источника тепловой энергии АО «Завод ТО ТБО» отсутствуют.

1.2.4.13. 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

Источники тепловой энергии и оборудования, входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность, которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, отсутствуют.

1.2.5. АО «ММТП»

1.2.5.1. Общее описание

Мурманский морской торговый порт был основан в 1915 году. Акционерное общество «Мурманский морской торговый порт» было создано в 1994 году на базе государственного предприятия и в настоящее время является крупнейшим предприятием города Мурманска, а по объему перерабатываемых грузов занимает четвертое место по России и является вторым по величине (после Санкт - Петербургского порта) портом северо-западной части России.

АО «ММТП» располагает для работы семнадцатью причалами общей протяженностью около 3000 метров.

Порт оснащен собственным теплоисточником, который осуществляет поставку тепловой энергии всем субабонентам на территории предприятия, а также обеспечивает теплом здание Мурманского морского вокзала. Теплоснабжение жилищного фонда от данного источника не осуществляется. Котельная находится в долгосрочной аренде ФГУП «Росморпорт».

Основным топливом на котельной является топочный мазут марки М-100. Аварийного и резервного топлива не предусмотрено.

1.2.5.2. Структура основного и вспомогательного оборудования

На котельной АО «ММТП» установлено 3 котла - 2 паровых котла (ДКВР-10/13 и ДЕ-10/14 ГМ) и 1 водогрейный котел Турботерм. Котельная работает круглогодично, температурный график отпуска тепловой энергии – 90–70 °С, со срезкой на минимуме 62 °С. Система теплоснабжения – двухтрубная, закрытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей составляет 14,03 Гкал/ч, в том числе:

- отопление – 4,86 Гкал/ч;
- вентиляция – 7,1 Гкал/ч;
- ГВС – 2,07 Гкал/ч.

Технические характеристики основного и вспомогательного оборудования приведены в таблицах 81 – 84.

Таблица 81 – Технические характеристики основного оборудования котельной

| Тип и количество котлов | Количество | Производительность, Гкал/ч, т/ч | Расчетная присоединенная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч | Завод-изготовитель котлов | Год ввода в эксплуатацию | Вид топлива | Наличие и тип охладителей выпара | Давление и температура пара. | Тип экономайзера | Температура уходящих газов, °С | КПД котлов, % |
|-------------------------|------------|---------------------------------|---|---------------------------|--------------------------|-------------|----------------------------------|------------------------------|--------------------|--------------------------------|---------------|
| ДЕ 10/14 | 1 | 6,08/10 | данные в ПКЭ | БиКЗ | 2001* | мазут М-100 | есть кожухотрубчатый | 10/180 | чугунный ЭБ2-236И. | 167 | 93,3 |
| ДКВР 10/13 | 1 | 6,08/10 | данные в ПКЭ | БиКЗ | 1987* | мазут М-100 | есть кожухотрубчатый | 10/180 | чугунный ЭБ 1-330П | 144 | 89,7 |
| в/к «Турботерм | 1 | 2,322/- | данные в ПКЭ | РЭМЭКС | 2003 | мазут М-100 | - | 6/- | - | 154 | 89,7 |

* В 2020 году выполнено эксперт. заключение, продление ресурса до 2024 года

Таблица 82 – Технические характеристики сетевых подогревателей, установленных на котельной

| Наименование агрегата | Производительность оборудования, Гкал/ч | Кол-во | Рабочие параметры на входе/выходе | | Удельный расход теплоты, Гкал/ м ³ | КПД по паспорту, % | Конденсатоотводчики: тип, количество | Температура конденсата, °С |
|----------------------------|---|--------|-----------------------------------|-------------------------|---|--------------------|--|----------------------------|
| | | | Давление рабочее, МПа | Температура рабочая, °С | | | | |
| ПСВ - 1,2 ПП-1-17-7 | 2,98 | 2 | 16 –вода 7 - пар | 130 –вода 250 - пар | Н.д. | Н.д. | Охладитель конденсата ПВ-2-09 2 шт. | 65-70 |
| ПСВ – 3,4 ЭТ-0411-16-89 | 6,249 | 2 | 16 –вода 7 - пар | 130 –вода 250 - пар | Н.д. | Н.д. | Охладитель конденсата ПВ-2-16 2 шт | 65-70 |

Таблица 83 – Технические характеристики деаэрационного оборудования, установленного на котельной

| Наименование агрегата, | Производительность агрегата, м3/ч | Кол-во | Рабочие параметры на входе/выходе | | Удельный расход теплоэнергии, Гкал/ м3 | КПД по паспорту, % | Конденсатоотводчики: тип, количество |
|-------------------------------|-----------------------------------|--------|-----------------------------------|-------------------------|--|--------------------|--------------------------------------|
| | | | Давление рабочее, МПа | Температура рабочая, °С | | | |
| Деаэратор сетевой ДА-15/14 | 14 | 1 | 0,1176 | 104,25 | Н.д. | Н.д. | нет |
| Деаэратор питательный ДА 25/8 | 8 | 1 | 0,1176 | 104,25 | Н.д. | Н.д. | нет |

Таблица 84 – Технические характеристики подогревателей мазута, установленных на котельной

| Наименование агрегата | Производительность агрегата, м3/ч | Кол-во | Рабочие параметры на входе/выходе | | Удельный расход теплоэнергии, Гкал/ м3 | КПД по паспорту, % | Конденсатоотводчики: тип, количество | Наличие теплоутилизационных устройств, температура конденсата, °С | Примечание (характеристика загрязнений конденсата) |
|---------------------------------------|-----------------------------------|--------|-----------------------------------|-------------------------|--|--------------------|--------------------------------------|---|--|
| | | | Давление рабочее, МПа | Температура рабочая, °С | | | | | |
| Подогреватель мазута ПМ-1 МВН 25/52 | Н.д. | 1 | 25 | 130 | Н.д. | Н.д. | поплачковый фланцевый 1 шт. | 35-40 | Следы нефтепродуктов |
| Подогреватель мазута ПМ-2,3 МВН 25/32 | Н.д. | 2 | 25 | 130 | Н.д. | Н.д. | поплачковый фланцевый 1 шт. | 35-40 | Следы нефтепродуктов |

1.2.5.3. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Тепловая энергия отпускается потребителю в горячей воде, на котельной установлено четыре сетевых подогревателя и один сетевой деаэратор ДА-15/14, для подготовки подпиточной воды, направляемой в тепловую сеть.

Тепловая энергия расходуется на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение потребителей, расположенных на территории торгового порта, а также здания Мурманского морского вокзала. Характеристика мощности предприятия приведены в таблице 85.

Таблица 85 – Характеристика мощности котельной АО «ММТП»

| Наименование параметра | Ед. измерения | Величина |
|-----------------------------------|----------------------|-----------------|
| Установленная тепловая мощность | Гкал/ч | 14,03 |
| Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 14,03 |
| Ограничения тепловой мощности | Гкал/ч | - |
| Собственные и хозяйственные нужды | Гкал/ч | 0,35 |
| Тепловая мощность нетто | Гкал/ч | 13,68 |

1.2.5.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

Сведения об ограничении тепловой мощности источника отсутствуют. Значение располагаемой тепловой мощности источника представлены в таблице 85.

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

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источника АО «ММТП» представлены в таблице 86.

Таблица 86 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «ММТП» за 2020-2022 гг.

| № п/п | Год | Выработка тепловой энергии котлоагрегатами, Гкал | Затраты тепловой энергии на собственные нужды, Гкал | Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, Гкал | Вид топлива | Расход топлива, т у.т |
|--------------|------------|---|--|--|--------------------|------------------------------|
| 1 | 2020 | 17 864,41 | 1 233,98 | 16 630,4 | мазут | 3236,01 |
| 2 | 2021 | 20 392,73 | 1 408,62 | 18 984,1 | мазут | 3234,1 |
| 3 | 2022 | 18 408,4 | 1 271,6 | 17 136,8 | мазут | 3002,34 |

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

Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования котельной АО «ММТП» представлен в п.1.2.5.2.

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

Технологическая схема котельной АО «ММТП» предоставлена в приложении И.

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

На котельной АО «ММТП» осуществляется качественный способ регулирования отпуска тепловой энергии потребителям. Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети при неизменяемом расходе в зависимости от температуры наружного воздуха по утвержденному температурному графику. В котельной утвержден температурный график регулирования 90/70.

1.2.5.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка котлов АО «ММТП» приведена в таблице 87.

Таблица 87 – Сведения о работе основного котельного оборудования

| Период | Наработка, ч | | | Количество пусков из холодного состояния (при простое более 12 часов) | | |
|---------------|----------------------|------------------------|-----------------------|--|------------------------|-----------------------|
| | Котел №1 ДЕ 10/14 | Котел №2 ДКВР 10/13 | Котел №3 Турботерм | Котел №1 ДЕ 10/14 | Котел №2 ДКВР 10/13 | Котел №3 Турботерм |
| Январь | | 744 | | | | |
| Февраль | | 672 | | | | |
| Март | | 744 | | | | |
| Апрель | 576 | 144 | | | | |
| Май | 552 | | 192 | | | 1 |
| Июнь | | | 720 | | | |
| Июль | 96 | | 648 | 1 | | 1 |
| Август | | | 744 | | | |
| Сентябрь | | | 720 | | | |
| Октябрь | 624 | | 120 | 1 | | |
| Ноябрь | 720 | | | | | |
| Декабрь | 456 | 288 | | | | |
| Итого: | 3024 | 2592 | 3144 | 2 | | 2 |

1.2.5.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Учет тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети, ведется с помощью приборов (теплосчетчики Логика 6961, поверка – 10.09.2018г.), установленных на выводах котельной.

Характеристики узлов учета тепловой энергии приведены в таблице ниже.

Таблица 88 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной АО «ММТП»

| Тип прибора | Заводской номер |
|---------------------------------|--|
| Тепловычислитель СПТ961.2 | 26941 |
| Расходомер US800 Ду300 | 5232 |
| Расходомер US800 Ду300 | 5233 |
| Расходомер US800 Ду200 | 5231 |
| Расходомер US800 Ду50 | 5230 |
| Комплект термометров КТПТР-01-3 | 16448/16448А/16448В |
| Термометр ТПТ-1-3 | 6699 |
| Термометр ТПТ-1-3 | 6698 |
| Датчик давления МИДА-ДИ-13П-01 | 14423366/14423370/14423375/14423376/14423377 |

1.2.5.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Статистика отказов и восстановлений оборудования на АО «ММТП» не ведется.

1.2.5.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источника тепловой энергии АО «ММТП» отсутствуют.

1.2.5.13. 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

Источники тепловой энергии и оборудования, входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность, которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, отсутствуют.

1.2.6. Жилищно-коммунальная служба №1 (г. Мурманск) филиала Федерального Государственного Бюджетного Учреждения «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства обороны Российской Федерации по ОСК Северного флота

1.2.6.1. Общее описание

Основной целью деятельности ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК СФ является содержание (эксплуатация) объектов военной и социальной инфраструктуры и предоставление коммунальных услуг в интересах Вооруженных Сил Российской Федерации.

Основные виды деятельности:

- производство, передача и распределение тепловой энергии и теплоносителя (в виде пара и горячей воды);
- производство горячей воды в закрытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения);
- транспортировка по трубопроводам тепловой энергии и теплоносителя;
- комплексное обслуживание казарменно-жилищного фонда
- управление многоквартирными домами.

Производство тепловой энергии осуществляется на котельной № 22, расположенной по адресу г. Мурманск, в/г №6, район Росляково, ул. Мохнаткина Пахта.

Котельная № 22 имеет установленную мощность 14,3 Гкал/ч и снабжает тепловой энергией в паре объекты в/г № 6, а также через ЦТП (бойлерную) тепловой энергией (водяное отопление и горячее водоснабжение) потребителей двух многоквартирных жилых домов жилого района Росляково по ул. Мохнаткина Пахта. В качестве основного оборудования установлены котлы КВВА 6/15 и ДЕ-16/14 ГМ, основным топливом которых является мазут, резервное топливо отсутствует. На источнике также установлены: деаэратор атмосферного типа ДА-50, экономайзер типа ЭБ-1-300И, паровой водоподогреватель ПП 1-2В.

Основным топливом на котельной является флотский мазут марки Ф-5. Аварийного и резервного топлива не предусмотрено.

1.2.6.2. Структура основного и вспомогательного оборудования

На котельной №22, эксплуатируемой ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК СФ, установлено 2 паровых котла (КВВА 6/15 и ДЕ-16/14 ГМ). Котельная работает в отопительный период, температурный график отпуска тепловой энергии – 95–70 °С. Система теплоснабжения до ЦТП - паровая однострунная, после ЦТП (бойлерной) двухтрубная, закрытая. Суммарная подключенная нагрузка потребителей составляет 2,637 Гкал/ч.

Технические характеристики основного и вспомогательного оборудования приведены в таблицах 89 - 92.

Таблица 89 – Технические характеристики основного оборудования котельной

| Тип и количество котлов | Количество | Производительность, Гкал/ч, т/ч | Расчетная присоединенная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч | Завод-изготовитель котлов | Год ввода в эксплуатацию | Вид топлива | Давление и температура пара. | Тип экономайзера | КПД котлов, % |
|-------------------------|------------|---------------------------------|---|---------------------------|--------------------------|--------------|------------------------------|-------------------|---------------|
| КВВА 6/15 | 1 | 3,9 / 6 | 2,637 | - | 1979 | мазут Ф-5 | 15/225 | ЭБ-1-300И | н/д |
| ДЕ-16/14 ГМ | 1 | 10,4 / 16 | | БиКЗ | 1996 | мазут Ф-5 | 14/225 | чугунн. блочн. | н/д |

Таблица 90 – Технические характеристики сетевых подогревателей, установленных на котельной

| Наименование агрегата | Производительность агрегата, м ³ /ч | Кол-во | Площадь нагрева, м ² | Год ввода в эксплуатацию |
|---------------------------------|--|--------|---------------------------------|--------------------------|
| Скоростной, пароводяной ПП 1-2В | 1,99 | 1 | 21,2 | 1979 |

Таблица 91 – Технические характеристики деаэрационного оборудования, установленного на котельной

| Наименование агрегата, | Производительность агрегата, м ³ /ч | Кол-во | Полезная емкость бака, м ³ | Год ввода в эксплуатацию |
|------------------------|--|--------|---------------------------------------|--------------------------|
| Деаэратор ДА-50 | 25 | 1 | 50 | 1979 |

Таблица 92 – Технические характеристики подогревателей мазута, установленных на котельной

| Наименование агрегата | Производительность агрегата, м ³ /ч | Кол-во | Год ввода в эксплуатацию |
|----------------------------|--|--------|--------------------------|
| Скоростной, паровомазутный | 1100 | 1 | 2004 |

1.2.6.3. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

На котельной №22 установлены два котлоагрегата, один из которых находится в резерве.

Тепловая энергия отпускается на военный городок в паре, населению через ЦТП в горячей воде, на котельной установлен один сетевой подогреватель и один сетевой деаэратор, для подготовки подпиточной воды, направляемой в тепловую сеть.

Тепловая энергия расходуется на пароснабжение объектов в/г и отопление и горячее водоснабжение населения двух жилых домов по улице Мохнаткина Пахта.».

Тепловая энергия расходуется на отопление и горячее водоснабжение потребителей на территории в/г № 6 и населения двух жилых домов по улице Мохнаткина Пахта.

Таблица 93 – Характеристика мощности котельной №22

| Наименование параметра | Ед. измерения | Величина |
|-----------------------------------|----------------------|-----------------|
| Установленная тепловая мощность | Гкал/ч | 14,3 |
| Располагаемая тепловая мощность | Гкал/ч | 10,4 |
| Ограничения тепловой мощности | Гкал/ч | - |
| Собственные и хозяйственные нужды | Гкал/ч | 0,33 |
| Нагрузка на собственные нужды | % | 9,7 |
| Тепловая мощность нетто | Гкал/ч | 10,07 |

1.2.6.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

Сведения об ограничении тепловой мощности источника отсутствуют. Значение располагаемой тепловой мощности источника представлены в таблице 93.

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

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источника ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ представлены таблице 94.

Таблица 94 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ

| № п/п | Наименование котельной | Выработка тепловой энергии котлоагрегатами, Гкал | Затраты тепловой энергии на собственные нужды, Гкал | Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, Гкал | Вид топлива | Расход топлива, т у.т |
|--------------|-------------------------------|---|--|--|--------------------|------------------------------|
| 1 | Котельная №22 | 20994,53 | 1790,58 | 19203,95 | мазут | 2601,2 |

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

Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования котельной №22 представлен в п.1.2.6.2.

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

Технологическая схема котельной №22 не предоставлена.

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

На котельной № 22 ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ осуществляется качественный способ регулирования отпуска тепловой энергии потребителям. Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети при неизменяемом расходе в зависимости от температуры наружного воздуха по утвержденному температурному графику. От котельной отпускается теплоноситель в виде пара с температурой 178 °С, после ЦТП (бойлерной) предусмотрен температурный график регулирования 95/70 °С.

1.2.6.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка котлов ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ приведена в таблице 95.

Таблица 95 – Сведения о работе основного котельного оборудования

| Период | Наработка, ч | |
|---------------|-------------------------|-----------------------|
| | Котел №1 ДЕ-16/14 ГМ | Котел №2 КВВА 6/15 |
| Январь | 744 | резерв |
| Февраль | 672 | резерв |
| Март | 744 | резерв |
| Апрель | 720 | резерв |
| Май | 744 | резерв |
| Июнь | 192 | резерв |
| Июль | 0 | резерв |
| Август | 0 | резерв |
| Сентябрь | 364 | резерв |
| Октябрь | 744 | резерв |
| Ноябрь | 720 | резерв |
| Декабрь | 744 | резерв |
| Итого: | 6388 | - |

1.2.6.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Приборы учета тепловой энергии на котельной отсутствуют. Учет отпущенной тепловой энергии осуществляется по приборам учета установленным у потребителей.

1.2.6.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Отказов оборудования на котельной № 22 ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ не зарегистрировано. Ремонтные работы проводятся ежегодно.

1.2.6.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источника тепловой энергии ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ отсутствуют.

1.2.6.13. 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

Источники тепловой энергии и оборудования, входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность, которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, отсутствуют.

1.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты

1.3.1. 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

В городе Мурманске расположены 10 изолированных друг от друга систем теплоснабжения. Тепловые сети от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных эксплуатируются АО «Мурманская ТЭЦ» и АО «МЭС».

Тепловые сети от котельных «Северная», «Роста», «Фестивальная», котельной в районе Абрам-Мыс, котельных ТЦ «Росляково - 1» и ТЦ «Росляково Южное» эксплуатируются АО «МЭС».

Паропровод от завода по термической обработке твердых бытовых отходов эксплуатируется АО «Завод ТО ТБО».

Тепловые сети от котельной Мурманского морского торгового порта частично находятся в собственности АО «ММТП», часть тепловых сетей находится в долгосрочной аренде у АО «ММТП», собственником этих сетей является ФГУП «Росморпорт».

Тепловые сети от котельной № 22 эксплуатируются ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ.

1.3.1.1. АО «Мурманская ТЭЦ»

Суммарная протяженность тепловых сетей АО «Мурманская ТЭЦ» (в т.ч. тепловые сети г. Кола) - 53,475 км (тепловые сети АО «Мурманская ТЭЦ» в г. Мурманск – 51,759 км; тепловые сети г. Кола – 1,716 км).

Тепловые водяные сети АО «Мурманская ТЭЦ» делятся на три системы:

- тепловые сети от Мурманской ТЭЦ;
- тепловые сети от Южной котельной;
- тепловые сети от Восточной котельной.

Во время отопительного периода границей раздела зон теплоснабжения между Мурманской ТЭЦ и Восточной котельной на разных магистралях являются тепловые камеры ТК-31, ТК-112/2, ТК-73/2, ТК-69/2, НС №10, в летний период зона влияния от Восточной котельной может расширяться до тепловых камер ТК-104/2, ТК-24/3.

Мурманская ТЭЦ

Суммарная протяженность тепловых сетей АО «Мурманская ТЭЦ» от Мурманской ТЭЦ составляет 19876 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 600 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 365 мм.

Тепловая энергия от Мурманской ТЭЦ передается в горячей воде.

Структура тепловых сетей Мурманской ТЭЦ представлена на рисунке 11 и в таблице 96.

Таблица 96 – Структура тепловых сетей Мурманской ТЭЦ на балансе АО «Мурманская ТЭЦ»

| Условный диаметр, мм | Протяженность в двухтрубном исчислении, м |
|----------------------|---|
| Ду 89 | 100 |
| Ду 125 | 141 |
| Ду 150 | 1212 |
| Ду 200 | 2926 |
| Ду 250 | 2594 |
| Ду 300 | 3973 |
| Ду 350 | 150 |
| Ду 400 | 3316 |
| Ду 500 | 5021 |
| Ду 600 | 443 |

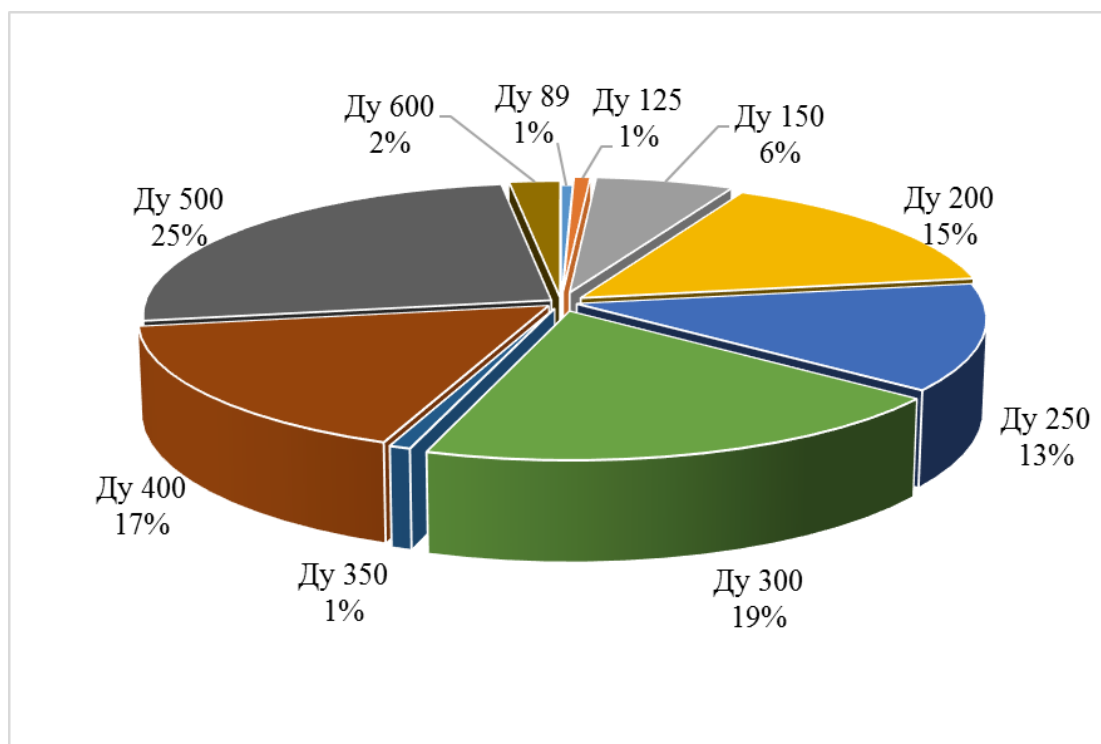


Рисунок 11. Структура тепловых сетей Мурманской ТЭЦ

Южная котельная

Суммарная протяженность тепловых сетей от Южной котельной (в т.ч. т/с на г.Кола) составляет 22057,1 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 800 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 504 мм. Тепловая энергия от Южной котельной передается в горячей воде.

Структура тепловых сетей Южной котельной представлена на рисунке 12 и в таблице 97.

Таблица 97 – Структура тепловых сетей Южной котельной

| Условный диаметр, мм | Протяженность в двухтрубном исчислении, м |
|----------------------|---|
| Ду 100 | 32 |
| Ду 125 | 278 |
| Ду 150 | 595,3 |
| Ду 200 | 269 |
| Ду 250 | 2196 |
| Ду 300 | 2711 |
| Ду 350 | 532 |
| Ду 400 | 2365 |
| Ду 450 | 838 |
| Ду 500 | 4180 |
| Ду 600 | 4533 |
| Ду 700 | 1298,8 |
| Ду 800 | 2185 |

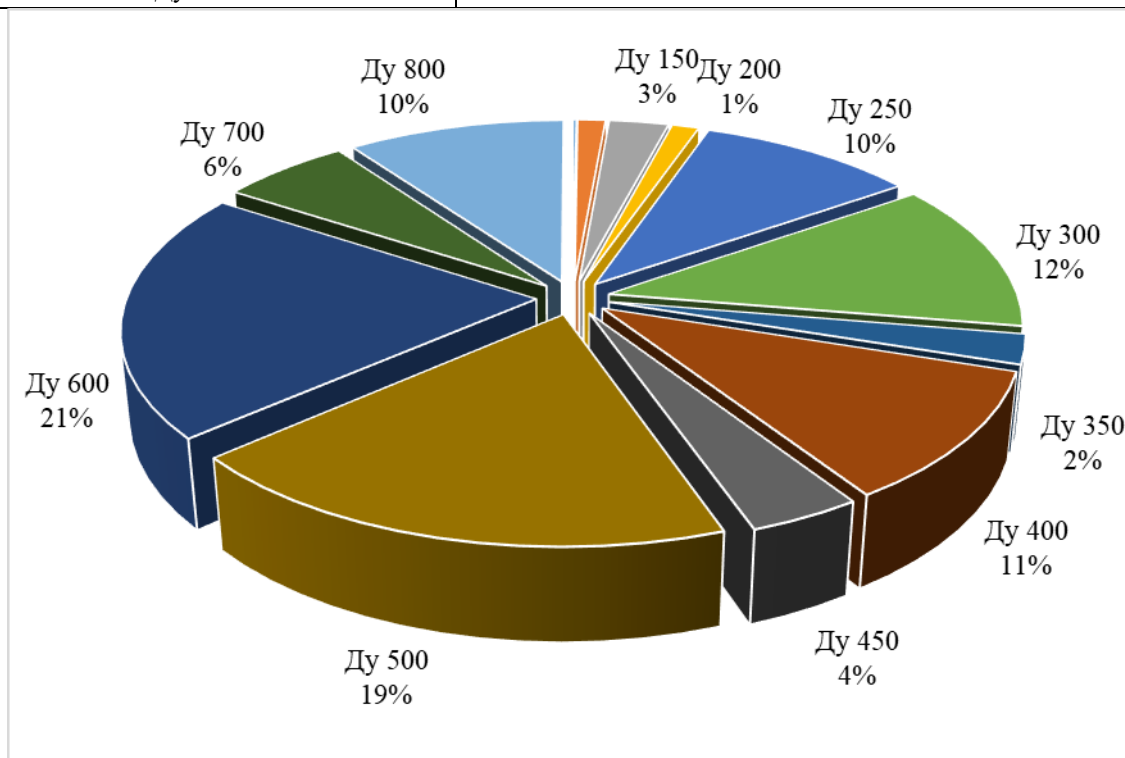


Рисунок 12. Структура тепловых сетей Южной котельной

Восточная котельная

Суммарная протяженность тепловых сетей от Восточной котельной составляет 11585 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 700 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 530 мм. Тепловая энергия от Восточной котельной передается в горячей воде.

Структура тепловых сетей Восточной котельной представлена на рисунке 13 и в таблице 98.

Таблица 98 – Структура тепловых сетей Восточной котельной

| Условный диаметр, мм | Протяженность в двухтрубном исчислении, м |
|----------------------|---|
| Ду 150 | 742 |
| Ду 200 | 122 |
| Ду 250 | 745 |
| Ду 300 | 1007 |
| Ду 400 | 1758 |
| Ду 500 | 2090 |
| Ду 600 | 923 |
| Ду 700 | 4198 |

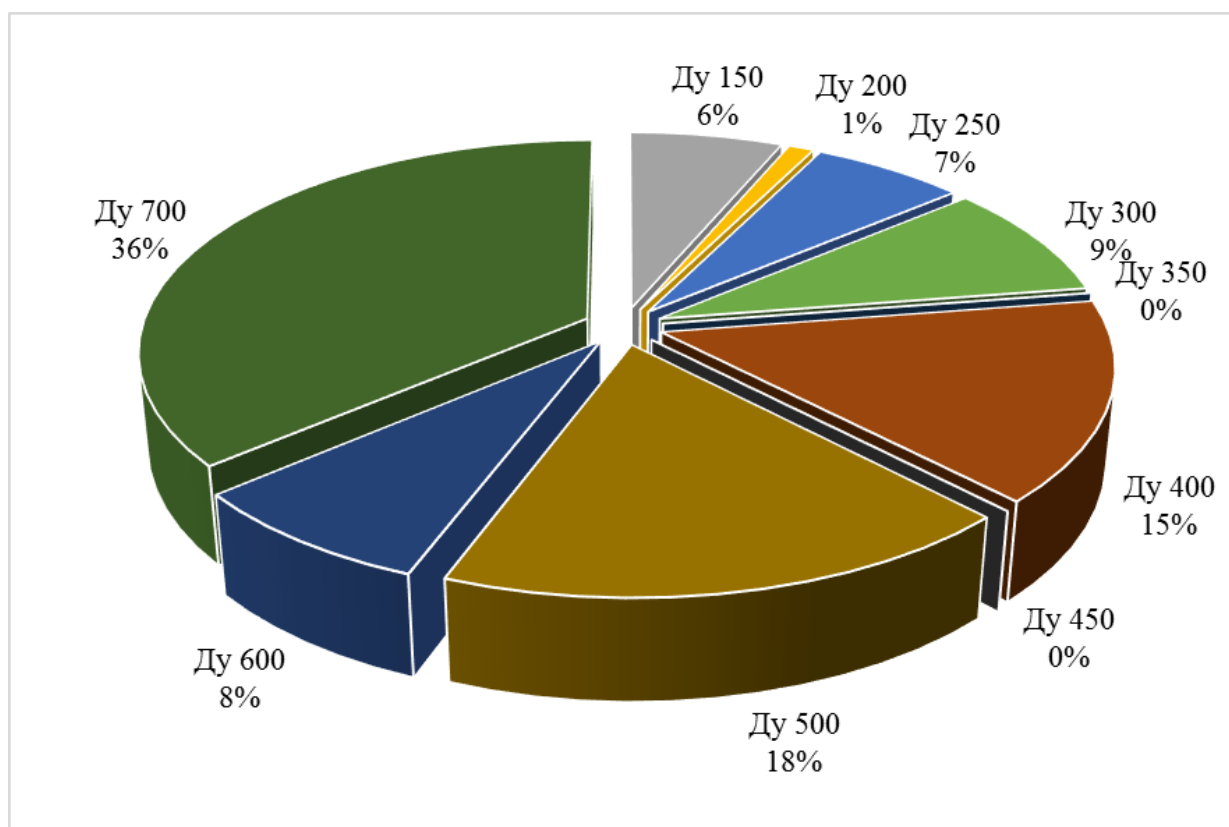


Рисунок 13 – Структура тепловых сетей Восточной котельной

1.3.1.2. АО «МЭС»

АО «МЭС» является теплоснабжающей и теплосетевой организацией, которая осуществляет эксплуатацию магистральных и внутриквартальных тепловых сетей.

Котельная «Северная»

Суммарная протяженность тепловых сетей от котельной «Северная» составляет 114,4 км в однотрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 800 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 217 мм. Тепловая энергия от котельной «Северная» передается как в горячей воде, так и в паре.

Структура водяных тепловых сетей котельной «Северная» представлена на рисунке 14 и в таблице 99.

Таблица 99 – Структура тепловых сетей котельной «Северная»

| Условный диаметр, мм | Протяженность в однотрубном исчислении, м |
|----------------------|---|
| Ду 25 | 15 |
| Ду 40 | 2423,05 |
| Ду 50 | 2218,4 |
| Ду 65 | 4757,65 |
| Ду 80 | 5612,1 |
| Ду 100 | 2167,4 |
| Ду 125 | 5257,2 |
| Ду 150 | 7857,25 |
| Ду 200 | 7197 |
| Ду 250 | 5632,3 |
| Ду 300 | 5682,25 |
| Ду 350 | 2005,3 |
| Ду 400 | 3950,7 |
| Ду 500 | 1648,4 |
| Ду 700 | 145,1 |
| Ду 800 | 635,55 |

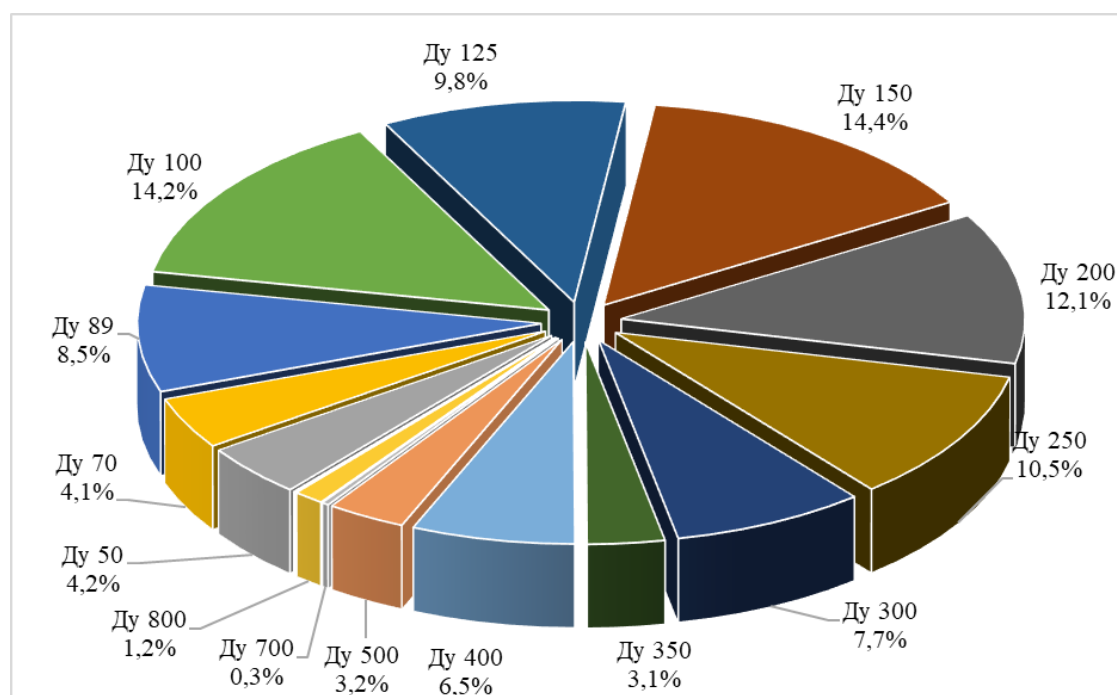


Рисунок 14 – Структура тепловых сетей от котельной «Северная»

Котельная «Роста»

Суммарная протяженность тепловых сетей от котельной «Роста» составляет 10455,75 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 530 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 219 мм.

Структура тепловых сетей котельной «Роста» представлена на рисунке 15 и в таблице 100.

Таблица 100 – Структура тепловых сетей котельной «Роста»

| Условный диаметр, мм | Протяженность в двухтрубном исчислении, м |
|----------------------|---|
| Ду 32 | 24,6 |
| Ду 40 | 70,1 |
| Ду 50 | 965,75 |
| Ду 65 | 319,1 |
| Ду 80 | 672,55 |
| Ду 100 | 1288,65 |
| Ду 120 | 223,1 |
| Ду 125 | 1014,6 |
| Ду 150 | 1154 |
| Ду 200 | 1858,6 |
| Ду 250 | 270,9 |
| Ду 300 | 268,3 |
| Ду 350 | 262,4 |
| Ду 400 | 901 |
| Ду 500 | 1162,1 |

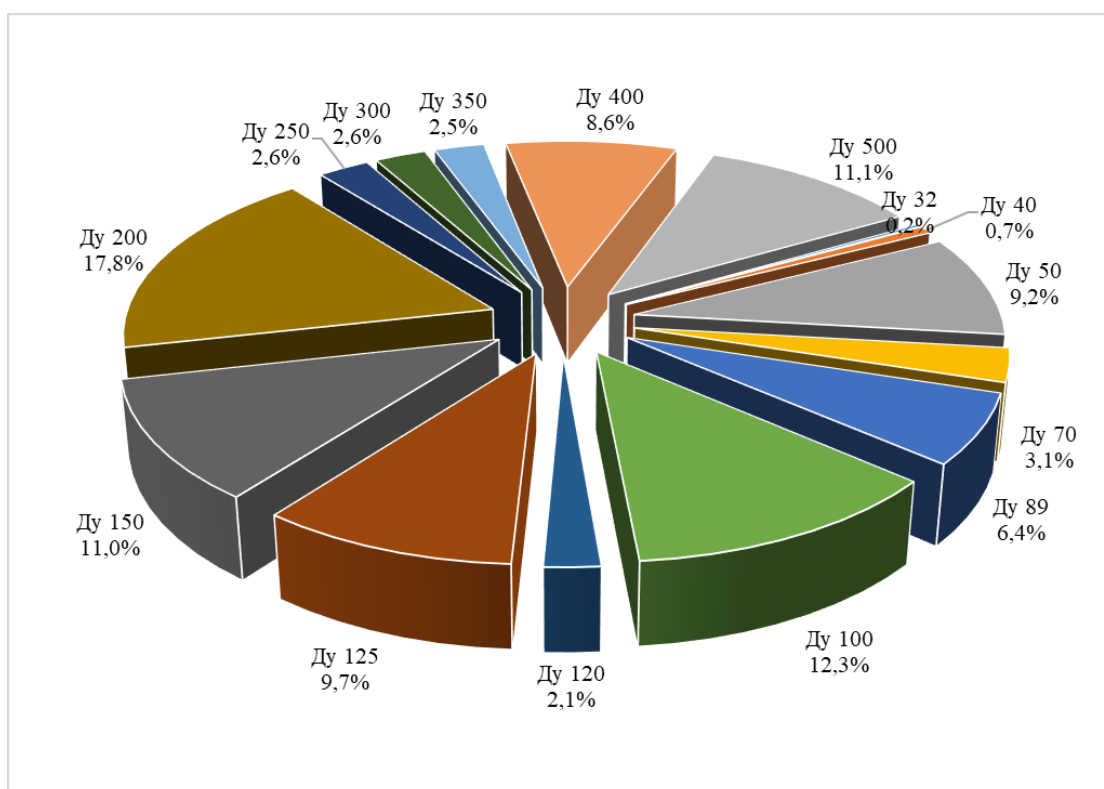


Рисунок 15 – Структура тепловых сетей котельной «Роста»

Котельная «Абрам-Мыс»

Суммарная протяженность тепловых сетей от котельной «Абрам-Мыс» составляет 2094,55 в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 200 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 110 мм.

Структура тепловых сетей котельной «Абрам-Мыс» представлена на рисунке 16 и в таблице 101.

Таблица 101 – Структура тепловых сетей котельной «Абрам-Мыс»

| Условный диаметр, мм | Протяженность в однострубно́м исчислении, м |
|----------------------|---|
| Ду 50 | 133,2 |
| Ду 65 | 197,4 |
| Ду 80 | 189,9 |
| Ду 100 | 453,45 |
| Ду 125 | 50,35 |
| Ду 150 | 193,2 |
| Ду 200 | 877,05 |

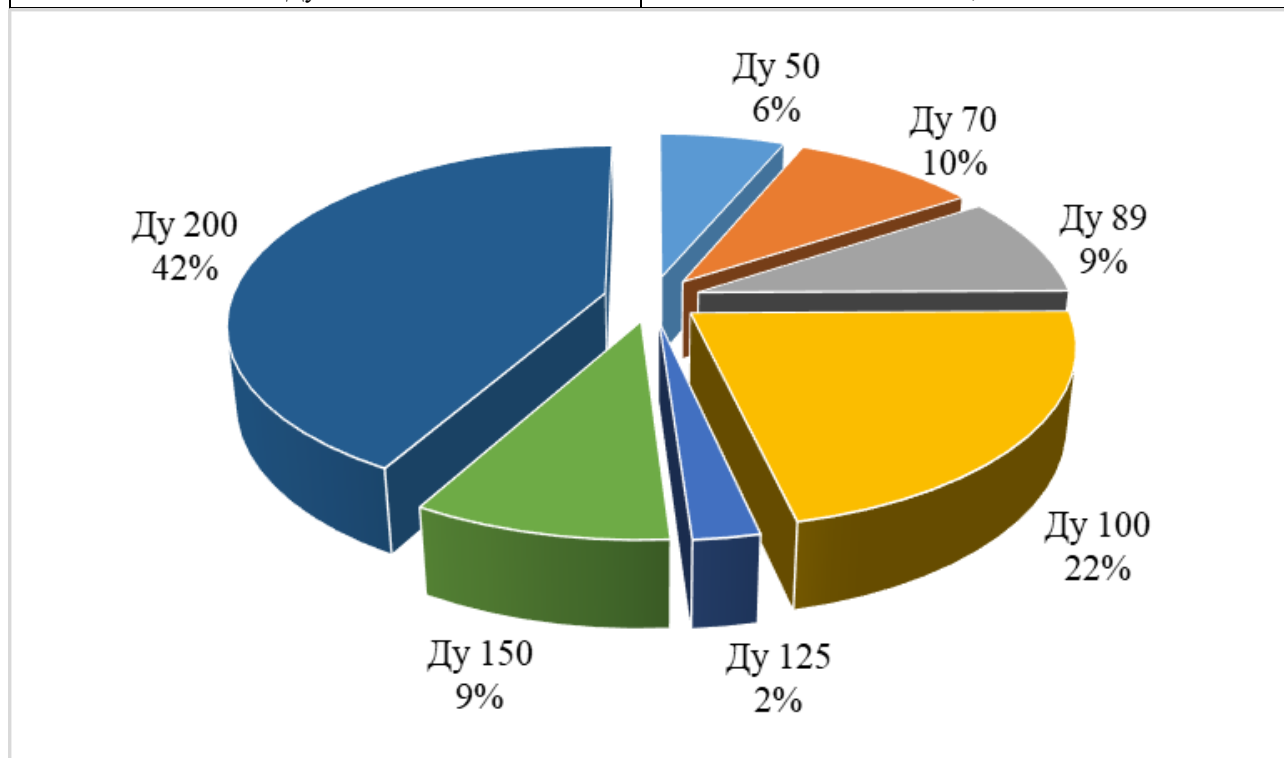


Рисунок 16 – Структура тепловых сетей котельной «Абрам-Мыс»

Котельная ТЦ «Росляково-1»

Протяженность тепловых сетей от котельной «ТЦ «Росляково-1» составляет 22045 м в однострубно́м исчислении:

- отопление – 14930,0 м;
- ГВС – 6261 м;
- сети абонентов – 853,8 м.

Максимальный диаметр тепловой сети составляет 426 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 154 мм. Прокладка сетей – надземная, подземная и подвальная, ориентировочный срок ввода в эксплуатацию – 1960-1979 гг.

Структура тепловых сетей котельной ТЦ «Росляково-1» представлена на рисунке 17 и в таблице 102.

Таблица 102 – Структура тепловых сетей котельной ТЦ «Росляково-1» (без сетей абонентов)

| Условный диаметр, мм | Протяженность в двухтрубном исчислении, м |
|----------------------|---|
| Ду 40 | 95 |
| Ду 50 | 652 |
| Ду 70 | 806,5 |
| Ду 80 | 2527,8 |
| Ду 100 | 1712,7 |
| Ду 125 | 417 |
| Ду 150 | 2919 |
| Ду 200 | 1732 |
| Ду 250 | 1441 |
| Ду 300 | 35 |
| Ду 400 | 296 |

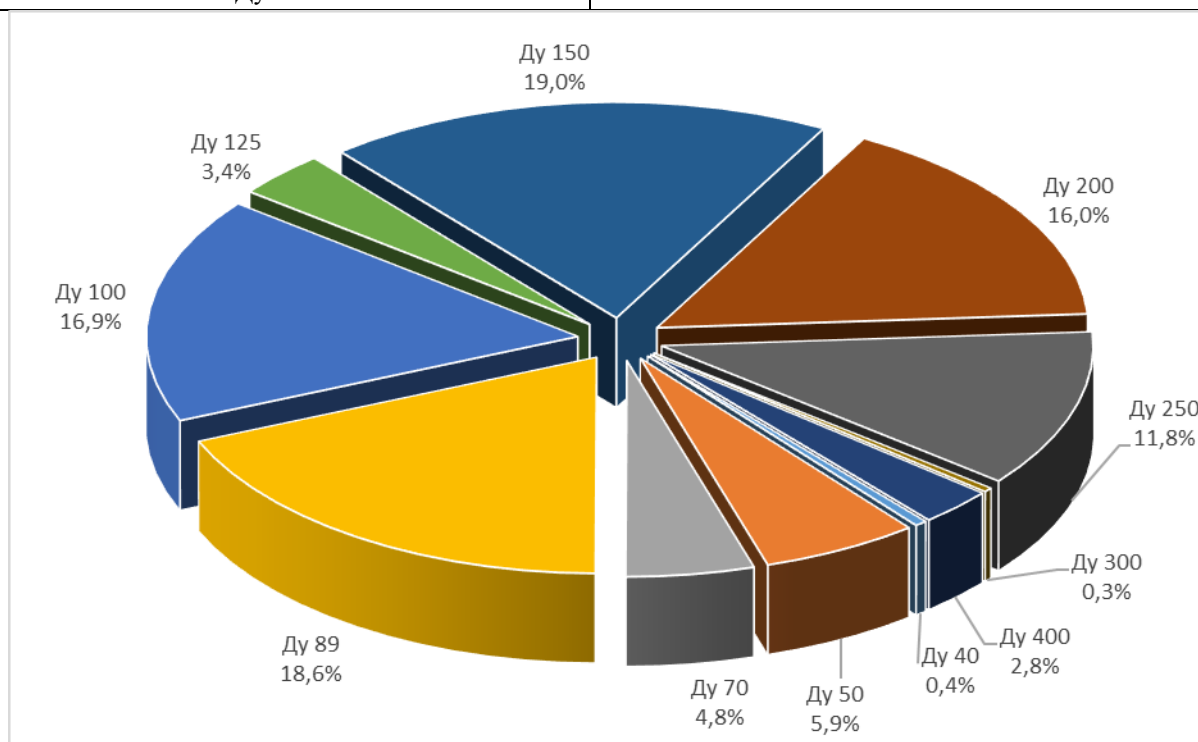


Рисунок 17 – Структура тепловых сетей котельной ТЦ «Росляково-1»

Котельная ТЦ «Росляково Южное»

Протяженность тепловых сетей от котельной ТЦ «Росляково Южное» составляет 1684 м в двухтрубном исчислении:

– отопление – 842 м;

– ГВС – 842 м.

Максимальный диаметр тепловой сети составляет 219 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 135 мм. Прокладка сетей – надземная, в подвалах.

Структура тепловых сетей котельной ТЦ «Росляково Южное» представлена на рисунке 18 и в таблице 103.

Таблица 103 – Структура тепловых сетей котельной ТЦ «Росляково Южное»

| Условный диаметр, мм | Протяженность в однострубно́м исчислении, м |
|----------------------|---|
| Ду 70 | 5 |
| Ду 57 | 354 |
| Ду 70 | 364 |
| Ду 89 | 441 |
| Ду 100 | 948 |
| Ду 125 | 26 |
| Ду 150 | 610 |
| Ду 200 | 620 |

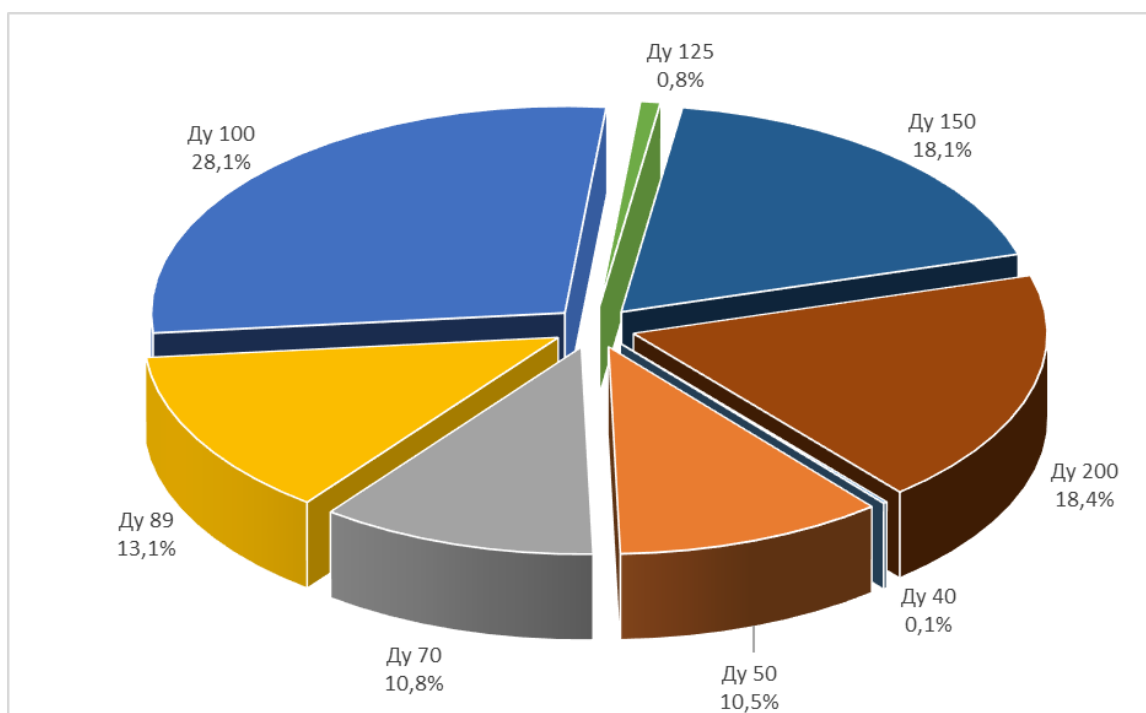


Рисунок 18 - Структура тепловых сетей котельной ТЦ «Росляково Южное»

Котельная «Фестивальная»

Протяженность тепловых сетей от котельной «Фестивальная» составляет 2197 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 219 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 109 мм. Прокладка сетей – надземная, в подвалах.

Структура тепловых сетей котельной «Фестивальная» представлена на рисунке 19 и в таблице 104.

Таблица 104 – Структура тепловых сетей котельной «Фестивальная»

| Условный диаметр, мм | Протяженность в двухтрубном исчислении, м |
|----------------------|---|
| Ду 32 | 73,25 |
| Ду 40 | 387,85 |
| Ду 50 | 290,5 |
| Ду 70 | 519,85 |
| Ду 89 | 84,9 |
| Ду 100 | 376,7 |
| Ду 120 | 68,4 |
| Ду 125 | 6,2 |
| Ду 150 | 108,3 |
| Ду 200 | 281,05 |

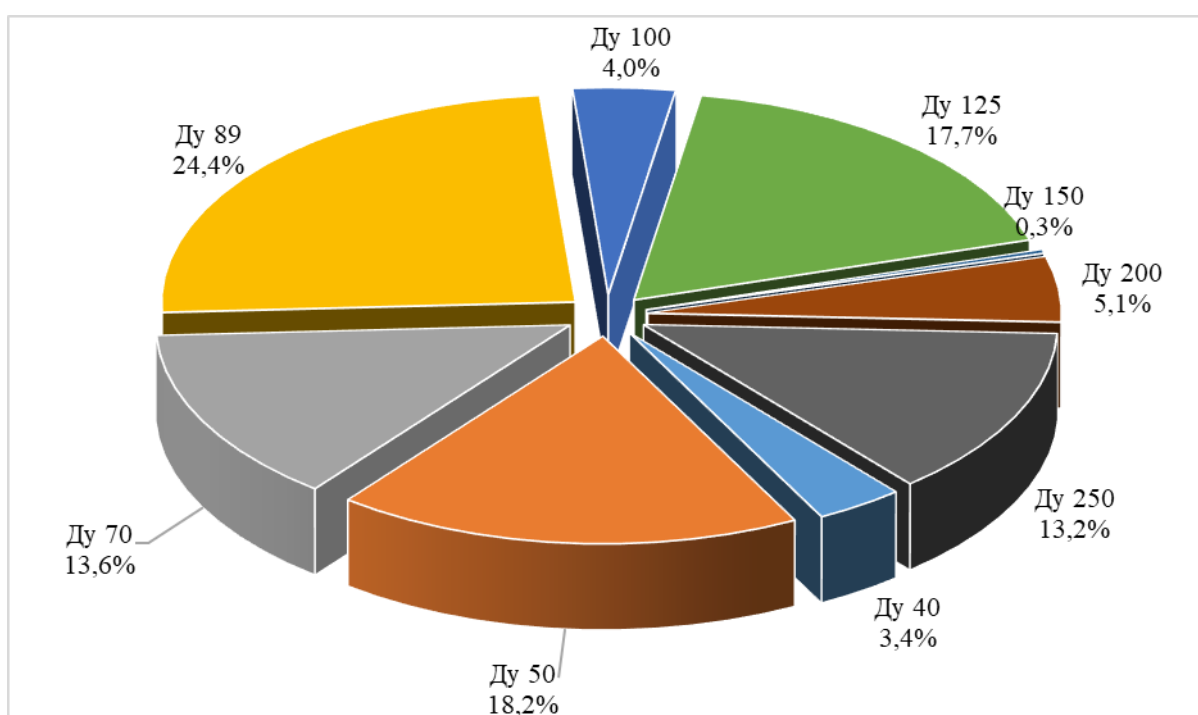


Рисунок 19 – Структура тепловых сетей от котельной «Фестивальная»

Мурманская ТЭЦ

Суммарная протяженность тепловых сетей АО «МЭС» от Мурманской ТЭЦ составляет 48599, м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 300 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 153 мм.

Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Мурманской ТЭЦ представлена на рисунке 20 и в таблице 105.

Таблица 105 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Мурманской ТЭЦ

| Условный диаметр, мм | Протяженность в однострубном исчислении, м |
|----------------------|--|
| Ду 50 | 1340,3 |
| Ду 70 | 1754,3 |
| Ду 89 | 5764,7 |
| Ду 100 | 10767,6 |
| Ду 120 | 643,6 |
| Ду 125 | 5616,9 |
| Ду 150 | 10111,7 |
| Ду 200 | 6877,8 |
| Ду 250 | 4130,9 |
| Ду 300 | 1591,4 |

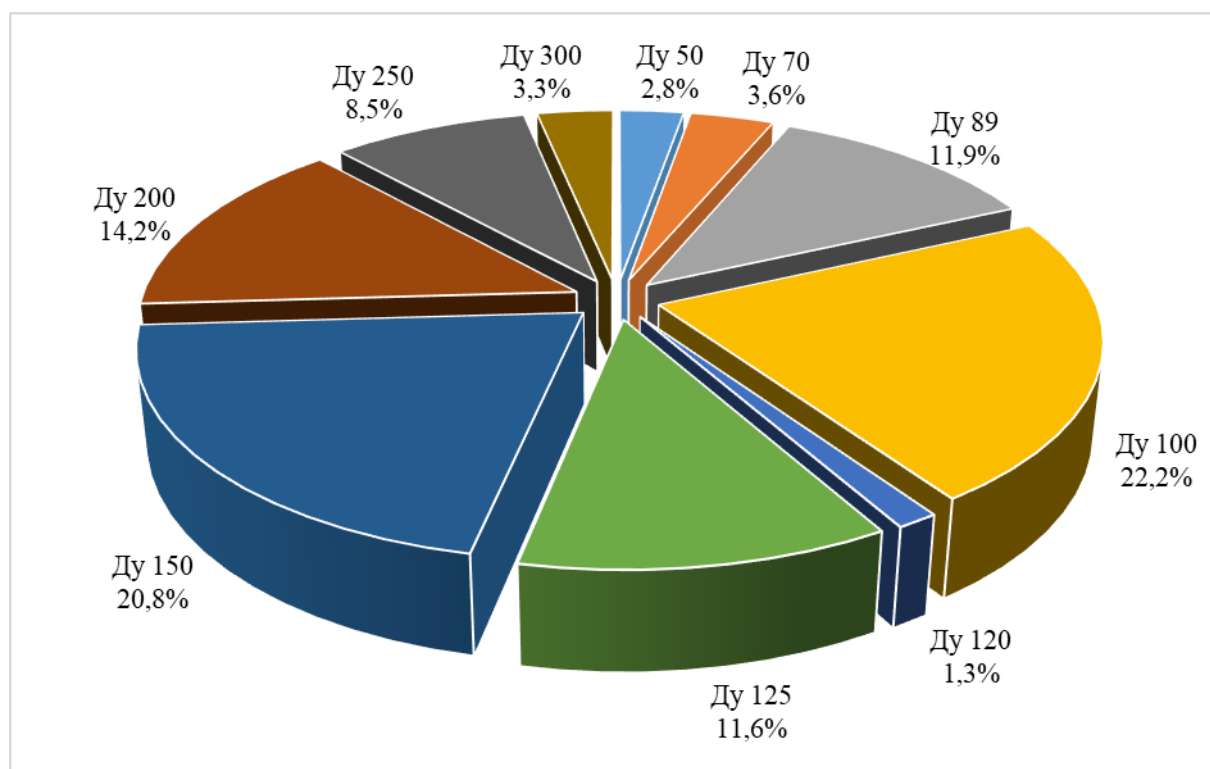


Рисунок 20 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Мурманской ТЭЦ

Восточная котельная

Суммарная протяженность тепловых сетей АО «МЭС» от Восточной котельной составляет 43669,7 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 300 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 118 мм.

Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Восточной котельной представлена на рисунке 21 и в таблице 106.

Таблица 106 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Восточной котельной

| Условный диаметр, мм | Протяженность в однострубно́м исчислении, м |
|----------------------|---|
| Ду 25 | 246,7 |
| Ду 32 | 57,9 |
| Ду 40 | 980 |
| Ду 50 | 2695,4 |
| Ду 70 | 4041,1 |
| Ду 80 | 4250,6 |
| Ду 100 | 7487,5 |
| Ду 125 | 4818,6 |
| Ду 150 | 7765,5 |
| Ду 200 | 5460,1 |
| Ду 250 | 4167,4 |
| Ду 300 | 1698,9 |

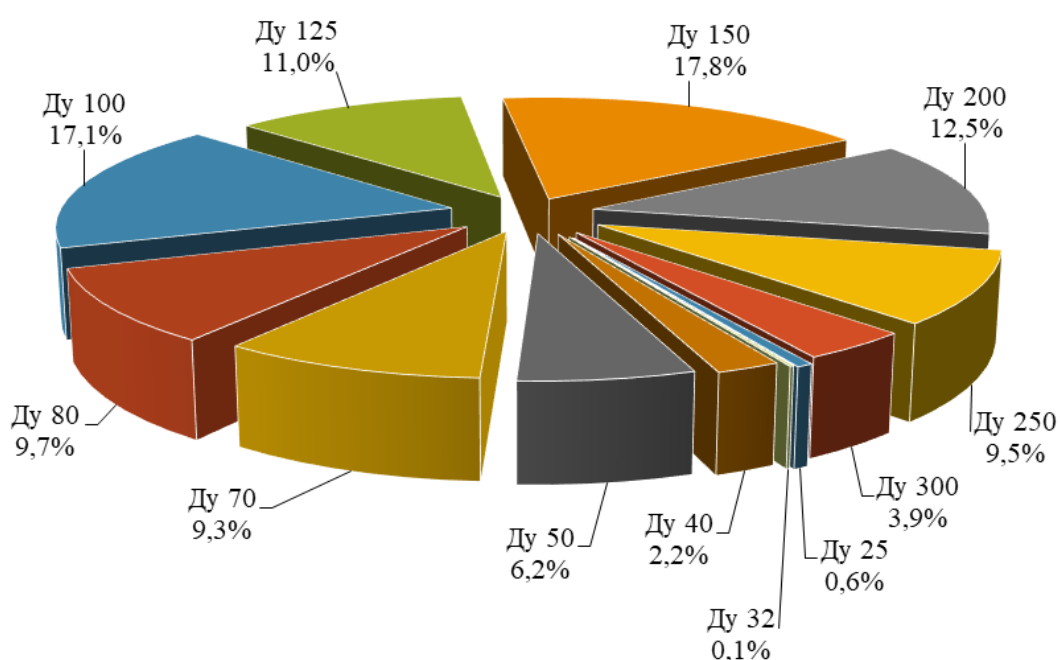


Рисунок 21 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Восточной котельной

Южная котельная

Суммарная протяженность тепловых сетей АО «МЭС» от Южной котельной составляет 55119,65 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 400 мм, средний диаметр тепловой сети 156 мм.

Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Южной котельной представлена на рисунке 22 и в таблице 107.

Таблица 107 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Южной котельной

| Условный диаметр, мм | Протяженность в однострунном исчислении, м |
|----------------------|--|
| Ду 32 | 43,95 |
| Ду 40 | 25,45 |
| Ду 50 | 1897,15 |
| Ду 70 | 1878,55 |
| Ду 80 | 5665,25 |
| Ду 100 | 4972,7 |
| Ду 120 | 3298,85 |
| Ду 125 | 4929,7 |
| Ду 150 | 14457,55 |
| Ду 200 | 13151,15 |
| Ду 250 | 3306,25 |
| Ду 300 | 1143,8 |
| Ду 350 | 66,75 |
| Ду 400 | 282,55 |

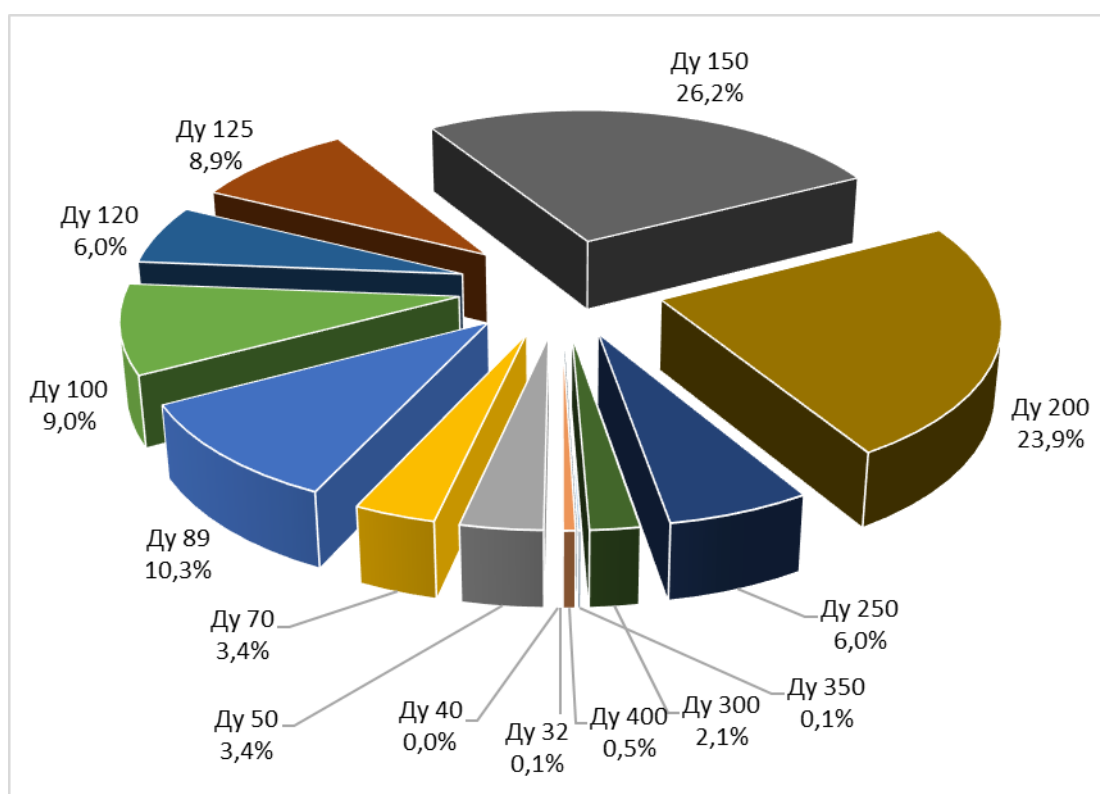


Рисунок 22 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Южной котельной

1.3.1.3. МУП «МУК»

На балансе МУП «МУК» тепловые сети отсутствуют. Теплоснабжение осуществляется по муниципальным тепловым сетям.

1.3.1.4. АО «Завод ТО ТБО»

Часть тепловой энергии, образующаяся при сжигании ТБО, в виде острого пара, передаются по паропроводу от здания АО «Завод ТО ТБО» до УТ-123 АО «Мурманская ТЭЦ». Длина паропровода составляет 390 м, условный диаметр 250 мм. Конденсат пара возвращается на завод ТО ТБО по конденсатопроводу Ду 125.

1.3.1.5. АО «ММТП»

Система теплоснабжения от котельной АО «ММТП» двухтрубная; общая протяженностью тепловых сетей составляет 5374,45 м в двухтрубном исчислении, в том числе:

- тепловые сети, находящиеся в собственности АО «ММТП» - 4658,4 м;
- тепловые сети, находящиеся в аренде (собственник – ФГУП «Росморпорт») – 392,8 м;
- абонентские тепловые сети – 323,25 м.

Структура тепловых сетей от котельной АО «ММТП» представлена в таблице 108 и на рисунке 23.

Таблица 108 – Структура тепловых сетей котельной АО «ММТП»

| Условный диаметр, мм | Протяженность в двухтрубном исчислении, м, в тч | | | |
|----------------------|---|----------------------------|------------------|---------|
| | Собственность АО "ММТП" | Аренда у ФГУП "Росморпорт" | Абонентские сети | ВСЕГО |
| Ду 32 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ду 50 | 297,92 | 78,78 | 0 | 376,7 |
| Ду 70 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ду 80 | 329,2 | 0 | 0 | 329,2 |
| Ду 100 | 726,86 | 314,02 | 40 | 1080,88 |
| Ду 125 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ду 150 | 791,12 | 0 | 283,25 | 1074,37 |
| Ду 200 | 894,45 | 0 | 0 | 894,45 |
| Ду 250 | 159,7 | 0 | 0 | 159,7 |
| Ду 300 | 1459,15 | 0 | 0 | 1459,15 |

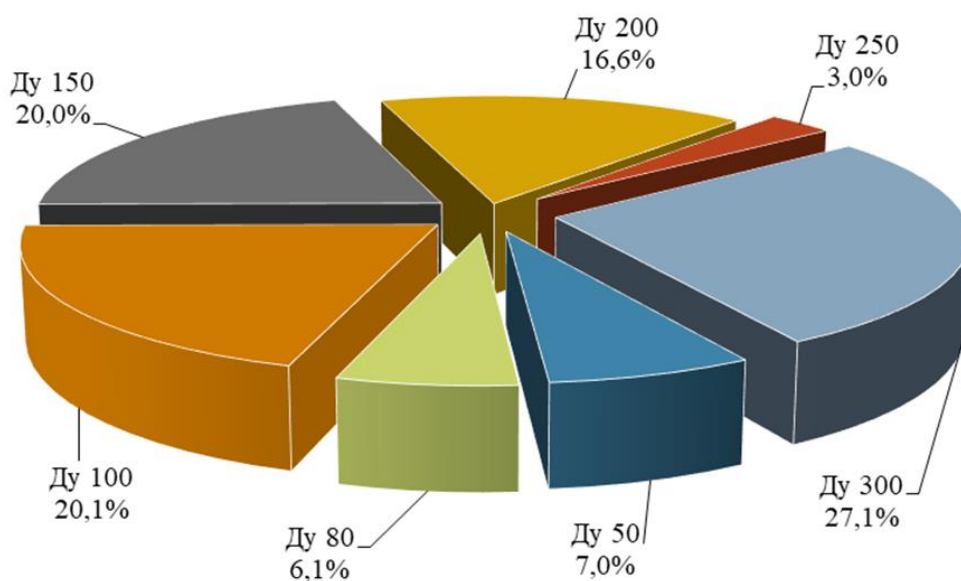


Рисунок 23 – Структура тепловых сетей от котельной АО «ММТП»

1.3.1.6. ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ

Суммарная протяженность паровых тепловых сетей от котельной №22 составляет 1065 м в однотрубном исчислении, максимальный условный диаметр 219 мм, средний диаметр 60 мм.

Структура паровых тепловых сетей котельной №22 представлена в таблице 109 и на рисунке 24.

Таблица 109 – Структура паровых тепловых сетей котельной №22

| Условный диаметр, мм | Протяженность в однотрубном исчислении, м |
|----------------------|---|
| Ду 25 | 15 |
| Ду 32 | 45 |
| Ду 48 | 60 |
| Ду 57 | 150 |
| Ду 108 | 10 |
| Ду 219 | 785 |

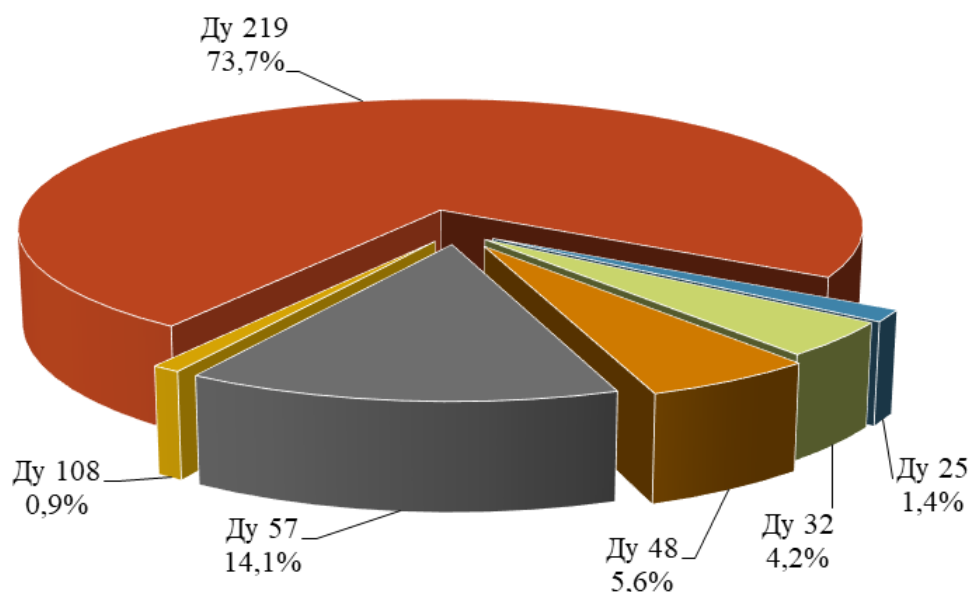


Рисунок 24 – Структура тепловых сетей котельной №22 ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ

1.3.1.7. Муниципальные тепловые сети

Дизельная котельная МУП «МУК»

Система теплоснабжения от дизельной котельной МУП «МУК» двухтрубная, общей протяженностью 820 м в двухтрубном исчислении. Структура тепловых сетей дизельной котельной представлена в таблице 110 и на рисунке 25.

Таблица 110 – Структура тепловых сетей дизельной котельной МУП «МУК»

| Условный диаметр, мм | Протяженность в двухтрубном исчислении, м |
|----------------------|---|
| Ду 80 | 327,8 |
| Ду 100 | 492,2 |

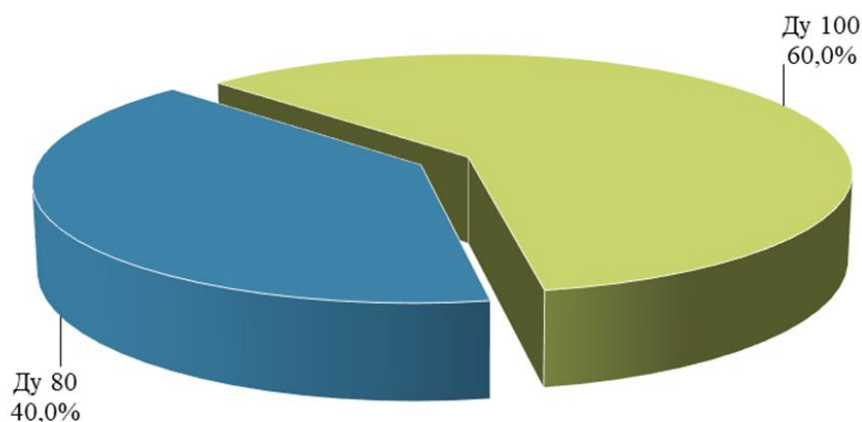


Рисунок 25 – Структура тепловых сетей дизельной котельной МУП «МУК»

Угольная котельная МУП «МУК»

Система теплоснабжения от угольной котельной МУП «МУК» четырехтрубная, протяженностью 1075,98 м в двухтрубном исчислении. Структура тепловых сетей от угольной котельной представлена в таблице 111 и на рисунке 26.

Таблица 111 – Структура тепловых сетей от угольной котельной МУП «МУК»

| Условный диаметр трубы, мм | Протяженность в двухтрубном исчислении, м |
|----------------------------|---|
| Ду 80 | 537,99 |
| Ду 100 | 537,99 |

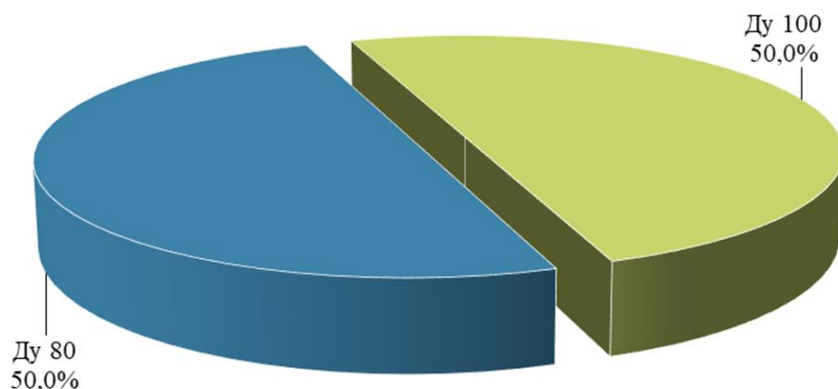


Рисунок 26 – Структура муниципальных тепловых сетей от угольной котельной МУП «МУК»

1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе

Схема тепловых сетей города Мурманска представлена в Приложении Л Главы 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения».

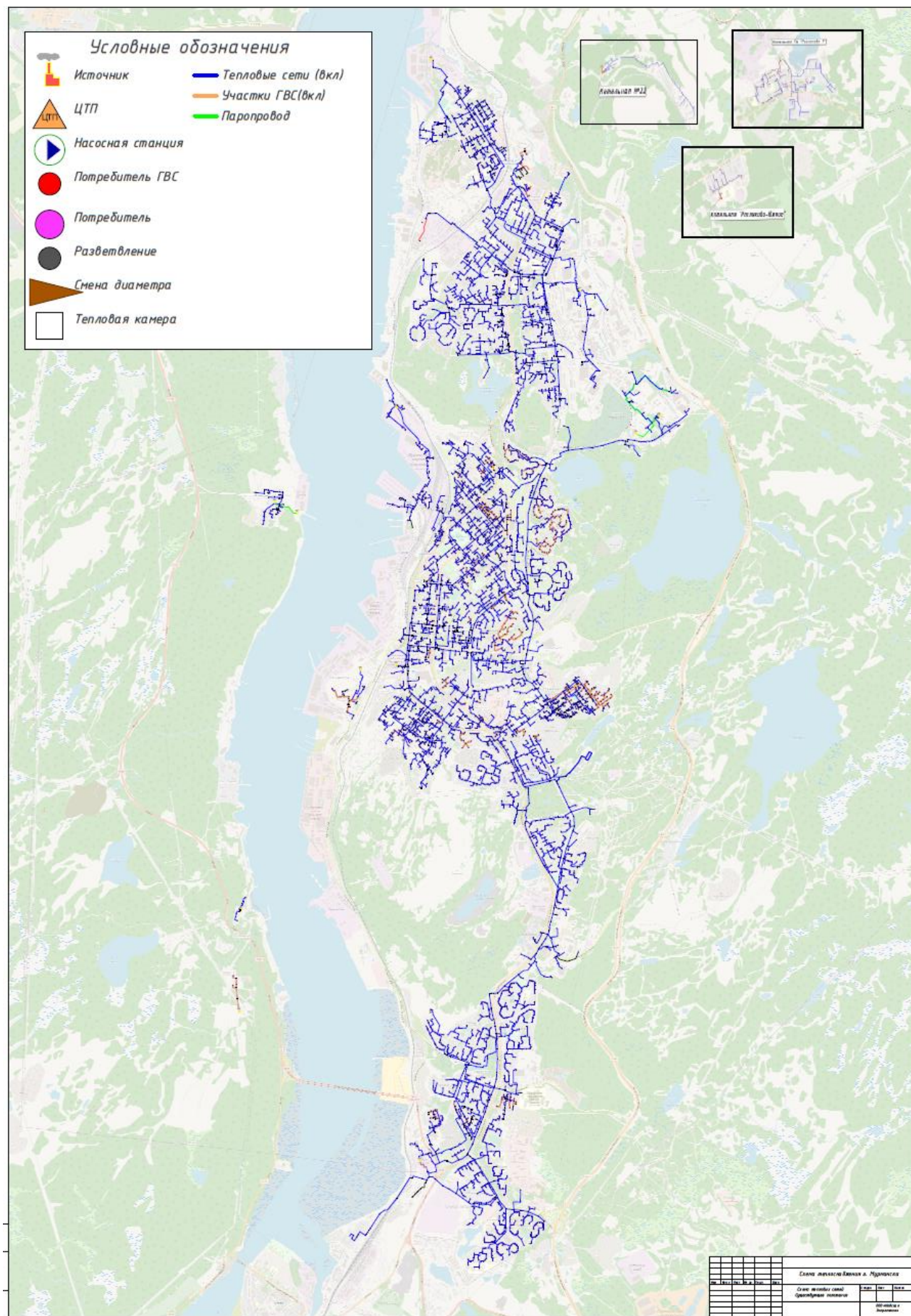


Рисунок 27. Схемы тепловых сетей г. Мурманск

1.3.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам

Территория г. Мурманска характеризуется сложными инженерно-строительными условиями, по степени благоприятности выделяются следующие зоны:

– благоприятные, эти зоны, в основном, приурочены к крупным тектоническим депрессиям - долине р. Лавны, Кольской депрессии. Основаниями для фундаментов зданий и сооружений здесь служат ледниковые отложения, морские мелкозернистые, иногда гравелистые пески, глины и суглинки.

– ограниченно благоприятные, эти зоны, распространены на западном и восточном берегах Кольского залива, с абсолютными отметками от десятков метров до 200 м и более, территории с близким залеганием грунтовых вод расположены в северо-восточной части - в долине р. Росты, а также территории с развитием грунтов с пониженной несущей способностью установлены вдоль р. Росты, ручьев Глубокого, Фадеева, Варничного. Основаниями для фундаментов здесь будут служить преимущественно скальные породы, реже морена и морские отложения. Скальные грунты: граниты, гнейсы, жильные диабазы, габбро.

– неблагоприятные, это поймы мелких рек и ручьев, карьеры и изрытости глубиной более 2 м расположенные в разных частях города.

Компенсация температурных деформаций трубопроводов тепловой сети осуществляется за счет самокомпенсации (углы поворотов трассы) и П-образных компенсаторов.

1.3.3.1. АО «Мурманская ТЭЦ»

Система теплоснабжения АО «Мурманская ТЭЦ» в г. Мурманске включает в себя три источника с магистральными тепловыми сетями. Все три источника связаны между собой тепловыми сетями.

Изоляция тепловых сетей АО «Мурманская ТЭЦ» – в основном минеральная вата. При ремонте и реконструкции тепловых сетей в последние годы используется изоляция из ППУ и ППМ. Это позволило привести уровень фактических потерь в тепловых сетях близкий к нормативным.

Мурманская ТЭЦ

Разбиение тепловых сетей от Мурманской ТЭЦ по сроку службы и условным диаметрам представлено в таблице 112 и на рисунке 28.

Таблица 112 – Протяженность тепловых сетей Мурманской ТЭЦ по сроку службы

| Ду, мм | Протяженность по каналу по сроку службы, м, (двухтрубном) | | | | | | | Итого двухтрубном, м |
|--------|---|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------|----------------------|
| | до 5 лет | 6 - 10 лет | 11 - 15 лет | 16 - 20 лет | 21 - 25 лет | 26 - 30 лет | св. 30 лет | |
| Ду 80 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 22 | 78 | 100 |
| Ду 125 | 0 | 110 | 0 | 0 | 0 | 0 | 31 | 141 |
| Ду 150 | 0 | 164 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1048 | 1212 |
| Ду 200 | 0 | 0 | 220 | 218 | 0 | 228 | 2360 | 3026 |
| Ду 250 | 204 | 0 | 378 | 0 | 0 | 189 | 1823 | 2594 |
| Ду 300 | 0 | 299 | 106 | 159 | 600 | 128 | 2581 | 3873 |
| Ду 350 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 150 | 150 |
| Ду 400 | 0 | 282 | 571 | 0 | 0 | 0 | 2463 | 3316 |
| Ду 500 | 691,5 | 567 | 602 | 334 | 1660,5 | 0 | 1166 | 5021 |
| Ду 600 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 443 | 443 |
| Итого | 895,5 | 1422 | 1877 | 711 | 2260,5 | 567 | 12143 | 19876 |

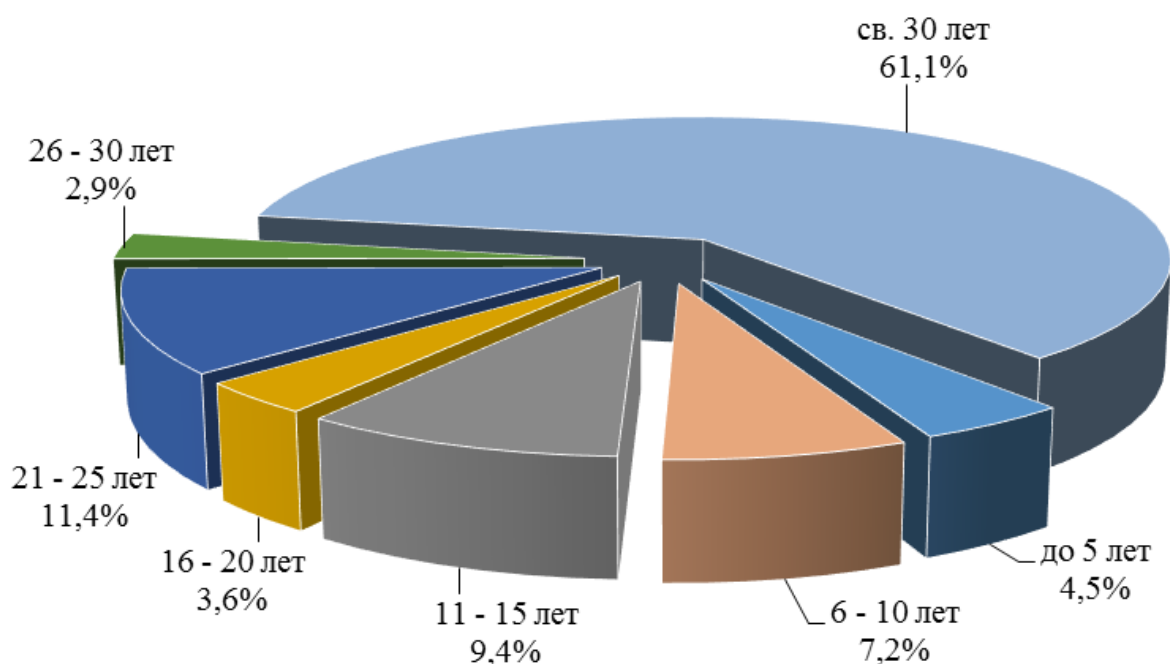


Рисунок 28 – Протяженность тепловых сетей Мурманской ТЭЦ по сроку эксплуатации

Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей от Мурманской ТЭЦ по типу прокладки и условному диаметру представлена в таблице 113.

Таблица 113 – Материальная характеристика тепловых сетей Мурманской ТЭЦ

| Ду, мм | Протяжённость, м, (двухтрубном) | | | Материальная характеристика, м ² |
|--------|---------------------------------|-----------|-------|---|
| | из них | | Итого | |
| | подземная | надземная | | |
| 600 | 443 | 0 | 443 | 558,2 |
| 500 | 5021 | 0 | 5021 | 5322,3 |
| 400 | 3316 | 0 | 3316 | 2825,2 |
| 350 | 150 | 0 | 150 | 113,1 |
| 300 | 3873 | 0 | 3873 | 2517,5 |
| 250 | 2594 | 0 | 2594 | 1416,3 |
| 200 | 3026 | 0 | 3026 | 1325,4 |
| 150 | 1212 | 0 | 1212 | 385,4 |
| 125 | 141 | 0 | 141 | 37,5 |
| 80 | 100 | 0 | 100 | 17,8 |
| Итого: | 19876 | 0 | 19876 | 14518,7 |

Южная котельная

Разбиение тепловых сетей от Южной котельной по сроку службы и условным диаметрам представлено в таблице 114 и на рисунке 29.

Таблица 114 – Протяжённость тепловых сетей Южной котельной по сроку службы

| Ду, мм | Протяжённость по каналу по сроку службы, м, (двухтрубном) | | | | | | | Итого двухтрубном, м |
|--------|---|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------|----------------------|
| | до 5 лет | 6 - 10 лет | 11 - 15 лет | 16 - 20 лет | 21 - 25 лет | 26 - 30 лет | св. 30 лет | |
| Ду 100 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 32 | 32,0 |
| Ду 125 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 278 | 0 | 278,0 |
| Ду 150 | 12 | 0 | 206 | 0 | 0 | 0 | 370 | 588,3 |
| Ду 200 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 269 | 269,0 |
| Ду 250 | 1026 | 0 | 0 | 227 | 0 | 0 | 943 | 2196,0 |
| Ду 300 | 173 | 299 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2247 | 2719,0 |
| Ду 350 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 532 | 532,0 |
| Ду 400 | 1693 | 0 | 0 | 0 | 167 | 0 | 505 | 2365,0 |
| Ду 450 | 0 | 0 | 0 | 0 | 179 | 0 | 659 | 838,0 |
| Ду 500 | 0 | 536 | 521 | 0 | 383 | 463 | 1930 | 3833,0 |
| Ду 600 | 236 | 0 | 123 | 0 | 0 | 957 | 3564 | 4880,0 |
| Ду 700 | 0 | 0 | 0 | 0 | 200 | 0 | 1099 | 1298,8 |
| Ду 800 | 0 | 0 | 0 | 0 | 125 | 2060 | 0 | 2185,0 |
| Итого | 3140,3 | 834,5 | 850,0 | 227,0 | 1054,0 | 3758,0 | 12150,4 | 22014,1 |

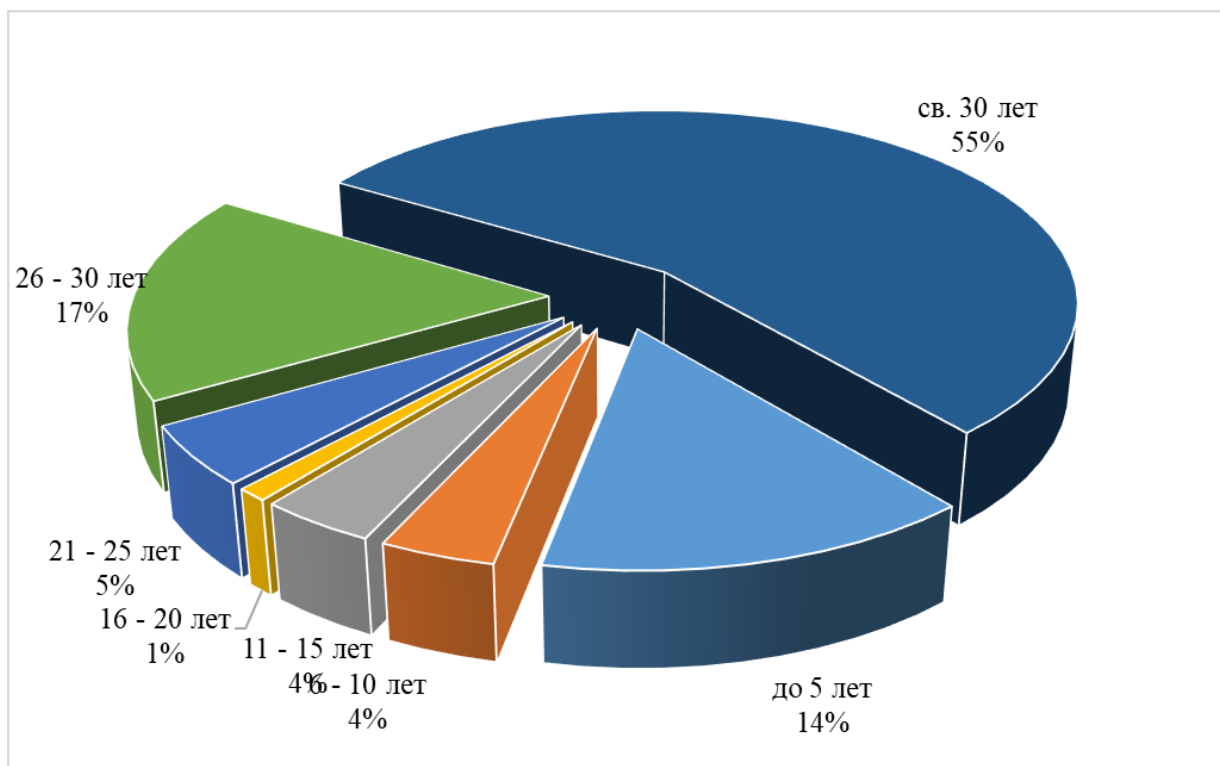


Рисунок 29 – Протяженность тепловых сетей Южной котельной по сроку эксплуатации

Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей от Южной котельной по типу прокладки и условному диаметру представлена в таблице 115.

Таблица 115 – Материальная характеристика тепловых сетей Южной котельной

| Ду, м | Протяжённость, м, (двухтрубном) | | | Материальная характеристика, м ² |
|--------|---------------------------------|-----------|---------|---|
| | из них | | Итого | |
| | подземная | надземная | | |
| 0,108 | 32 | 0 | 32 | 6,912 |
| 0,133 | 0 | 278 | 278 | 73,948 |
| 0,159 | 386,3 | 202 | 588,3 | 187,0794 |
| 0,219 | 269 | 0 | 269 | 117,822 |
| 0,273 | 1660 | 536 | 2196 | 1199,016 |
| 0,325 | 1696 | 1023 | 2719 | 1767,35 |
| 0,377 | 532 | 0 | 532 | 401,128 |
| 0,426 | 2365 | 0 | 2365 | 2014,98 |
| 0,48 | 838 | 0 | 838 | 804,48 |
| 0,53 | 2739 | 1094 | 3833 | 4062,98 |
| 0,63 | 4880 | 0 | 4880 | 6148,8 |
| 0,72 | 997,8 | 301 | 1298,8 | 1870,272 |
| 0,82 | 1895 | 290 | 2185 | 3583,4 |
| Итого: | 18290,1 | 3724 | 22014,1 | 22238,17 |

Восточная котельная

Разбиение тепловых сетей от Восточной котельной по сроку службы и условным диаметрам представлено в таблице 116 и на рисунке 30.

Таблица 116 – Протяженность тепловых сетей Восточной котельной по сроку службы

| Ду, мм | Протяженность по каналу по сроку службы, м, (двухтрубном) | | | | | | | Итого двухтрубном, м |
|--------|---|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------|----------------------|
| | до 5 лет | 6 - 10 лет | 11 - 15 лет | 16 - 20 лет | 21 - 25 лет | 26 - 30 лет | св. 30 лет | |
| Ду 150 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 742 | 742,0 |
| Ду 200 | 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 72 | 42 | 122,0 |
| Ду 250 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 198 | 547 | 745,0 |
| Ду 300 | 0 | 0 | 0 | 0 | 218 | 330 | 459 | 1007,0 |
| Ду 400 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 310 | 1448 | 1758,0 |
| Ду 500 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2090 | 2090,0 |
| Ду 600 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 923 | 0 | 923,0 |
| Ду 700 | 100 | 13 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4085 | 4198,0 |
| Итого | 108,0 | 12,9 | 0,0 | 0,0 | 218,0 | 1833,0 | 9413,1 | 11585,0 |

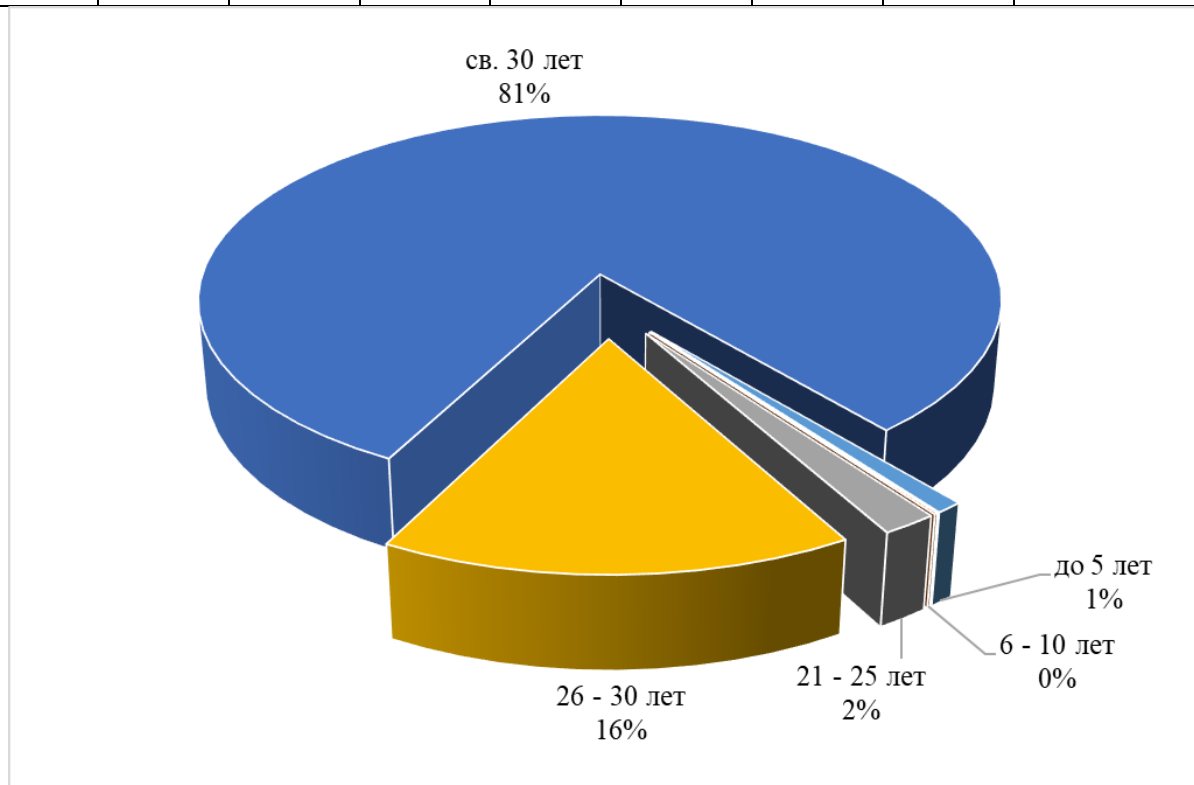


Рисунок 30 – Протяженность тепловых сетей Восточной котельной по сроку эксплуатации

Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей от Восточной котельной по типу прокладки и условному диаметру представлена в таблице 117.

Таблица 117 – Материальная характеристика тепловых сетей Восточной котельной

| Ди, мм | Протяжённость, м, (двухтрубном) | | Итого | Материальная характеристика, м ² |
|--------|---------------------------------|-----------|-------|---|
| | из них | | | |
| | подземная | надземная | | |
| 0,159 | 0 | 742 | 742 | 235,956 |
| 0,219 | 114 | 8 | 122 | 53,436 |
| 0,273 | 745 | 0 | 745 | 406,77 |
| 0,325 | 677 | 330 | 1007 | 654,55 |
| 0,426 | 1758 | 0 | 1758 | 1497,816 |
| 0,530 | 2090 | 0 | 2090 | 2215,4 |
| 0,630 | 923 | 0 | 923 | 1162,98 |
| 0,720 | 2042 | 2156 | 4198 | 6045,12 |
| Итого: | 8349 | 3236 | 11585 | 12272,03 |

1.3.3.2. АО «МЭС»

Тепловые сети АО «МЭС» от котельных «Северная», «Роста» и «Абрам-Мыс» имеют тепловую изоляцию из минераловатных плит и рубероида, в качестве антикоррозионного покрытия используется краска БТ-177.

Часть трубопроводов тепловых сетей от котельных «Северная», «Роста» и «Абрам Мыс» проложено бесканальным способом с использованием предизолированных трубопроводов с ППУ-изоляцией.

Котельная «Северная»

Строительство тепловых сетей от котельной «Северная» было начато в 1955 году, большинство магистральных участков было введено в эксплуатацию в 1965-1980 гг.

Материальная характеристика тепловых сетей от котельной «Северная» с делением по типу прокладки представлена в таблице 118.

Котельная «Роста»

Строительство и ввод в эксплуатацию тепловых сетей от котельной «Роста» начато в 1953 году.

Материальная характеристика тепловых сетей от котельной «Роста» с делением по типу прокладки представлена в таблице 119.

Котельная «Абрам-Мыс»

Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей от котельной «Абрам-Мыс» по типу прокладки и условному диаметру представлена в таблице 120.

Котельная ТЦ «Росляково-1»

Ввод в эксплуатацию тепловых сетей от котельной ТЦ «Росляково-1» было начато в 1979 году.

Материальная характеристика тепловых сетей от котельной ТЦ «Росляково-1» с делением по типу прокладки представлена в таблице 121.

Котельная ТЦ «Росляково Южное»

Материальная характеристика тепловых сетей от котельной ТЦ «Росляково Южное» с делением по типу прокладки представлена в таблице 122.

Материальная характеристика тепловых сетей от Мурманской ТЭЦ, котельных Восточная, Южная и котельной «Фестивальная» представлена в таблицах 123 - 126 соответственно.

Таблица 118 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной «Северная»

| Условный диаметр трубы, мм | Подземная прокладка | Надземная прокладка | В подвалах | Протяженность в двухтрубном исчислении, м | Материальная характеристика, м ² |
|-------------------------------|---------------------|---------------------|-----------------|---|--|
| | Водяные | | | | |
| Ду 40 | 15 | 0 | 0 | 30 | 1,35 |
| Ду 50 | 1572,9 | 585,55 | 264,6 | 4846,1 | 276,2277 |
| Ду 70 | 1471,7 | 173 | 573,7 | 4436,8 | 337,1968 |
| Ду 89 | 2993 | 125 | 1639,65 | 9515,3 | 846,8617 |
| Ду 100 | 3169,55 | 368,3 | 2074,25 | 11224,2 | 1212,214 |
| Ду 120 | 790,1 | 48,5 | 1328,8 | 4334,8 | 494,1672 |
| Ду 125 | 2800,7 | 104,5 | 2352 | 10514,4 | 1398,415 |
| Ду 150 | 3662,5 | 304,4 | 3890,35 | 15714,5 | 2498,606 |
| Ду 200 | 4772,9 | 765,1 | 1659 | 14394 | 3152,286 |
| Ду 250 | 4277 | 894,5 | 460,8 | 11264,6 | 3075,236 |
| Ду 300 | 3483,5 | 1758,75 | 440 | 11364,5 | 3693,463 |
| Ду 350 | 1965,3 | 40 | 0 | 4010,6 | 1511,996 |
| Ду 400 | 3036,5 | 900 | 14,2 | 7901,4 | 3365,996 |
| Ду 500 | 1600,9 | 0 | 47,5 | 3296,8 | 1747,304 |
| Ду 600 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ду 700 | 33 | 112,1 | 0 | 290,2 | 208,944 |
| Ду 800 | 110 | 525,55 | 0 | 1271,1 | 1042,302 |
| Итого | 35754,55 | 6705,25 | 14744,85 | 114409,3 | 24862,56 |

Таблица 119 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной «Роста»

| Условный диаметр трубы | Подземная прокладка | Надземная прокладка | В подвалах | Протяженность в двухтрубном исчислении, м | Материальная характеристика, м ² |
|------------------------|---------------------|---------------------|--------------|---|---|
| Водяные | | | | | |
| Ду 32 | 24,6 | 0 | 0 | 24,6 | 1,6 |
| Ду 40 | 70,1 | 0 | 0 | 70,1 | 6,3 |
| Ду 50 | 911,25 | 35,4 | 19,1 | 965,75 | 110,1 |
| Ду 70 | 259,4 | 11,7 | 48 | 319,1 | 48,5 |
| Ду 89 | 545,3 | 86,4 | 40,85 | 672,55 | 119,7 |
| Ду 100 | 1089,2 | 114,7 | 84,75 | 1288,65 | 278,3 |
| Ду 120 | 164,3 | 0 | 58,8 | 223,1 | 50,9 |
| Ду 125 | 649,6 | 238,9 | 126,1 | 1014,6 | 269,9 |
| Ду 150 | 934,5 | 180,5 | 39 | 1154 | 367,0 |
| Ду 200 | 1690,4 | 109,7 | 58,5 | 1858,6 | 814,1 |
| Ду 250 | 270,9 | 0 | 0 | 270,9 | 147,9 |
| Ду 300 | 158 | 110,3 | 0 | 268,3 | 174,4 |
| Ду 350 | 131,1 | 131,3 | 0 | 262,4 | 197,8 |
| Ду 400 | 825 | 76 | 0 | 901 | 767,7 |
| Ду 500 | 156,2 | 1005,9 | 0 | 1162,1 | 1231,8 |
| Итого | 7879,85 | 2100,8 | 475,1 | 10455,75 | 4586,0 |

Таблица 120 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной «Абрам-Мыс»

| Условный диаметр трубы, мм | Подземная прокладка | Надземная прокладка | В подвалах | Протяженность в двухтрубном исчислении, м | Материальная характеристика, м ² | Подземная прокладка | Надземная прокладка | Протяженность в однострубнои исчислении, м | Материальная характеристика, м ² |
|----------------------------|---------------------|---------------------|--------------|---|---|---------------------|---------------------|--|---|
| | Водяные | | | | | Паровые | | | |
| 50 | 133,2 | 0 | 0 | 133,2 | 15,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 70 | 137,85 | 59,55 | 0 | 197,4 | 30,0 | | | | |
| 80 | 186,6 | 3,3 | 0 | 189,9 | 33,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 100 | 453,45 | 0 | 0 | 453,45 | 97,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 125 | 50,35 | 0 | 0 | 50,35 | 13,4 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 150 | 120,6 | 72,6 | 0 | 193,2 | 61,4 | 205,55 | 215,05 | 420,6 | 66,89 |
| 200 | 377,8 | 375,75 | 123,5 | 877,05 | 384,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Итого | 1459,85 | 511,2 | 123,5 | 2094,55 | 635,9 | 205,55 | 215,05 | 420,6 | 66,89 |

Таблица 121 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной ТЦ «Росляково-1»

| Условный диаметр трубы, мм | Подземная прокладка | Надземная прокладка | В подвалах | Протяженность в двухтрубном исчислении, м | Материальная характеристика, м ² |
|----------------------------|---------------------|---------------------|---------------|---|---|
| Водяные | | | | | |
| 40 | 95 | 0 | 0 | 95 | 8,6 |
| 50 | 517 | 0 | 135 | 1252 | 74,3 |
| 70 | 636 | 50 | 120,5 | 1017 | 121 |
| 80 | 1800,5 | 458,3 | 269 | 3938,7 | 449,9 |
| 100 | 1012,1 | 5 | 695,6 | 3586,3 | 369,9 |
| 125 | 417 | 0 | 0 | 726 | 110,9 |
| 150 | 1860 | 412 | 647 | 4023 | 928,2 |
| 200 | 1191 | 282 | 259 | 3392 | 758,6 |
| 250 | 953 | 438 | 50 | 2499 | 786,8 |
| 300 | 0 | 35 | 0 | 70 | 22,8 |
| 400 | 0 | 296 | 0 | 592 | 252,2 |
| Итого | 8481,6 | 1976,3 | 2176,1 | 12634 | 3883,2 |

Таблица 122 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной ТЦ «Росляково Южное»

| Условный диаметр трубы, мм | Подземная прокладка | Надземная прокладка | В подвалах | Протяженность в двухтрубном исчислении, м | Материальная характеристика, м ² |
|----------------------------|---------------------|---------------------|------------|---|---|
| Водяные | | | | | |
| 70 | 53 | 68 | 70 | 191 | 29,0 |
| 80 | 23 | 268 | 70 | 361 | 64,3 |
| 100 | 30 | 179 | 140 | 349 | 75,4 |
| 125 | 0 | 13 | 0 | 13 | 3,5 |
| 150 | 0 | 460 | 0 | 460 | 146,3 |
| 200 | 0 | 310 | 0 | 310 | 135,8 |
| Итого | 106 | 1298 | 280 | 1684 | 454,2 |

Таблица 123 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от Мурманской ТЭЦ

| Условный диаметр трубы, мм | Подземная прокладка | Надземная прокладка | В подвалах | Протяженность в двухтрубном исчислении, м | Материальная характеристика, м ² |
|----------------------------|---------------------|---------------------|------------|---|---|
| Водяные | | | | | |
| 25 | 105,1 | 0,0 | 141,6 | 246,7 | 12,3 |
| 32 | 377,8 | 202,3 | 85,0 | 665,1 | 50,5 |
| 40 | 1736,8 | 58,5 | 670,1 | 2465,4 | 221,9 |
| 50 | 5972,6 | 250,3 | 1911,8 | 8134,7 | 927,4 |
| 63 | 84,8 | 0,0 | 226,4 | 311,2 | 43,6 |
| 70 | 3954,3 | 352,7 | 3218,8 | 7525,8 | 1143,9 |
| 80 | 5934,2 | 342,3 | 3857,8 | 10134,3 | 1803,9 |
| 100 | 9828,5 | 155,2 | 7321,3 | 17305,0 | 3737,9 |
| 114 | 922,9 | 0,0 | 430,8 | 1353,7 | 308,6 |
| 125 | 4183,4 | 43,1 | 3950,5 | 8177,0 | 2175,1 |
| 140 | 557,0 | 0,0 | 15,9 | 572,9 | 160,4 |
| 150 | 8177,8 | 205,4 | 6361,0 | 14744,2 | 4688,7 |
| 200 | 5158,0 | 511,7 | 4182,7 | 9852,4 | 4315,4 |
| 250 | 3209,6 | 276,1 | 1198,5 | 4684,2 | 2557,6 |
| 300 | 1627,7 | 165,4 | 26,1 | 1819,2 | 1182,5 |
| Итого | 87991,7 | 51830,4 | 2563,0 | 33598,3 | 23329,6 |

Таблица 124 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от Восточной котельной

| Условный диаметр трубы, мм | Подземная прокладка | Надземная прокладка | В подвалах | Протяженность в двухтрубном исчислении, м | Материальная характеристика, м ² |
|-------------------------------|---------------------|---------------------|------------|--|--|
| | | | | | |
| 25 | 43,1 | 0 | 14,8 | 57,9 | 2,2 |
| 32 | 0 | 0 | 18,2 | 18,2 | 0,7 |
| 40 | 109,6 | 0 | 122,4 | 232 | 11,4 |
| 50 | 851,9 | 85,4 | 953,6 | 1890,9 | 107,8 |
| 70 | 64,3 | 0 | 221,4 | 285,7 | 21,7 |
| 80 | 1545 | 0 | 1780,8 | 3325,8 | 296,0 |
| 100 | 2281,1 | 27,9 | 4823,8 | 7132,8 | 770,4 |
| 125 | 1351,5 | 0 | 2461 | 3812,5 | 507,1 |
| 150 | 2642,5 | 25 | 5071,7 | 7739,2 | 1230,5 |
| 200 | 1974,5 | 0 | 3485,6 | 5460,1 | 1195,8 |
| 250 | 1829,9 | 1285,1 | 1052,4 | 4167,4 | 1137,7 |
| 300 | 1358,9 | 313,9 | 26,1 | 1698,9 | 552,1 |
| Итого | 14052,3 | 1737,3 | 20031,8 | 35821,4 | 5833,4 |

Таблица 125 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от Южная котельная

| Условный диаметр трубы, мм | Подземная прокладка | Надземная | В подвалах | Протяженность в двухтрубном исчислении, м | Материальная характеристика, м ² |
|-------------------------------|---------------------|-----------|------------|--|--|
| | | | | | |
| 40 | 25,45 | 0 | 0 | 25,45 | 2,29 |
| 50 | 1897,15 | 0 | 0 | 1897,15 | 216,28 |
| 70 | 1878,55 | 0 | 0 | 1878,55 | 285,54 |
| 80 | 5665,25 | 0 | 0 | 5665,25 | 1008,41 |
| 100 | 4927,75 | 0 | 44,95 | 4972,7 | 1074,10 |
| 125 | 4887,75 | 0 | 4 | 4891,75 | 1301,21 |
| 150 | 14407,25 | 0 | 50,3 | 14457,55 | 4597,50 |
| 200 | 13151,15 | 0 | 0 | 13151,15 | 5760,20 |
| 250 | 3306,25 | 0 | 0 | 3306,25 | 1805,21 |
| 300 | 1143,8 | 0 | 0 | 1143,8 | 743,47 |
| 350 | 66,75 | 0 | 0 | 66,75 | 50,33 |
| 400 | 282,55 | 0 | 0 | 282,55 | 240,73 |
| Итого | 54911,8 | 0 | 125,95 | 55037,75 | 17837,42 |

Таблица 126 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной «Фестивальная»

| Условный диаметр трубы, мм | Подземная прокладка | Надземная прокладка | В подвалах | Протяженность в двухтрубном исчислении, м | Материальная характеристика, м ² |
|-------------------------------|---------------------|---------------------|------------|--|--|
| | Водяные | | | | |
| Ду 32 | 35,9 | 0 | 37,35 | 73,25 | 5,6 |
| Ду 40 | 96,6 | 181,95 | 109,3 | 387,85 | 34,9 |
| Ду 50 | 44,9 | 245,6 | 0 | 290,5 | 33,1 |
| Ду 70 | 10,25 | 473,65 | 35,95 | 519,85 | 79,0 |
| Ду 89 | 0 | 0 | 84,9 | 84,9 | 15,1 |
| Ду 100 | 76,1 | 300,6 | 0 | 376,7 | 81,4 |
| Ду 120 | 26,1 | 0 | 42,3 | 68,4 | 15,6 |
| Ду 125 | 6,2 | 0 | 0 | 6,2 | 1,6 |
| Ду 150 | 0 | 0 | 108,3 | 108,3 | 34,4 |
| Ду 200 | 131,9 | 149,15 | 0 | 281,05 | 123,1 |
| Итого | 392,05 | 1350,95 | 380,75 | 2197 | 418,30 |

1.3.3.3. АО «Завод ТО ТБО»

Участок паропровода от завода ТБО до УТ-123 построен и введен в эксплуатацию в 1986. Теплоизоляционным материалом используется минерализованная вата толщиной 50 мм, наружное покрытие выполнено из оцинкованной стали толщиной 1,2 мм. Тип прокладки – надземный.

Материальная характеристика данного участка равна 101,01 м².

1.3.3.4. АО «ММТП»

Тепловые сети от котельной АО «ММТП» эксплуатируются с 1969 г., последние тепловые сети введены в 2012 г. Изоляция трубопроводов от котельной АО «ММТП» выполнена из минераловатных плит (с наружным защитным покрытием из рубероида) или ППУ с полиэтиленовой или оцинкованной оболочкой.

Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей по типу прокладки не представлена в таблице 127.

Таблица 127 – Материальная характеристика тепловых сетей котельной АО «ММТП»

| Условный диаметр трубы, мм | Подземная прокладка | Надземная прокладка | Протяженность в двухтрубном исчислении, м | Материальная характеристика, м ² |
|----------------------------|---------------------|---------------------|---|---|
| АО «ММТП» | | | | |
| Ду 50 | 211,57 | 86,35 | 297,92 | 29,79 |
| Ду 80 | 230,2 | 99 | 329,2 | 52,67 |
| Ду 100 | 333,6 | 393,26 | 726,86 | 145,37 |
| Ду 150 | 526,62 | 264,5 | 791,12 | 237,33 |
| Ду 200 | 742,81 | 151,64 | 894,45 | 357,78 |
| Ду 250 | 10 | 149,7 | 159,7 | 87,19 |
| Ду 300 | 38,8 | 1420,35 | 1459,15 | 948,45 |
| ИТОГО | 2093,6 | 2564,8 | 4658,4 | 1858,58 |
| ФГУП "Росморпорт" | | | | |
| Ду 50 | 30,97 | 47,81 | 78,78 | 7,88 |
| Ду 100 | 91 | 223,02 | 314,02 | 62,8 |
| ИТОГО | 121,97 | 270,83 | 392,8 | 70,68 |
| Абонентские сети | | | | |
| Ду 100 | 40 | 0 | 40 | 8 |
| Ду 150 | 0 | 283,25 | 283,25 | 84,97 |
| ИТОГО | 40 | 283,25 | 323,25 | 92,97 |
| ВСЕГО | 2255,57 | 3118,88 | 5374,45 | 2022,23 |

1.3.3.5. ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ

Тепловые сети от котельной № 22 введены в эксплуатацию в 1975 г. Изоляция паропроводов от котельной выполнена из минваты, с наружным защитным покрытием из рубероида.

Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей по типу прокладки представлена в таблице 128.

Таблица 128 – Материальная характеристика тепловых сетей котельной №22

| Условный диаметр трубы, мм | Вид прокладки | Протяженность в однострубнои исчислении, м | Материальная характеристика, м ² |
|---|---------------|--|---|
| ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ | | | |
| Паровые (до ЦТП) и водяные тепловые сети | | | |
| Ду 25 | подземная | 15 | 0,375 |
| Ду 32 | подземная | 45 | 1,44 |
| Ду 48 | подземная | 60 | 2,88 |
| Ду 57 | подземная | 150 | 8,55 |
| Ду 100 | надземная | 10 | 1,08 |
| Ду 219 | подземная | 785 | 171,915 |
| ИТОГО | | 1065 | 186,24 |

1.3.3.6. Муниципальные тепловые сети

Угольная котельная МУП «МУК»

Изоляция трубопроводов от угольной котельной выполнена из ПВХ.

Муниципальные тепловые сети от угольной котельной МУП «МУК» эксплуатируются с 2011 г. Материальная характеристика с разбивкой тепловых сетей от угольной котельной МУП «МУК» по типу прокладки представлена в таблице 129.

Таблица 129 – Материальная характеристика муниципальных тепловых сетей от угольной котельной МУП «МУК»

| Условный диаметр трубы, мм | Подземная прокладка | Надземная прокладка | Протяженность в двухтрубнои исчислении, м | Материальная характеристика, м ² |
|----------------------------|---------------------|---------------------|---|---|
| Ду 80 | 405,98 | 132 | 537,98 | 95,8 |
| Ду 100 | 405,98 | 132 | 537,98 | 116,2 |
| Итого: | 811,96 | 264 | 1075,96 | 212,0 |

Дизельная котельная МУП «МУК»

Изоляция трубопроводов от дизельной котельной выполнена из минераловатных плит, с наружным защитным покрытием из оцинкованной стали.

Тепловые сети от дизельной котельной эксплуатируются с 2005 г. Все участки выполнены надземной и частично подземной прокладкой. Материальная характеристика дизельной котельной представлена в таблице 130.

Таблица 130 – Материальная характеристика тепловых сетей дизельной котельной МУП «МУК»

| Условный диаметр трубы, мм | Протяженность в двухтрубном исчислении, м | Материальная характеристика, м ² |
|----------------------------|---|---|
| Ду 80 | 327,8 | 58,3 |
| Ду 100 | 492,2 | 106,3 |
| Итого: | 820 | 164,7 |

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

Запорная арматура Ду 50-800 мм установлена на тепловых сетях в тепловых камерах и павильонах. Расстояние между соседними секционирующими задвижками определяет время опорожнения и заполнения участка, следовательно, влияет на время ремонта и восстановления участка тепловой сети. При возникновении аварии или инцидента величина отключенной тепловой нагрузки также зависит от количества и места установки секционирующих задвижек.

Для регулирования в отопительный период границу раздела зон теплоснабжения между Мурманской ТЭЦ и Восточной котельной по разным магистралям используется запорная арматура в тепловых камерах ТК-31, ТК-112/2, ТК-73/2, ТК-69/2, НС №10. В летний период зона влияния от Восточной котельной может быть расширена до тепловых камер ТК-104/2, ТК-24/3. В отопительный период границей раздела зон теплоснабжения между Мурманской ТЭЦ и Южной котельной является тепловая камера ТК-72/3. В летний период зона влияния от Мурманской ТЭЦ может быть расширена до тепловой камеры ТК-38.

Система теплоснабжения от АО «Мурманская ТЭЦ» включает в себя три источника, тепловые сети которых соединены:

- Мурманская ТЭЦ и тепловые сети;
- Южная котельная и тепловые сети;
- Восточная котельная и тепловые сети.

1.3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов

Для обслуживания отключающей арматуры при подземной прокладке на сетях установлены теплофикационные камеры. В тепловой камере установлены стальные задвижки, спускные и воздушные устройства, требующие постоянного доступа и обслуживания. Тепловые камеры выполнены в основном из сборных железобетонных конструкций, оборудованных прямыми, воздуховыпускными и сливными устройствами. Строительная часть камер выполнена из сборного железобетона. Днище камеры устроено с уклоном в сторону водосборного прямого. В перекрытии оборудовано два или четыре люка.

Конструкции смотровых колодцев выполнены по соответствующим чертежам и отвечают требованиям ГОСТ 8020-90 и ТУ 5855-057-03984346-2006.

При надземной прокладке трубопроводов тепловых сетей для обслуживания арматуры предусмотрены стационарные площадки с ограждениями и лестницами.

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

1.3.6.1. АО «Мурманская ТЭЦ»

Тепловая энергия от источников АО «Мурманская ТЭЦ» отпускается к потребителям по температурному графику 120/70 °С качественного регулирования, по закрытой, в большинстве случаев зависимой схеме отопления и по закрытой схеме на ГВС, в том числе потребителям, подключенным через ЦТП.

На Мурманской ТЭЦ температурный график отпуска тепловой энергии 120/70°С, со срезкой по температуре в подающем трубопроводе на 115°С, разработан с учетом ограниченной мощности источника при температурах наружного воздуха ниже минус 26 °С.

Температурные графики для Мурманской ТЭЦ и Южной, Восточной котельных на отопительный сезон 2022-2023 гг. представлены на рисунках 31 - 32.



Температурный график отпуска тепловой энергии от Мурманской ТЭЦ качественного регулирования, 120-70 °С, со срезкой по подающей 115 °С разработан с учетом ограниченной мощности источника при температурах наружного воздуха ниже -26 °С.

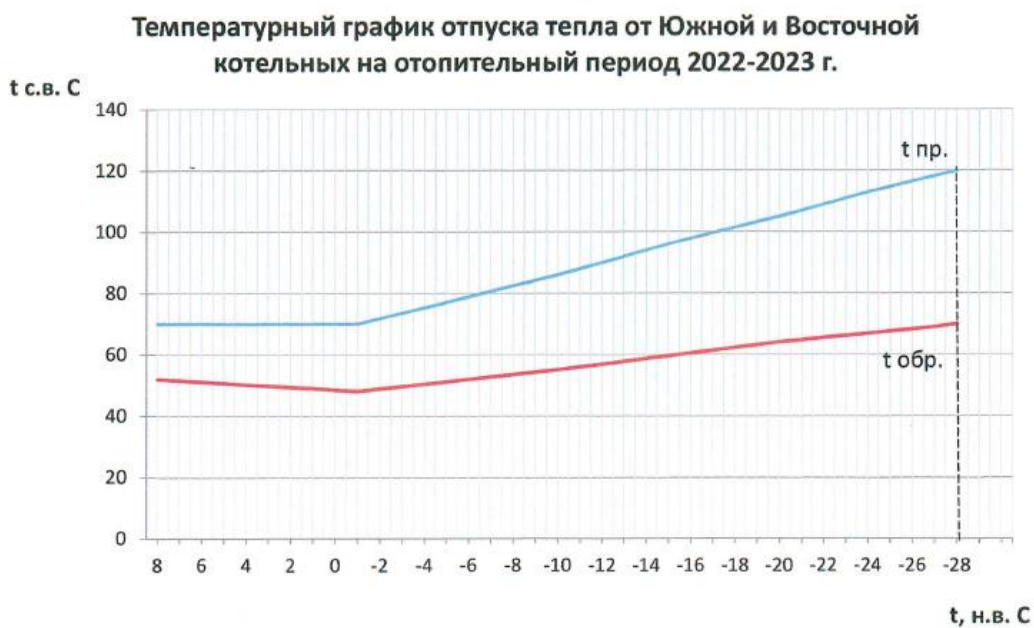
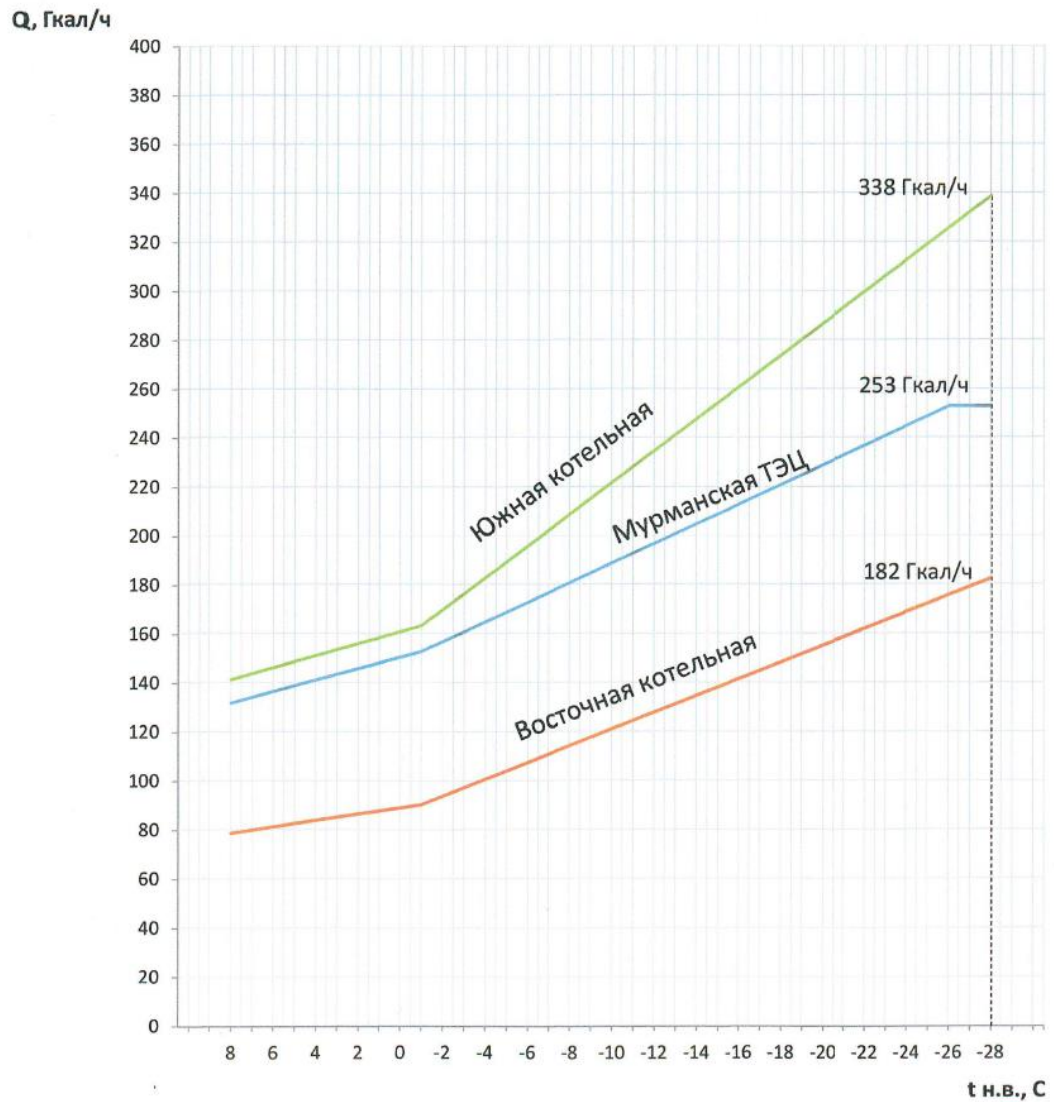


Рисунок 31 – Температурный график отпуска тепла от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточных котельных на отопительный сезон 2022-2023 гг.

УТВЕРЖДАЮ
Исполнительный директор АО «Мурманская ТЭЦ»
Комаров В.Ю.
«15» 09 2022 г.

**График отпуска тепла от Мурманской ТЭЦ, Южной и
Восточной котельных на отопительный период
2022-2023 г.**



Главный инженер АО «Мурманская ТЭЦ»
Бургасов С.Н.

Рисунок 32 – График отпуска тепла от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных на отопительный сезон 2022-2023 гг.

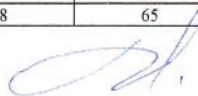
График температур работы тепловых сетей Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных на отопительный период 2022-2023 гг. представлен на рисунке ниже.

УТВЕРЖДАЮ,
Исполнительный директор
АО "Мурманская ТЭЦ"
Комаров В.Ю.

Температурные графики для тепловых сетей системы теплоснабжения АО "Мурманская ТЭЦ"
работающих круглый год (со спрямлением на ГВС)

| Температура наружного воздуха, °С | Температура в подающем трубопроводе | | После элеватора | | | от системы отоплен. | от calorиферов | от ГВС | Обратная температура |
|---|--|--------------------------------|-----------------|-----------|---------|------------------------|----------------|--------|-------------------------|
| | Мурманская ТЭЦ | Южная и Восточная котельные | 115/70 | 105/70 | 95/70 | | | | |
| -28 | 115 | 120 | 110 / 115 | 101 / 105 | 91 / 95 | 70 | 70 | 65 | 67 / 70 |
| -27 | 115 | 118 | 110 / 113 | 101 / 104 | 91 / 94 | 70 | 69 | 65 | 67 / 69 |
| -26 | 115 | 116 | 110 / 112 | 101 / 102 | 91 / 92 | 69 | 68 | 65 | 68 |
| -25 | 115 | 115 | 110 | 100 | 91 | 68 | 67 | 61 | 68 |
| -24 | 113 | 113 | 108 | 99 | 90 | 67 | 66 | 60 | 67 |
| -23 | 111 | 111 | 106 | 97 | 88 | 66 | 65 | 59 | 66 |
| -22 | 109 | 109 | 105 | 96 | 87 | 66 | 64 | 58 | 65 |
| -21 | 107 | 107 | 103 | 94 | 86 | 65 | 63 | 57 | 64 |
| -20 | 105 | 105 | 101 | 93 | 84 | 64 | 62 | 57 | 64 |
| -19 | 103 | 103 | 99 | 91 | 83 | 63 | 61 | 56 | 63 |
| -18 | 102 | 102 | 98 | 90 | 82 | 62 | 60 | 55 | 62 |
| -17 | 100 | 100 | 96 | 88 | 80 | 62 | 59 | 54 | 61 |
| -16 | 98 | 98 | 94 | 87 | 79 | 61 | 58 | 53 | 60 |
| -15 | 96 | 96 | 92 | 85 | 78 | 60 | 56 | 52 | 59 |
| -14 | 94 | 94 | 91 | 83 | 76 | 59 | 55 | 51 | 59 |
| -13 | 92 | 92 | 89 | 82 | 75 | 58 | 54 | 50 | 58 |
| -12 | 90 | 90 | 87 | 80 | 74 | 57 | 53 | 49 | 57 |
| -11 | 88 | 88 | 85 | 79 | 72 | 57 | 52 | 48 | 56 |
| -10 | 86 | 86 | 83 | 77 | 71 | 56 | 51 | 48 | 55 |
| -9 | 84 | 84 | 81 | 75 | 69 | 55 | 50 | 47 | 54 |
| -8 | 83 | 83 | 80 | 74 | 68 | 54 | 49 | 46 | 53 |
| -7 | 81 | 81 | 78 | 72 | 67 | 53 | 48 | 45 | 52 |
| -6 | 79 | 79 | 76 | 71 | 65 | 52 | 47 | 44 | 52 |
| -5 | 77 | 77 | 74 | 69 | 64 | 51 | 46 | 43 | 51 |
| -4 | 75 | 75 | 72 | 67 | 62 | 50 | 45 | 42 | 50 |
| -3 | 73 | 73 | 70 | 66 | 61 | 49 | 44 | 41 | 49 |
| -2 | 71 | 71 | 68 | 64 | 59 | 48 | 43 | 40 | 48 |
| -1 | 70 | 70 | 68 | 63 | 59 | 48 | 42 | 39 | 48 |
| 0 | 70 | 70 | 68 | 63 | 59 | 47 | 41 | 39 | 48 |
| 1 | 70 | 70 | 68 | 64 | 59 | 48 | 41 | 39 | 49 |
| 2 | 70 | 70 | 68 | 64 | 60 | 49 | 41 | 40 | 49 |
| 3 | 70 | 70 | 68 | 64 | 60 | 50 | 42 | 40 | 49 |
| 4 | 70 | 70 | 68 | 64 | 60 | 50 | 42 | 41 | 50 |
| 5 | 70 | 70 | 68 | 64 | 60 | 51 | 43 | 41 | 50 |
| 6 | 70 | 70 | 68 | 64 | 60 | 51 | 43 | 41 | 51 |
| 7 | 70 | 70 | 68 | 64 | 61 | 52 | 44 | 42 | 51 |
| 8 | 70 | 70 | 68 | 65 | 61 | 52 | 44 | 42 | 52 |

Главный инженер АО "Мурманская ТЭЦ"



С.Н. Буртасов

Рисунок 33 – График отпуска тепла от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных на отопительный сезон 2022-2023 гг.

1.3.6.2. АО «МЭС»

Котельная «Северная»

Тепловая энергия от котельной «Северная» отпускается к потребителям по температурному графику 150/70 °С, со срезкой по температуре в подающем трубопроводе на 115 °С (с учетом ограниченной мощности источника при температурах наружного воздуха ниже минус 16 °С). Тепловые сети работают по схеме открытого водоразбора на нужды горячего водоснабжения. Температурный график представлен на рисунке 34, где T_3 – температура после элеватора, °С.

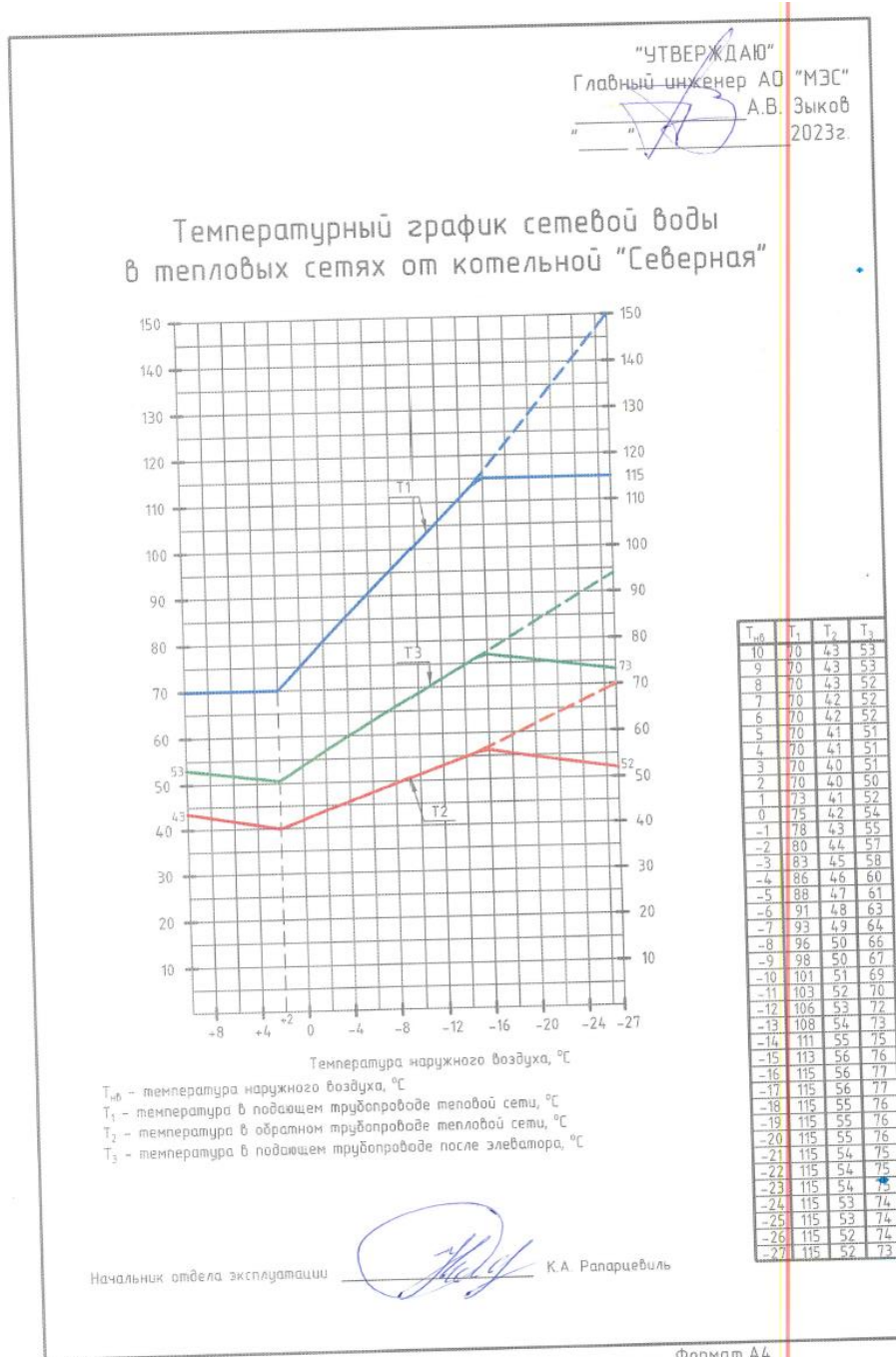


Рисунок 34 – Температурный график сетевой воды в тепловых сетях от котельной «Северная»

Котельная «Роста»

Тепловая энергия от котельной «Роста» отпускается к потребителям по температурному графику 105/70 °С, со срезкой по температуре в подающем трубопроводе на 95 °С (с учетом ограниченной мощности источника при температурах наружного воздуха ниже минус 21 °С).

Температурный график представлен на рисунке 35.

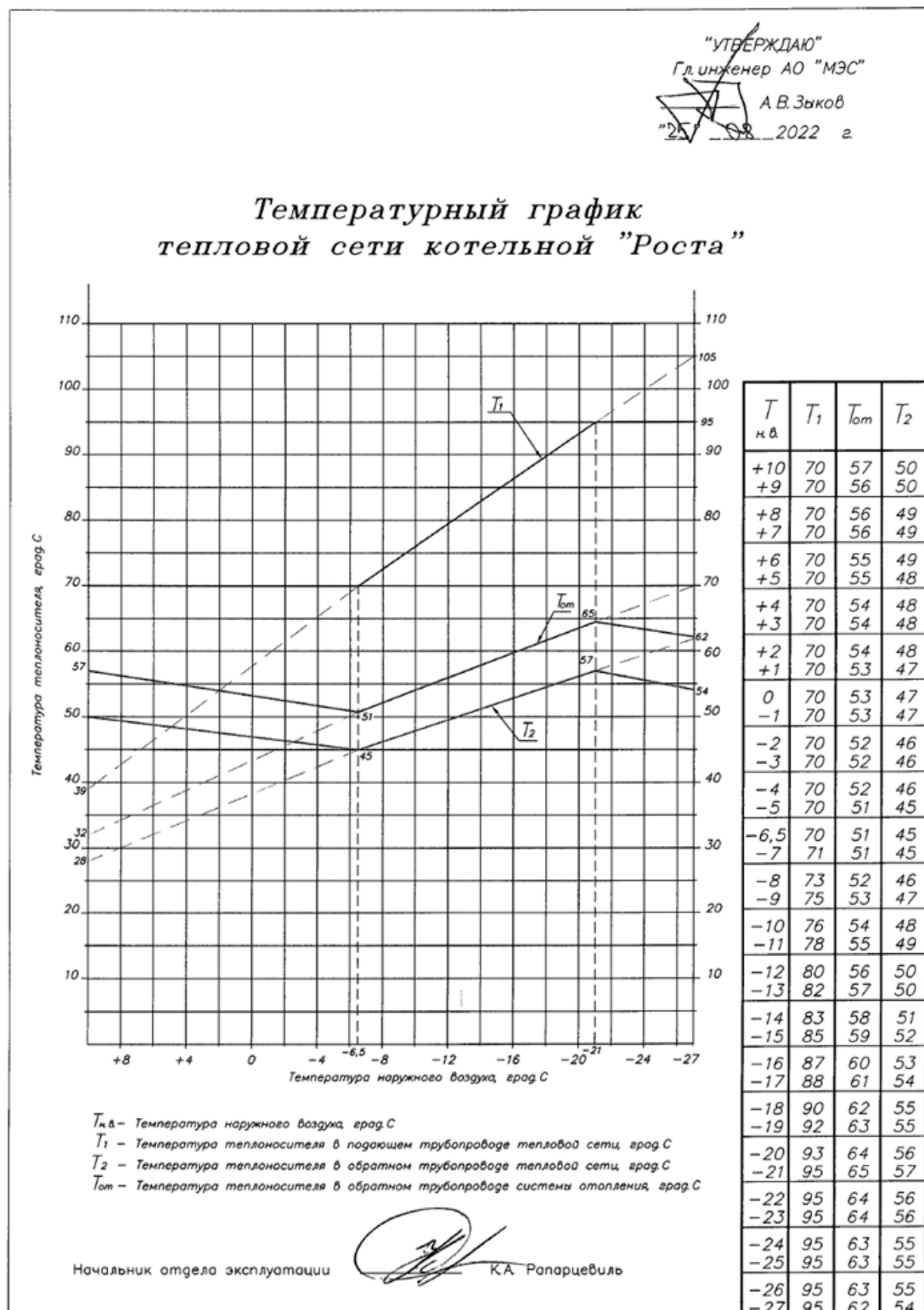


Рисунок 35 – Температурный график тепловой сети котельной «Роста»

Котельная «Абрам-Мыс»

Тепловая энергия от котельной «Абрам-Мыс» отпускается к потребителям по температурному графику 110/70 °С, со срезкой по температуре в подающем трубопроводе на 95 °С (с учетом ограниченной мощности источника при температурах наружного воздуха ниже минус 19 °С).

Температурный график представлен на рисунке 36.

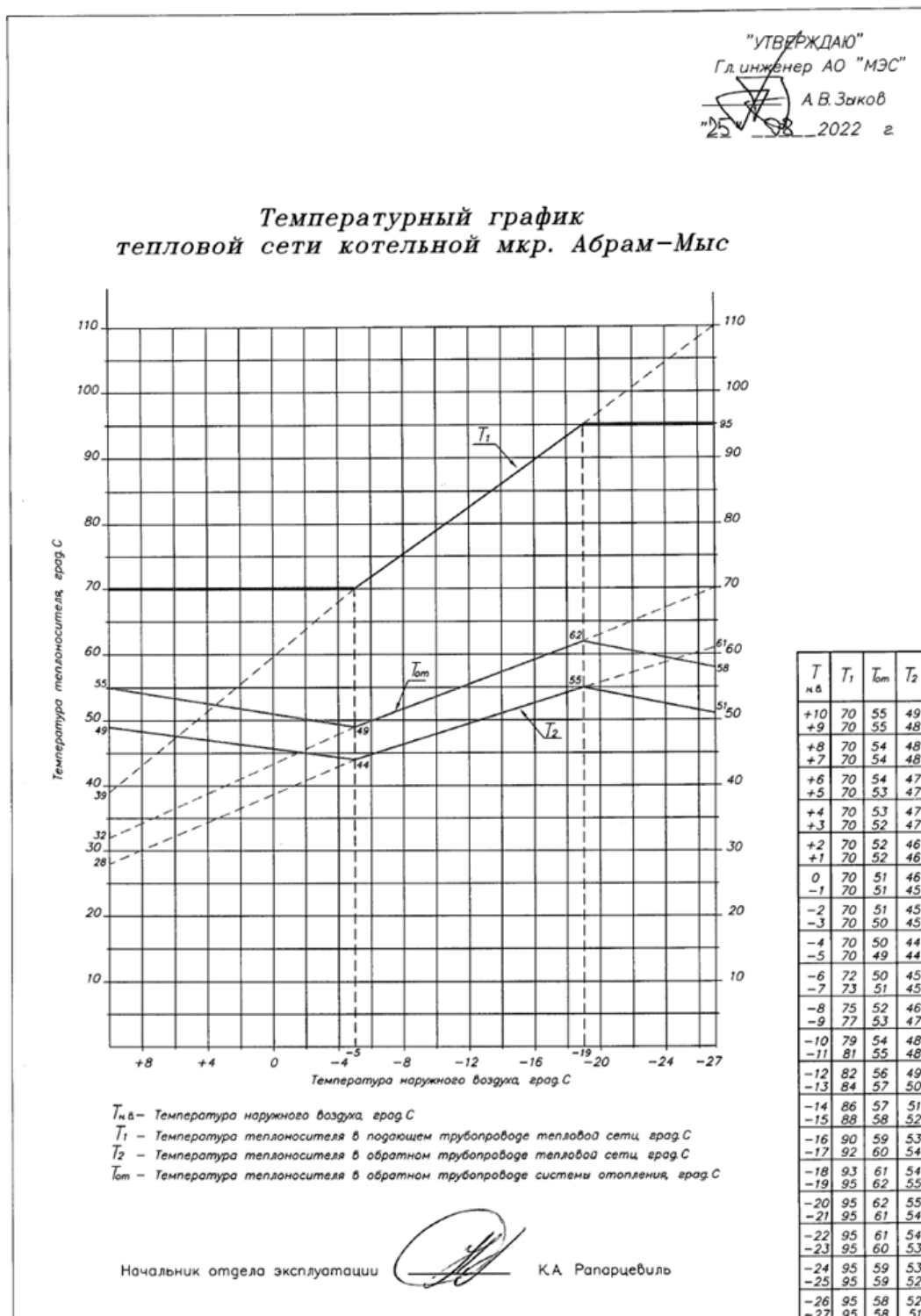


Рисунок 36 – Температурный график тепловой сети котельной «Абрам-Мыс»

Котельная «ТЦ «Росляково - 1»

Система теплоснабжения – 2-х, 3-х трубная, закрытая. Отпуск сетевой воды производится по температурному графику 95/63 °С.

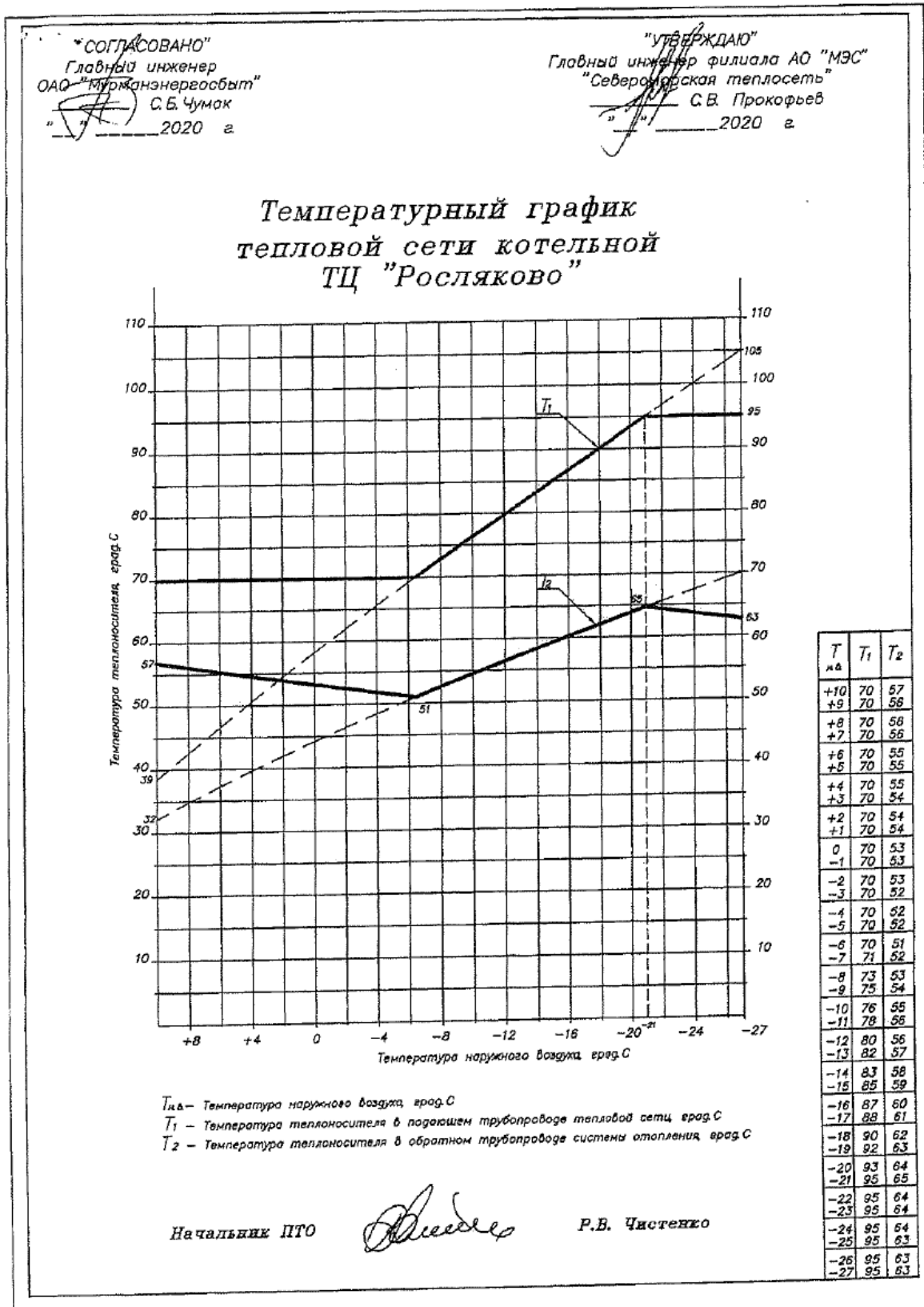


Рисунок 37 - Температурный график тепловой сети котельной ТЦ «Росляково-1»

Котельная ТЦ «Росляково Южное»

Система теплоснабжения четырехтрубная, закрытая. Отпуск сетевой воды производится по температурному графику 95/70 °С (временный - 71/63°С).



Рисунок 38 - Температурный график тепловой сети котельной ТЦ «Росляково Южное»

Котельная «Фестивальная»

Система теплоснабжения четырехтрубная, закрытая. Отпуск сетевой воды производится по температурному графику 115/70 °С.

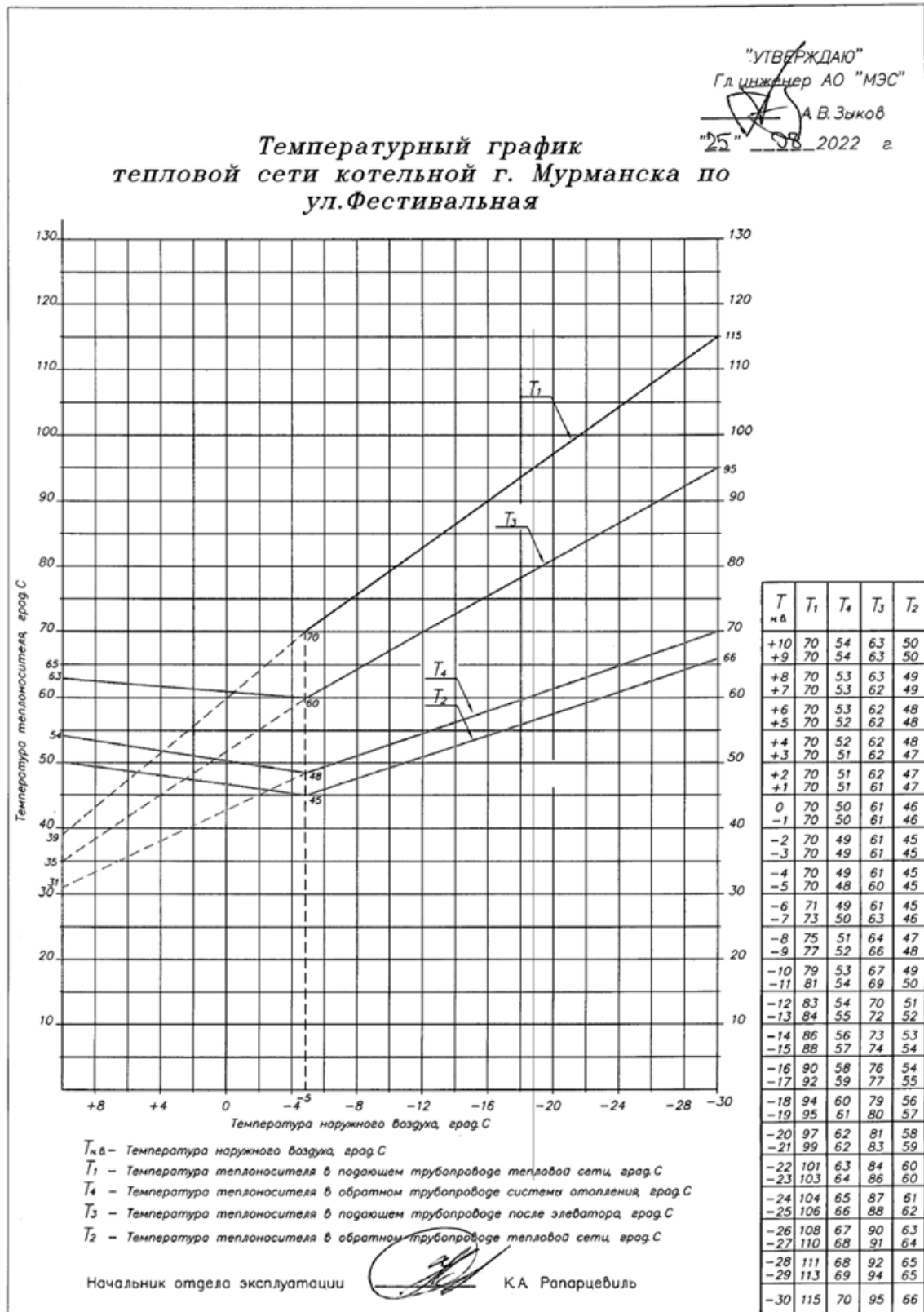


Рисунок 39 - Температурный график тепловой сети котельной «Фестивальная»

1.3.6.3. МУП «МУК»

Дизельная котельная

Система теплоснабжения двухтрубная, закрытая. Отпуск сетевой воды производится по температурному графику 95/70 °С.

Угольная котельная

Система отопления - двухтрубная с независимым подключением, система горячего водоснабжения – закрытая, двухтрубная с рециркуляцией. Отпуск сетевой воды производится по температурному графику 95/70 °С.

1.3.6.4. АО «Завод ТО ТБО»

Расчётные параметры пара поступающего в УТ-123 от Завода ТО ТБО составляют 13,0 кгс/см² и температурой пара 220 °С.

1.3.6.5. АО «ММТП»

Система теплоснабжения двухтрубная, закрытая. Отпуск сетевой воды производится по температурному графику 90/70 °С со срезкой на минимуме 62 °С.

Утверждаю
И. о. технического директора АО
«ММТП»
Сизов Ф.В.

16.09.2022 года

Температурный график 90 - 70 °С, со срезкой на минимуме 62 °С отпуска тепловой энергии от котельной АО «ММТП» на отопительный период 2022 - 2023 гг.

| Температура наружного воздуха t°С | Температура теплоносителя | | Примечание |
|-----------------------------------|----------------------------|------------------------------|--|
| | В прямом трубопроводе t1°С | В обратном трубопроводе t2°С | |
| 8 | 62 | 56 | Гидравлический и тепловой режимы вести в соответствии с расчетными режимными указаниями: Зимний режим -P 1 = 6,0 кгс/см ³ -P 2 = 4,0 кгс/см ¹ -Q цирк. 410 м3/час |
| 7 | 62 | 56 | |
| 6 | 62 | 56 | |
| 5 | 62 | 55 | |
| 4 | 62 | 54 | |
| 3 | 64 | 53 | |
| 2 | 64 | 52 | |
| 1 | 64 | 51 | |
| 0 | 64 | 50 | |
| -1 | 65 | 50 | |
| -2 | 65 | 50 | Летний режим. При работе «Турботерм» на ГВС соблюдать параметры: -P 1 = 5,3 кгс/см ² -P 2 = 3,6 кгс/см ² -Q цирк. < 270 м3/час - t 1 = 60°С - t 2 = 50-55 °С |
| -3 | 66 | 51 | |
| -4 | 67 | 52 | |
| -5 | 68 | 52 | |
| -6 | 69 | 53 | |
| -7 | 70 | 53 | |
| -8 | 71 | 54 | |
| -9 | 72 | 54 | |
| -10 | 73 | 55 | |
| -11 | 73 | 55 | |
| -12 | 74 | 55 | При работе «Турботерм» в осенний и весенний период на ГВС и частично на отопление (переходный период) поддерживать Q цирк. 300 - 310 м3/час -P 1 = 5,8 кгс/см ² -P 2 = 4,0 кгс/см ² - t 1 = 65 - 67°С - t 2 = 62°С |
| -13 | 74 | 55 | |
| -14 | 75 | 56 | |
| -15 | 75 | 56 | |
| -16 | 76 | 56 | |
| -17 | 76 | 57 | |
| -18 | 77 | 58 | |
| -19 | 78 | 59 | |
| -20 | 78 | 60 | |
| -21 | 78 | 61 | |
| -22 | 78 | 62 | |
| -23 | 78 | 63 | При достижении на источнике теплоснабжения температуры обратной сетевой воды 70°С подъем температуры прямой сетевой воды прекращается независимо от температуры наружного воздуха. |
| -24 | 79 | 63 | |
| -25 | 80 | 63 | |
| -26 | 82 | 66 | |
| -27 | 84 | 67 | |
| -28 | 86 | 69 | |
| -29 | 88 | 69 | |
| -30 | 90 | 70 | |

Начальник ПКЭ



Седнев В.Н.

Рисунок 40 - Температурный график тепловой сети от котельной «ММТП»

1.3.6.6. ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ

От котельной до бойлерной отпуск тепловой энергии в виде пара осуществляется с температурой 178°С (однотрубная система). После бойлерной система теплоснабжения двухтрубная, закрытая. Отпуск сетевой воды производится по температурному графику 95/70 °С.



ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
отпуска тепловой энергии от теплогенерирующего объекта
(г. Мурманск, 22 в/л № 6 Ивм, № 22)
ФГБУ "ЦЖКУ" по ОСК СФ МО РФ

| Среднесуточная температура наружного воздуха, оС | Температура сетевой воды в трубопроводе (оС) | |
|---|--|----------|
| | Подкошем | Обратном |
| 8 | 178 | - |
| 7 | 178 | - |
| 6 | 178 | - |
| 5 | 178 | - |
| 4 | 178 | - |
| 3 | 178 | - |
| 2 | 178 | - |
| 1 | 178 | - |
| 0 | 178 | - |
| -1 | 178 | - |
| -2 | 178 | - |
| -3 | 178 | - |
| -4 | 178 | - |
| -5 | 178 | - |
| -6 | 178 | - |
| -7 | 178 | - |
| -8 | 178 | - |
| -9 | 178 | - |
| -10 | 178 | - |
| -11 | 178 | - |
| -12 | 178 | - |
| -13 | 178 | - |
| -14 | 178 | - |
| -15 | 178 | - |
| -16 | 178 | - |
| -17 | 178 | - |
| -18 | 178 | - |
| -19 | 178 | - |
| -20 | 178 | - |
| -21 | 178 | - |
| -22 | 178 | - |
| -23 | 178 | - |
| -24 | 178 | - |
| -25 | 178 | - |
| -26 | 178 | - |
| -27 | 178 | - |

Зам. начальника ЖКС № 1

А.Р. Савченко

Рисунок 41 – Температурный график тепловой сети котельной №22

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

Фактический температурный режим отпуска тепла от источников теплоснабжения в тепловые сети соответствует утвержденному графику регулирования отпуска тепла в тепловые сети, информации об отклонениях от утвержденного графика регулирования отпуска тепла в тепловые сети от источников отсутствует.

Проблемы существующего состояния режим отпуска тепла от источников АО «Мурманская «ТЭЦ» котельных Южная, Восточная и Мурманской ТЭЦ.

Регулирование отопительно-вентиляционной нагрузки

Проблема адекватного управления режимами централизованного отпуска тепловой энергии является ключевой для повышения эффективности существующих систем централизованного теплоснабжения. Эта проблема проистекает из несоответствия проектных и фактических тепло-гидравлических характеристик эксплуатирующихся многие годы систем, главным образом – систем теплопотребления. Основные обобщенные характеристики существующих систем теплопотребления: фактическая теплоотдача наружных ограждений, фактическая теплоотдача отопительных приборов, фактические параметры теплонагревателей ГВС, фактические расходы теплоносителя, фактические коэффициенты смешения в абонентских тепловых пунктах, присоединённых по зависимой схеме, то есть все основные параметры, служащие для расчёта графиков качественного регулирования, в реальности имеют совсем другие значения, а значит – требуют совсем других графиков отпуска теплоты. Более того, значения указанных параметров для эксплуатирующихся систем не только отличаются от проектных, но являются существенно неопределёнными, что требует их идентификации по наблюдаемым фактическим значениям режимных характеристик.

Для существующего состояния всех крупных систем централизованного теплоснабжения характерна разница между величинами договорных и фактических нагрузок. При том, что циркуляционный расход теплоносителя в этих системах, как правило, соответствует договорным нагрузкам при проектном температурном графике 150/70 (или превышает указанный расход), отопительно-вентиляционные нагрузки,

оцененные по измерениям на коллекторах крупных теплоисточников, после соответствующей статистической обработки и пересчета на расчетную температуру наружного воздуха, оказываются значительно ниже.

На рисунках ниже приведено сравнение расчетного (проектного) и фактического (сложившегося) режима теплоотпуска Мурманской ТЭЦ и котельными Южная и Восточная.

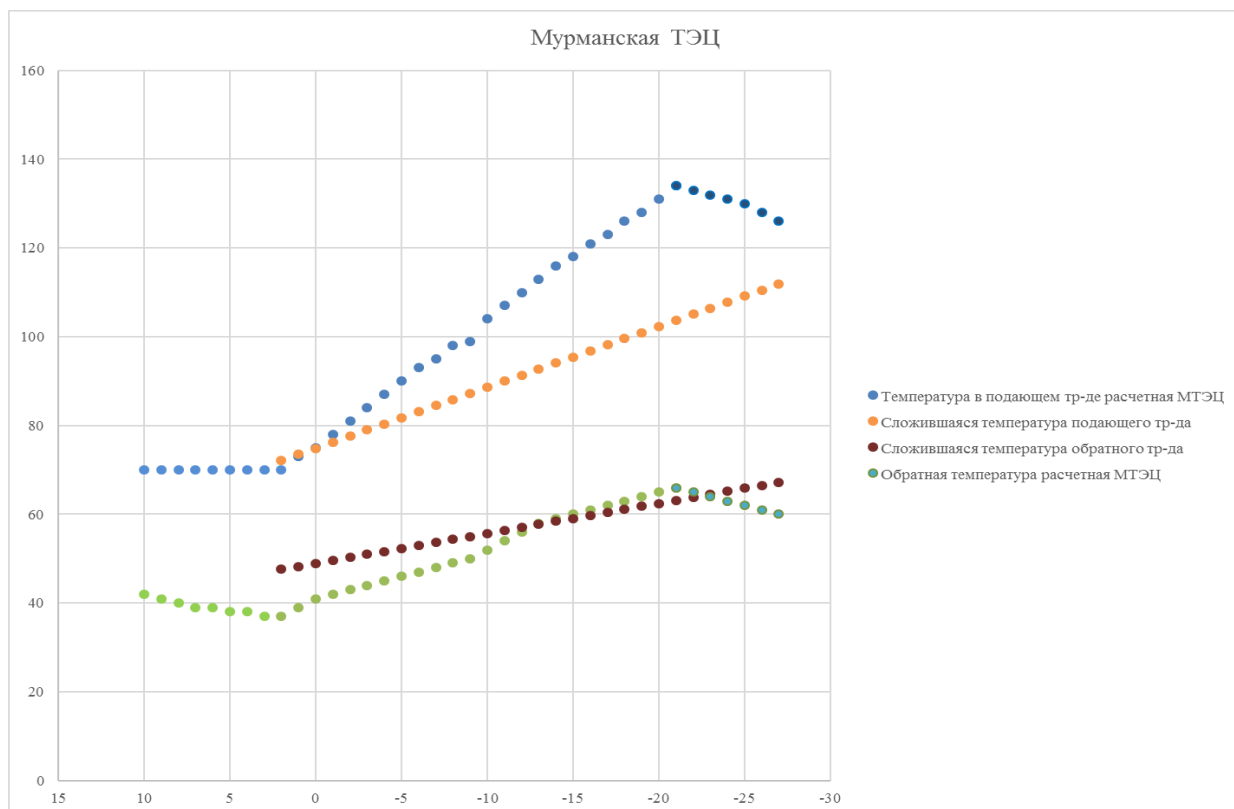


Рисунок 42 – Графики теплоотпуска Мурманской ТЭЦ

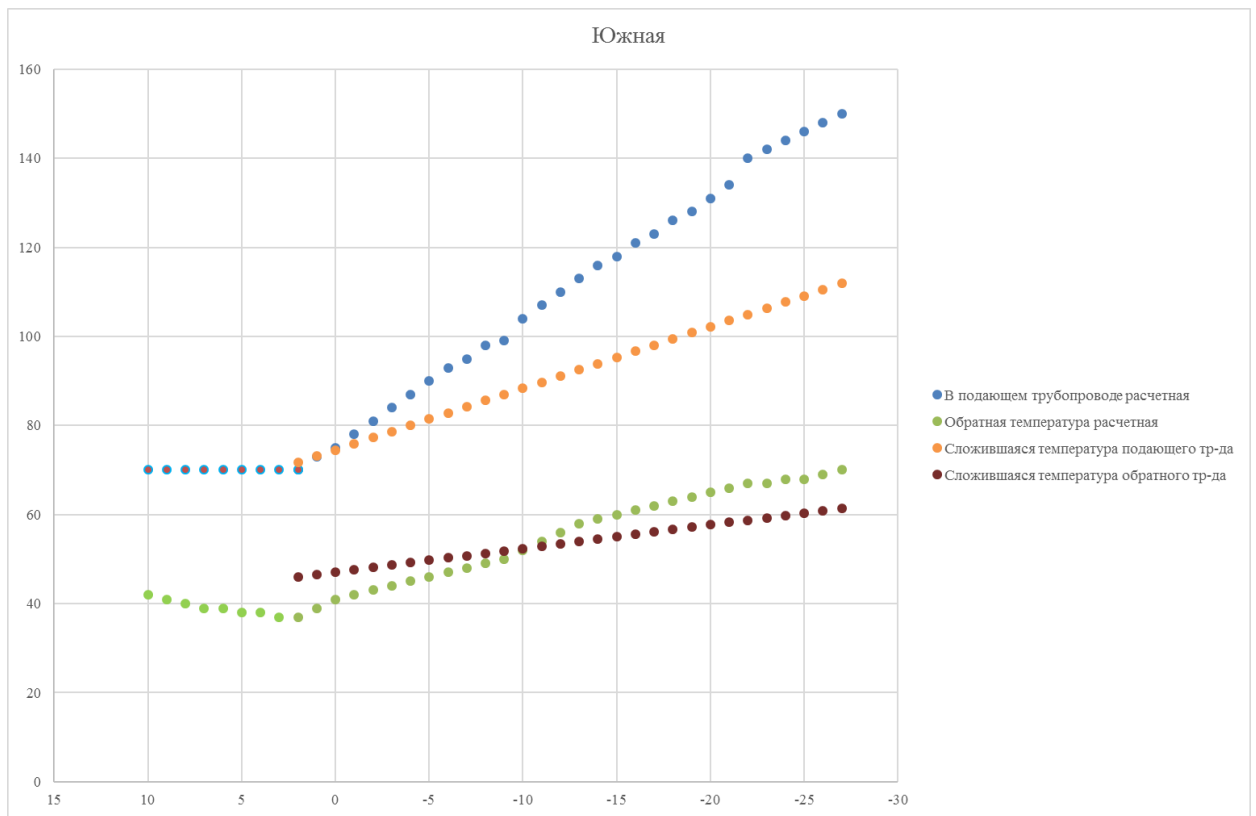


Рисунок 43 – Графики теплоотпуска Южной котельной

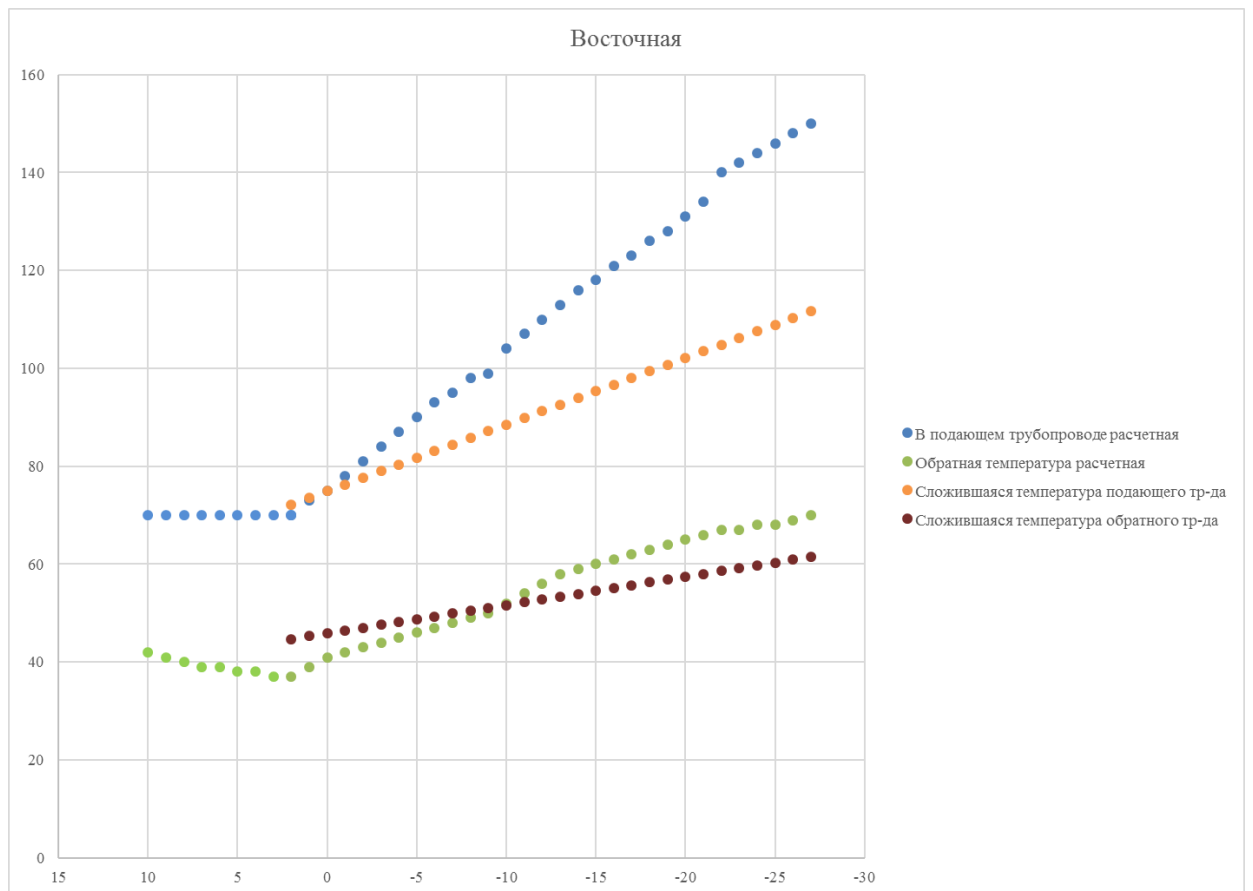


Рисунок 44 – Графики теплоотпуска Восточной котельной

Фактические температурные графики теплоотпуска построены для характерного диапазона температур без нижней срезки температурного графика (для обеспечения температуры ГВС). По результатам анализа фактических режимов следует отметить, что сложившийся температурный график составляет 112/61 °С. Аналогичная ситуация характерна и для котельной «Северная» АО «МЭС».

Анализ фактического температурного режима работы тепловых сетей, осуществляется в результате сравнения значений фактической и договорной нагрузки.

Соответствие договорной и расчетной тепловых нагрузок представлено ниже:

- Мурманской ТЭЦ $100 - \frac{282,686 - 173,76}{282,686} = 61,47\%$
- Южная котельная $100 - \frac{303,04 - 214,24}{303,04} = 70,70\%$
- Восточная котельная $100 - \frac{166,51 - 124,308}{166,51} = 74,66\%$
- Северная котельная $100 - \frac{189,592 - 146,635}{189,592} = 77,34\%$

В соответствии с оценкой фактических нагрузок, договорной расход в 1/0,61; 1/0,71 и 1/0,75, 1/0,77 раза превышает требуемый для Мурманской ТЭЦ и котельных «Восточная», «Южная» и Северная соответственно.

Поскольку обеспечение фактически меньших нагрузок относительно завышенным расходом является свершившимся фактом, можно отметить положительные свойства сниженного температурного графика 115/70 °С. Снижение температурного графика требует уже повсеместная практика применения ППУ изоляции для тепловых сетей.

Выводы

Проведенные исследования выявили факт существенного превышения договорных тепловых нагрузок потребителей по сравнению с фактическими. При этом фактический расход теплоносителя в системах централизованного теплоснабжения даже несколько превышает договорной. Одновременное изменение (снижение) расхода теплоносителя в системах централизованного теплоснабжения, работающих от крупных источников невозможно и нецелесообразно. Работа указанных источников на проектном температурном графике приведет к существенным «перетокам» в зданиях абонентов и, как следствие, к существенным убыткам ТСО. Помимо этого, стоит отметить, что существующие тепловые сети имеют значительный износ, и

подача теплоносителя расчетной температуры увеличивает вероятность возникновения аварий на тепловых сетях. В сложившихся обстоятельствах целесообразно снизить (снизить, а не установить «срезку») применяемый график качественного регулирования централизованного отпуска теплоты.

1.3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики тепловых сетей

Гидравлические режимы тепловых сетей описаны в п. 1.6.3 Части 6 Главы 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения».

Пьезометрические графики представлены в Приложении 5 Главы 3 «Электронная модель системы теплоснабжения городского округа».

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

Аварией считается отказ элементов системы, сетей и источников теплоснабжения, при котором прекращается подача тепловой энергии потребителям и абонентам на отопление и горячее водоснабжение на период более 8 часов.

Повреждения участков теплопроводов или оборудования сети, которые приводят к необходимости немедленного их отключения, рассматриваются как отказы. К отказам приводят повреждения элементов тепловых сетей: трубопроводов, задвижек, наружная коррозия.

Все рассмотренные выше причины, вызывающие повреждения элементов сетей, являются следствием воздействия на них различных факторов. При возникновении повреждения участка трубопровода его отключают, ремонтируют и вновь включают в работу.

Сводная таблица со статистикой аварий и инцидентов за 2019-2022 гг. на тепловых сетях АО «Мурманская ТЭЦ» представлена в таблице 131.

Таблица 131 - Статистика аварий и инцидентов на тепловых сетях АО «Мурманская ТЭЦ» за 2019-2021 гг.

| Год | Дата возникновения | Причины | Время устранения | Место возникновения |
|------|--------------------|--|---------------------|--|
| 2019 | 19.03.2019 | Причиной повреждения трубопровода явилась потеря прочности трубы, вследствие коррозионного утонения стенки (наружная коррозия трубопровода в нижней части трубы), вызванного попаданием поверхностных вод на трубопровод теплосети через не плотность стыка плит перекрытия полупроходного канала. | 19.03.2019 15:10 | подающий трубопровод III луча от КТЦ между П-2/2 и ТК-2/3 |
| | 07.06.2019 | В результате коррозионного износа и разрушения скользящей опоры произошло перетирание нижней части подающего трубопровода о поверхность бетонного основания опоры. | 07.06.2019 22:35 | магистральный трубопровод теплосети от КЦ-2 ДУ 700 мм между П-5 и П-6 |
| | 10.12.2019 | В результате коррозионного износа и разрушения скользящей опоры произошло перетирание нижней части обратного трубопровода о поверхность бетонного основания опоры. | 10.12.2019 13:55 | Обратный трубопровод 1 луча от Мурманской ТЭЦ под скользящей опорой трубопровода в районе ТК-24/1. |
| 2020 | 26.01.2020 | Причиной повреждения трубопровода явилась потеря прочности трубы, вследствие коррозионного утонения стенки (наружная коррозия трубопровода в нижней части трубы), вызванного попаданием влаги между внутренней поверхностью гильзы неподвижной опоры и наружной поверхностью трубы. | 27.01.2020 05:10 | повреждение 1 луча теплосети от Мурманской ТЭЦ между ТК-24/1 и ТК-25/1 |
| | 21.07.2020 | Причиной разгерметизации фланцевого соединения явилось нарушение целостности прокладки фланцевого соединения из-за несоосности уплотнительных поверхностей сопрягаемых фланцев, допущенных при монтаже РК-2 подрядной организацией ООО «СевЭнерго». | 21.07.2020 20:45 | Насосная станция №7, ЦТС |
| 2022 | 06.10.2022 | Инцидент на запорной арматуре трубопровода тепловой сети Ду 159мм.) | 06.10.2022 | ТК-26/1 I луч от Мурманской ТЭЦ |

Сводная таблица по количеству прорывов на тепловых сетях с учетом тепловых сетей ГВС по источникам АО «МЭС» за 2021 и 2022 год представлена в таблице 132.

Таблица 132 – Количество порывов на тепловых сетях по источникам АО «МЭС» за отопительные сезоны 2021-2022 гг.

| № п/п | Источник теплоснабжения | Количество порывов в отопительный период | | Количество порывов в межотопительный период | |
|--------------------------|--|--|------------|---|------------|
| | | 2021 | 2022 | 2021 | 2022 |
| 1 | Котельная «Северная» | 42 | 28 | 136 | 154 |
| 2 | Котельная «Роста» | 16 | 15 | 14 | 9 |
| 3 | Котельная «Абрам-Мыс» | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 4 | Котельная «Фестивальная» | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | Котельная ТЦ «Росляково -1» | 20 | 0 | 3 | 4 |
| 6 | Котельная ТЦ «Росляково Южное» | 8 | 0 | 0 | 0 |
| 7 | Т/сети Октябрьского округа г. Мурманска | 60 | 125 | 86 | 96 |
| 8 | Т/сети Первомайского округа г. Мурманска | 17 | 20 | 25 | 29 |
| Итого по АО "МЭС" | | 163 | 188 | 264 | 295 |

На тепловых сетях АО «ММТП» аварии за последние три года не зафиксированы.

1.3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет

Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей за последние пять лет отсутствует.

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

Диагностика состояния тепловых сетей производится на основании гидравлических испытаний тепловых сетей, проводимых ежегодно. По результатам испытаний составляется акт проведения испытаний, в котором фиксируются все обнаруженные при испытаниях дефекты на тепловых сетях.

Планирование текущих и капитальных ремонтов производится исходя из нормативного срока эксплуатации и межремонтного периода объектов системы теплоснабжения, а также на основании выявленных при гидравлических испытаниях дефектов.

1.3.12. 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 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 теплоснабжения, при открытых воздушниках на тепловых пунктах потребителей. Магистрали испытываются 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, применяются передвижные насосные установки и гидравлические прессы.

Длительность испытаний пробным давлением устанавливается главным инженером, 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.

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 °С. 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 теплопотребления 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 строительно-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 теплопотребления.

При проведении любых испытаний абоненты за три дня до начала испытаний должны быть предупреждены о времени проведения испытаний и сроке отключения систем теплопотребления 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 главный инженер.

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.

Организационная структура ремонтного производства, технология ремонтных работ, порядок подготовки и вывода в ремонт, а также приемки и оценки состояния отремонтированных тепловых сетей должны соответствовать нормативно-технической документации.

1.3.13. Описание нормативов технологических потерь (в ценовых зонах теплоснабжения - плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения) при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

Технологические потери при передаче тепловой энергии складываются из тепловых потерь через тепловую изоляцию трубопроводов, а также с утечками теплоносителя.

Нормирование (расчет) тепловых потерь регламентируется приказом Минэнерго РФ от 30 декабря 2008 г. № 325 «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя». Тепловые потери через изоляцию трубопроводов зависят от материальной характеристики тепловых сетей, а также года и способа прокладки тепловой сети. Нормы тепловых потерь водяными тепловыми сетями приведены ниже.

Таблица 133 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) водяными теплопроводами в непроходных каналах и при бесканальной прокладке с расчетной среднегодовой температурой грунта +5 °С на глубине заложения теплопроводов, спроектированными в период с 1959 по 1990 гг.

| Наружный диаметр труб d_n , мм | Нормы потерь тепла, Вт/м [(ккал/м·ч)] | | | |
|----------------------------------|---|--|--|--|
| | Обратный теплопровод при средней температуре воды | Двухтрубной прокладки при разности среднегодовых температур воды и грунта 52,5°С | Двухтрубной прокладки при разности среднегодовых температур воды и грунта 65°С | Двухтрубной прокладки при разности среднегодовых температур воды и грунта 75°С |
| | $t_{ср.г}=50^{\circ}\text{C}$ | $t_{ср.г}=65^{\circ}\text{C}$ | $t_{ср.г}=90^{\circ}\text{C}$ | $t_{ср.г}=110^{\circ}\text{C}$ |
| 32 | 23 (20) | 52 (45) | 60 (52) | 67 (58) |
| 57 | 29 (25) | 65 (56) | 75 (65) | 84 (72) |
| 76 | 34 (29) | 75 (64) | 86 (74) | 95 (82) |
| 89 | 36 (31) | 80 (69) | 93 (80) | 102 (88) |
| 108 | 40 (34) | 88 (76) | 102 (88) | 111 (96) |
| 159 | 49 (42) | 109 (94) | 124 (107) | 136 (117) |
| 219 | 59 (51) | 131 (113) | 151 (130) | 165 (142) |
| 273 | 70 (60) | 154 (132) | 174 (150) | 190 (163) |
| 325 | 79 (68) | 173 (149) | 195 (168) | 212 (183) |
| 377 | 88 (76) | 191 (164)* | 212 (183) | 234 (202) |
| 426 | 95 (82) | 209 (180)* | 235 (203) | 254 (219) |
| 478 | 106 (91) | 230 (198)* | 259 (223) | 280 (241) |
| 529 | 117 (101) | 251 (216)* | 282 (243) | 303 (261) |
| 630 | 133 (114) | 286 (246)* | 321 (277) | 345 (298) |
| 720 | 145 (125) | 316 (272)* | 355 (306) | 379 (327) |
| 820 | 164 (141) | 354 (304)* | 396(341) | 423 (364) |
| 920 | 180 (155) | 387 (333)* | 433 (373) | 463 (399) |
| 1020 | 198 (170) | 426 (366)* | 475 (410) | 506 (436) |
| 1220 | 233 (200) | 499 (429)* | 561 (482) | 591 (508) |
| 1420 | 265 (228) | 568 (488) | 644 (554) | 675 (580) |

Таблица 134 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) одним изолированным теплопроводом на надземной прокладке с расчетной среднегодовой температурой наружного воздуха +5 °С, спроектированными в период с 1959 по 1990 гг.

| Наружный диаметр труб <i>dn</i> , мм | Нормы потерь тепла, Вт/м [(ккал/м·ч)] | | | |
|--------------------------------------|---|----------|----------|----------|
| | Разность среднегодовой температуры сетевой воды в подающем или обратном трубопроводах и наружного воздуха, °С | | | |
| | 45 | 70 | 95 | 120 |
| 32 | 17(15) | 27(23) | 36(31) | 44(38) |
| 49 | 21(18) | 31(27) | 42(36) | 52(45) |
| 57 | 24(21) | 35(30) | 46(40) | 57(49) |
| 76 | 29(25) | 41(35) | 52(45) | 64(55) |
| 82 | 32(28) | 44(38) | 58(50) | 70(60) |
| 108 | 36(31) | 50(43) | 64(55) | 78(67) |
| 133 | 41(35) | 56(48) | 70(60) | 86(74) |
| 159 | 44(38) | 58(50) | 75(65) | 93(80) |
| 194 | 49(42) | 67(58) | 85(73) | 102(88) |
| 219 | 53(46) | 70(60) | 90(78) | 110(95) |
| 273 | 61(53) | 81(70) | 101(87) | 124(107) |
| 325 | 70(60) | 93(80) | 116(100) | 139(120) |
| 377 | 82(71) | 108(93) | 132(114) | 157(135) |
| 426 | 95(82) | 122(105) | 148(128) | 174(150) |
| 478 | 103(89) | 131(113) | 158(136) | 186(160) |
| 529 | 110(95) | 139(120) | 168(145) | 197(170) |
| 630 | 121(104) | 154(133) | 186(160) | 220(190) |
| 720 | 133(115) | 168(145) | 204(176) | 239(206) |
| 820 | 157(135) | 195(168) | 232(200) | 270(233) |
| 920 | 180(155) | 220(190) | 261(225) | 302(260) |
| 1020 | 209(180) | 255(220) | 296(255) | 339(292) |
| 1420 | 267(230) | 325(280) | 377(325) | 441(380) |

Таблица 135 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) водяными теплопроводами в непроходных каналах, спроектированными в период с 1990 по 1998 гг.

| Условный проход трубопровода, мм | При числе часов работы в год 5000 и менее | | | | | | При числе часов работы в год более 5000 | | | | | |
|---|---|----------|----------|----------|----------|----------|---|----------|----------|----------|----------|----------|
| | Трубопровод | | | | | | | | | | | |
| | подающий | обратный | подающий | обратный | подающий | обратный | подающий | обратный | подающий | обратный | подающий | обратный |
| | Среднегодовая температура теплоносителя, °С | | | | | | | | | | | |
| | 65 | 50 | 90 | 50 | 110 | 50 | 65 | 50 | 90 | 50 | 110 | 50 |
| 25 | 18(15) | 12(10) | 26(22) | 11(9) | 31(27) | 10(9) | 16(14) | 11(9) | 23(20) | 10(9) | 28(24) | 9(8) |
| 30 | 19(16) | 13(11) | 27(23) | 12(10) | 33(28) | 11(9) | 17(15) | 12(10) | 24(21) | 11(9) | 30(26) | 10(9) |
| 40 | 21(18) | 14(12) | 29(25) | 13(11) | 36(31) | 12(10) | 18(15) | 13(11) | 26(22) | 12(10) | 32(28) | 11(9) |
| 50 | 22(19) | 15(13) | 33(28) | 14(12) | 40(34) | 13(11) | 20(17) | 14(12) | 28(24) | 13(11) | 35(30) | 12(10) |
| 65 | 27(23) | 19(16) | 38(33) | 16(14) | 47(40) | 14(12) | 23(20) | 16(14) | 34(29) | 15(13) | 40(34) | 13(11) |
| 80 | 29(25) | 20(17) | 41(35) | 17(15) | 51(44) | 15(13) | 25(22) | 17(15) | 36(31) | 16(14) | 44(38) | 14(12) |
| 100 | 33(28) | 22(19) | 46(40) | 19(16) | 57(49) | 17(15) | 28(24) | 19(16) | 41(35) | 17(15) | 48(41) | 15(13) |
| 125 | 34(29) | 23(20) | 49(42) | 20(17) | 61(53) | 18(15) | 31(27) | 21(18) | 42(36) | 18(15) | 50(43) | 16(14) |
| 150 | 38(33) | 26(22) | 54(46) | 22(19) | 65(56) | 19(16) | 32(28) | 22(19) | 44(38) | 19(16) | 55(47) | 17(15) |
| 200 | 48(41) | 31(27) | 66(57) | 26(22) | 83(71) | 23(20) | 39(34) | 27(23) | 54(46) | 22(19) | 68(59) | 21(18) |
| 250 | 54(46) | 35(30) | 76(65) | 29(25) | 93(80) | 25(22) | 45(39) | 30(26) | 64(55) | 25(22) | 77(66) | 23(20) |
| 300 | 62(53) | 40(34) | 87(75) | 32(28) | 103(89) | 28(24) | 50(43) | 33(28) | 70(60) | 28(24) | 84(72) | 25(22) |
| 350 | 68(59) | 44(38) | 93(80) | 34(29) | 117(101) | 29(25) | 55(47) | 37(32) | 75(65) | 30(26) | 94(81) | 26(22) |
| 400 | 76(65) | 47(40) | 109(94) | 37(32) | 123(106) | 30(26) | 58(50) | 38(33) | 82(71) | 33(28) | 101(87) | 28(24) |
| 450 | 77(66) | 49(42) | 112(96) | 39(34) | 135(116) | 32(28) | 67(58) | 43(37) | 93(80) | 36(31) | 107(92) | 29(25) |
| 500 | 88(76) | 54(46) | 126(108) | 43(37) | 167(144) | 33(28) | 68(59) | 44(38) | 98(84) | 38(33) | 117(101) | 32(28) |
| 600 | 98(84) | 58(50) | 140(121) | 45(39) | 171(147) | 35(30) | 79(68) | 50(43) | 109(94) | 41(35) | 132(114) | 34(29) |
| 700 | 107(92) | 63(54) | 163(140) | 47(40) | 185(159) | 38(33) | 89(77) | 55(47) | 126(108) | 43(37) | 151(130) | 37(32) |
| 800 | 130(112) | 72(62) | 181(156) | 48(41) | 213(183) | 42(36) | 100(86) | 60(52) | 140(121) | 45(39) | 163(140) | 40(34) |
| 900 | 138(119) | 75(65) | 190(164) | 57(49) | 234(201) | 44(38) | 106(91) | 66(57) | 151(130) | 54(46) | 186(160) | 43(37) |
| 1000 | 152(131) | 78(67) | 199(171) | 59(51) | 249(214) | 49(42) | 117(101) | 71(61) | 158(136) | 57(49) | 192(165) | 47(40) |
| 1200 | 185(159) | 86(74) | 257(221) | 66(57) | 300(258) | 54(46) | 144(124) | 79(68) | 185(159) | 64(55) | 229(197) | 52(45) |
| 1400 | 204(176) | 90(77) | 284(245) | 69(59) | 322(277) | 58(50) | 152(131) | 82(71) | 210(181) | 68(59) | 252(217) | 56(48) |

Таблица 136 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) одним изолированным теплопроводом на надземной прокладке, спроектированными в период с 1959 по 1990 гг.

| Условный проход трубопровода, мм | При числе часов работы в год 5000 и менее | | | При числе часов работы в год более 5000 | | |
|----------------------------------|---|-----------|-----------|---|-----------|-----------|
| | Средняя температура теплоносителя, °С | | | | | |
| | 50 | 100 | 150 | 50 | 100 | 150 |
| | Нормы линейной плотности теплового потока Вт/м (ккал/м ч) | | | | | |
| 15 | 10 (9) | 20 (17) | 30 (26) | 11 (10) | 22 (19) | 34 (29) |
| 20 | 11 (10) | 22 (19) | 34 (29) | 13 (11) | 25 (22) | 38 (33) |
| 25 | 13 (11) | 25 (22) | 37 (32) | 15 (13) | 28 (24) | 42 (36) |
| 40 | 15 (13) | 29 (25) | 44 (38) | 18 (15) | 33 (28) | 49 (42) |
| 50 | 17 (15) | 31 (27) | 47 (40) | 19 (16) | 36 (31) | 53 (46) |
| 65 | 19 (16) | 36 (31) | 54 (46) | 23 (20) | 41 (35) | 61 (53) |
| 80 | 21 (18) | 39 (34) | 58 (50) | 25 (22) | 45 (39) | 66 (57) |
| 100 | 24 (21) | 43 (37) | 64 (55) | 28 (24) | 50 (43) | 73 (63) |
| 125 | 27 (23) | 49 (42) | 70 (60) | 32 (28) | 56 (48) | 81 (70) |
| 150 | 30 (26) | 54 (46) | 77 (66) | 35 (30) | 63 (54) | 89 (77) |
| 200 | 37 (32) | 65 (56) | 93 (80) | 44 (38) | 77 (66) | 109 (94) |
| 250 | 43 (37) | 75 (65) | 106 (91) | 51 (44) | 88 (76) | 125 (108) |
| 300 | 49 (42) | 84 (72) | 118 (102) | 59 (51) | 101 (87) | 140 (121) |
| 350 | 55 (47) | 93 (80) | 131 (113) | 66 (57) | 112 (96) | 155 (133) |
| 400 | 61 (53) | 102 (88) | 142 (122) | 73 (63) | 122 (105) | 170 (146) |
| 450 | 65 (56) | 109 (94) | 152 (131) | 80 (69) | 132 (114) | 182 (157) |
| 500 | 71 (61) | 119 (102) | 166 (143) | 88 (76) | 143 (123) | 197 (170) |
| 600 | 82 (71) | 136 (117) | 188 (162) | 100 (86) | 165 (142) | 225 (194) |
| 700 | 92 (79) | 151 (130) | 209 (180) | 114 (98) | 184 (158) | 250 (215) |
| 800 | 103 (89) | 167 (144) | 213 (183) | 128 (110) | 205 (177) | 278 (239) |
| 900 | 113 (97) | 184 (158) | 253 (218) | 141 (121) | 226 (195) | 306 (263) |
| 1000 | 124 (107) | 201 (173) | 275 (237) | 155 (133) | 247 (213) | 333 (287) |

Таблица 137 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) водяными теплопроводами в непроходных каналах и при бесканальной прокладке, спроектированными в период с 1998 по 2003гг.

| Условный проход трубопровода, мм | При числе часов работы в год 5000 и менее | | | | | | При числе часов работы в год более 5000 | | | | | |
|---|---|----------|----------|----------|----------|----------|---|----------|----------|----------|----------|----------|
| | Трубопровод | | | | | | | | | | | |
| | подающий | обратный | подающий | обратный | подающий | обратный | подающий | обратный | подающий | обратный | подающий | обратный |
| | Среднегодовая температура теплоносителя, °С | | | | | | | | | | | |
| | 65 | 50 | 90 | 50 | 110 | 50 | 65 | 50 | 90 | 50 | 110 | 50 |
| 25 | 15(13) | 10(9) | 22(19) | 10(9) | 26(22) | 9(8) | 14(12) | 9(8) | 20(17) | 9(8) | 24(21) | 8(7) |
| 30 | 16(14) | 11(9) | 23(20) | 11(9) | 28(24) | 10(9) | 15(13) | 10(9) | 20(17) | 10(9) | 26(22) | 9(8) |
| 40 | 18(16) | 12(10) | 25(22) | 12(10) | 31(27) | 11(9) | 16(14) | 11(9) | 22(19) | 11(9) | 27(23) | 10(9) |
| 50 | 19(16) | 13(11) | 28(24) | 13(11) | 34(29) | 12(10) | 17(15) | 12(10) | 24(21) | 12(10) | 30(26) | 11(9) |
| 65 | 23(20) | 16(14) | 32(28) | 14(12) | 40(34) | 13(11) | 20(17) | 13(11) | 29(25) | 13(11) | 34(29) | 12(10) |
| 80 | 25(22) | 17(15) | 35(30) | 15(13) | 43(37) | 14(12) | 21(18) | 14(12) | 31(27) | 14(12) | 37(32) | 13(11) |
| 100 | 28(24) | 19(16) | 39(34) | 16(14) | 48(41) | 16(14) | 24(21) | 16(14) | 35(30) | 15(13) | 41(35) | 14(12) |
| 125 | 29(25) | 20(17) | 42(36) | 17(15) | 52(45) | 17(15) | 26(22) | 18(16) | 38(33) | 16(14) | 43(37) | 15(13) |
| 150 | 32(28) | 22(19) | 46(40) | 19(16) | 55(47) | 18(16) | 27(23) | 19(16) | 42(36) | 17(15) | 47(41) | 16(14) |
| 200 | 41(35) | 26(22) | 55(47) | 22(19) | 71(61) | 20(17) | 33(28) | 23(20) | 49(42) | 19(16) | 58(50) | 18(16) |
| 250 | 46(40) | 30(26) | 65(56) | 25(22) | 79(68) | 21(18) | 38(33) | 26(22) | 54(47) | 21(18) | 66(57) | 20(17) |
| 300 | 53(46) | 34(29) | 74(64) | 27(23) | 88(76) | 24(21) | 43(37) | 28(24) | 60(52) | 24(21) | 71(61) | 21(18) |
| 350 | 58(50) | 37(32) | 79(68) | 29(25) | 98(84) | 25(22) | 46(40) | 31(27) | 64(55) | 26(22) | 80(69) | 22(19) |
| 400 | 65(56) | 40(34) | 87(75) | 32(28) | 105(91) | 26(22) | 50(43) | 33(28) | 70(60) | 28(24) | 86(74) | 24(21) |
| 450 | 70(60) | 42(36) | 95(82) | 33(28) | 115(99) | 27(23) | 54(47) | 36(31) | 79(68) | 31(27) | 91(78) | 25(22) |
| 500 | 75(65) | 46(40) | 107(92) | 36(31) | 130(112) | 28(24) | 58(50) | 37(32) | 84(72) | 32(28) | 100(86) | 27(23) |
| 600 | 83(72) | 49(42) | 119(103) | 38(33) | 145(125) | 30(26) | 67(58) | 42(36) | 93(80) | 35(30) | 112(97) | 31(27) |
| 700 | 91(78) | 54(47) | 139(120) | 41(35) | 157(135) | 33(28) | 76(66) | 47(41) | 107(92) | 37(32) | 128(110) | 31(27) |
| 800 | 106(91) | 61(53) | 150(129) | 45(39) | 181(156) | 36(31) | 85(73) | 51(44) | 119(103) | 38(33) | 139(120) | 34(29) |
| 900 | 117(101) | 64(55) | 162(140) | 48(41) | 199(172) | 37(32) | 90(78) | 56(48) | 128(110) | 43(37) | 150(129) | 37(32) |
| 1000 | 129(111) | 66(57) | 169(146) | 51(44) | 212(183) | 42(36) | 100(86) | 60(52) | 140(121) | 46(40) | 163(141) | 40(34) |
| 1200 | 157(135) | 73(63) | 218(188) | 55(47) | 255(220) | 46(40) | 114(98) | 67(58) | 158(136) | 53(46) | 190(164) | 44(38) |
| 1400 | 173(149) | 77(66) | 241(208) | 59(51) | 274(236) | 49(42) | 130(112) | 70(60) | 179(154) | 58(50) | 224(193) | 48(41) |

Таблица 138 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) одним изолированным теплопроводом на надземной прокладке, спроектированными в период с 1998 по 2003гг.

| Условный проход трубопровода, мм | При числе часов работы в год 5000 и менее | | | При числе часов работы в год более 5000 | | |
|----------------------------------|--|----------|----------|---|----------|----------|
| | Среднегодовая температура теплоносителя, °С | | | | | |
| | обратный | подающий | подающий | обратный | подающий | подающий |
| | Нормы линейной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м·ч)] | | | | | |
| | 50 | 100 | 150 | 50 | 100 | 150 |
| 15 | 9(8) | 18(16) | 28(24) | 8(7) | 16(14) | 24(21) |
| 20 | 11(9) | 21(18) | 31(27) | 9(8) | 18(16) | 28(24) |
| 25 | 12(10) | 23(20) | 34(29) | 11(9) | 20(17) | 30(26) |
| 40 | 15(13) | 27(23) | 40(34) | 12(10) | 24(21) | 36(31) |
| 50 | 16(14) | 30(26) | 44(38) | 14(12) | 25(22) | 38(33) |
| 65 | 19(16) | 34(29) | 50(43) | 15(13) | 29(25) | 44(38) |
| 80 | 21(18) | 37(32) | 54(47) | 17(15) | 32(28) | 47(41) |
| 100 | 23(20) | 41(35) | 60(52) | 19(16) | 35(30) | 52(45) |
| 125 | 26(22) | 46(40) | 66(57) | 22(19) | 40(34) | 57(49) |
| 150 | 29(25) | 52(45) | 73(63) | 24(21) | 44(38) | 62(53) |
| 200 | 36(31) | 63(54) | 89(77) | 30(26) | 53(46) | 75(65) |
| 250 | 42(36) | 72(62) | 103(89) | 35(30) | 61(53) | 86(74) |
| 300 | 48(41) | 83(72) | 115(99) | 40(34) | 68(59) | 96(83) |
| 350 | 54(47) | 92(79) | 127(109) | 45(39) | 75(65) | 106(91) |
| 400 | 60(52) | 100(86) | 139(120) | 49(42) | 83(72) | 115(99) |
| 450 | 66(57) | 108(93) | 149(128) | 53(46) | 88(76) | 123(106) |
| 500 | 72(62) | 117(101) | 162(140) | 58(50) | 96(83) | 135(116) |
| 600 | 82(71) | 135(116) | 185(159) | 66(57) | 110(95) | 152(131) |
| 700 | 94(81) | 151(130) | 205(177) | 75(65) | 122(105) | 169(146) |
| 800 | 105(91) | 168(145) | 228(197) | 83(72) | 135(116) | 172(148) |
| 900 | 116(100) | 185(159) | 251(216) | 92(79) | 149(128) | 205(177) |
| 1000 | 127(109) | 203(175) | 273(235) | 101(87) | 163(141) | 223(192) |

Таблица 139 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) водяными теплопроводами в непроходных каналах и продолжительности работы в год более 5000 ч, спроектированными в период с 2004г.

| Условный проход трубопровода, мм | Среднегодовая температура теплоносителя (подающий/обратный), °С | | |
|----------------------------------|--|----------|----------|
| | 65/50 | 90/50 | 110/50 |
| | Суммарная линейная плотность теплового потока, Вт/м [ккал/(м·ч)] | | |
| 25 | 27(23) | 32(28) | 36(31) |
| 32 | 29(25) | 35(30) | 39(34) |
| 40 | 31(27) | 37(32) | 42(36) |
| 50 | 35(30) | 41(35) | 47(40) |
| 65 | 41(35) | 49(42) | 54(46) |
| 80 | 45(37) | 52(45) | 59(51) |
| 100 | 49(42) | 58(50) | 66(57) |
| 125 | 56(48) | 66(57) | 73(63) |
| 150 | 63(54) | 73(63) | 82(71) |
| 200 | 77(66) | 93(80) | 100(86) |
| 250 | 92(79) | 106(91) | 117(101) |
| 300 | 105(90) | 121(104) | 133(114) |
| 350 | 118(101) | 135(116) | 148(127) |
| 400 | 130(112) | 148(127) | 163(140) |
| 450 | 142(122) | 162(139) | 177(152) |
| 500 | 156(134) | 176(151) | 194(167) |
| 600 | 179(154) | 205(176) | 223(192) |
| 700 | 201(173) | 229(197) | 149(128) |
| 800 | 226(194) | 257(221) | 179(154) |
| 900 | 250(215) | 284(244) | 308(265) |
| 1000 | 275(236) | 312(268) | 338(291) |
| 1200 | 326(280) | 368(316) | 398(342) |
| 1400 | 376(323) | 425(365) | 461(396) |

Таблица 140 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) водяными теплопроводами при прокладке на открытом воздухе и продолжительности работы в год более 5000 ч, спроектированными в период с 2004г.

| Условный проход трубопровода, мм | Температура теплоносителя, °С | | |
|----------------------------------|---|----------|----------|
| | 50 | 100 | 150 |
| | Плотность теплового потока, Вт/м [ккал/(м·ч)] | | |
| 15 | 9(8) | 17(15) | 25(21) |
| 20 | 10(9) | 19(16) | 28(24) |
| 25 | 11(9) | 20(17) | 31(27) |
| 40 | 12(10) | 23(20) | 35(30) |
| 50 | 14(12) | 26(22) | 38(33) |
| 65 | 16(14) | 29(25) | 43(37) |
| 80 | 17(15) | 31(27) | 46(40) |
| 100 | 19(16) | 34(29) | 50(43) |
| 125 | 21(18) | 38(33) | 55(47) |
| 150 | 23(20) | 42(36) | 61(52) |
| 200 | 28(24) | 50(43) | 72(62) |
| 250 | 33(28) | 57(49) | 82(71) |
| 300 | 39(34) | 67(58) | 95(82) |
| 350 | 45(39) | 77(66) | 108(93) |
| 400 | 49(42) | 84(72) | 117(101) |
| 450 | 54(47) | 91(78) | 127(109) |
| 500 | 58(50) | 98(84) | 136(117) |
| 600 | 67(58) | 112(96) | 154(132) |
| 700 | 75(65) | 124(107) | 170(146) |
| 800 | 83(71) | 137(118) | 188(162) |
| 900 | 91(78) | 150(129) | 205(176) |
| 1000 | 100(86) | 163(140) | 222(191) |
| 1400 | 133(114) | 215(185) | 291(250) |

Методика определения тепловых потерь с утечками теплоносителя также регламентируется приказом Минэнерго № 325 от 30 декабря 2008 года «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя».

Нормативные значения годовых потерь теплоносителя с его утечкой определяются по формуле:

$$G_{утч.л} = \frac{a \cdot V_{ср.год} \cdot n_{год}}{100} = m_{у.год.л} \cdot n_{год}, \text{ м}^3,$$

где:

a - норма среднегодовой утечки теплоносителя, ($\text{м}^3/\text{ч} \cdot \text{м}^3$), установленная правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей и правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок в пределах 0,25% среднегодовой емкости трубопроводов тепловой сети в час;

$V_{ср.год}$ - среднегодовая емкость тепловой сети, м^3 ;

$n_{год}$ - продолжительность функционирования тепловой сети в течение года, ч;

$m_{у.год.л}$ - среднечасовая годовая норма потерь теплоносителя, обусловленных утечкой, $\text{м}^3/\text{ч}$.

Установленные нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям представлены в таблице ниже.

Таблица 141 – Нормативные потери тепловой энергии и теплоносителя в тепловых сетях

| № п/п | Источник | Нормативные потери теплоносителя, м3 | Нормативные потери ТЭ, Гкал |
|-------|--|--------------------------------------|-----------------------------|
| | АО «Мурманская ТЭЦ» | | |
| 1 | Мурманская ТЭЦ | 440154 | 88938 |
| 2 | Южная котельная | 4760 | 2101 |
| | АО «МЭС» | | |
| 1 | Котельная «Северная» | 116588,7 | 60083,22 |
| 2 | Котельная «Роста» | 27828,68 | 14331,94 |
| 3 | Котельная «Абрам-Мыс» | 1665,9 | 1853,36 |
| 4 | Котельная ТЦ «Росляково -1» | 9648,88 | 9862,76 |
| 5 | Котельная ТЦ «Росляково Южное» | 981,11 | 1140,56 |
| 6 | Котельная «Фестивальная» | 771,99 | 1398,39 |
| | АО «ММТП» | | |
| 1 | Котельная АО «ММТП», тепловые сети АО «ММТП» и ФГУП «Росморпорт» | 1991,63 | 1058,57 |

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

Согласно постановлению Правительства РФ от 22.10.2012 № 1075 "О ценообразовании в сфере теплоснабжения", в состав тарифа на передачу тепловой энергии и теплоносителя могут быть включены затраты на приобретение тепловой энергии для компенсации нормативных потерь тепловой энергии в тепловых сетях. Затраты на компенсацию сверхнормативных затрат в состав тарифа быть включены не могут.

Так как не все потребители обеспечены индивидуальными узлами учета тепловой энергии, потери тепловой энергии в тепловых сетях определяют расчетным способом.

После установки приборов учета тепловой энергии у 100% потребителей, тепловые потери при транспорте тепловой энергии могут определяться путем вычитания показателей счетчиков отпущенной тепловой энергии, установленных на источниках централизованного теплоснабжения, и показаний приборов учета тепловой энергии, установленных у потребителей.

Тепловые потери в тепловых сетях представлены в таблице 142. Потери тепловой энергии в тепловых сетях от котельных МУП «МУК» отсутствуют.

Таблица 142 – Потери тепловой энергии в тепловых сетях

| Наименование показателя | Единица измерения | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|--|-------------------|--------|--------|-----------|----------|--------|
| АО «Мурманская ТЭЦ» | | | | | | |
| Мурманская ТЭЦ | Гкал | 30 225 | 31 544 | 29 851 | 30 276 | 30 676 |
| Южная котельная | Гкал | 29 321 | 27 607 | 33 279 | 33 302 | 33 731 |
| Восточная котельная | Гкал | 24 695 | 24 431 | 25 308 | 26 647 | 27 550 |
| АО «МЭС» | | | | | | |
| Мурманская ТЭЦ | Гкал | н/д | н/д | 41 473,23 | 41 962 | 40 082 |
| Южная котельная | Гкал | н/д | н/д | 41 846,91 | 44 358 | 43 868 |
| Восточная котельная | Гкал | н/д | н/д | 28 986,43 | 30 848 | 29 276 |
| Котельная "Северная" | Гкал | 56509 | 58465 | 55200 | 57 577 | 55 993 |
| Котельная "Роста" | Гкал | 13902 | 14299 | 13854 | 13 826 | 13 666 |
| Котельная "Абрам-Мыс" | Гкал | 1861 | 1821 | 1821 | 1 853 | 1 825 |
| Котельная ТЦ «Росляково - 1» | Гкал | 9885 | 10323 | 8699 | 9 993 | 9 434 |
| Котельная ТЦ «Росляково Южное» | Гкал | 1103 | 1142 | 1089 | 1 238 | 1 169 |
| Котельная «Фестивальная» | Гкал | - | - | 1256 | 1176 | 1 127 |
| ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ | | | | | | |
| Котельная №22 | Гкал | н/д | 1653 | н/д | н/д | н/д |
| АО «ММТП» | | | | | | |
| Котельная АО «ММТП», тепловые сети АО «ММТП» и ФГУП «Росморпорт» | Гкал | 2271 | 2325 | 2212 | 2 524,89 | 2279,2 |

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

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

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

Большинство потребителей тепловой энергии, подключенных к тепловым сетям АО «МЭС» от котельной «Северная», используют элеваторную схему присоединения с открытым водоразбором ГВС, представленная на рисунке 45, регулятор температуры подачи горячего водоснабжения отсутствует либо не функционирует. Малоэтажная застройка имеет подключение от ЦТП и насосных станций.

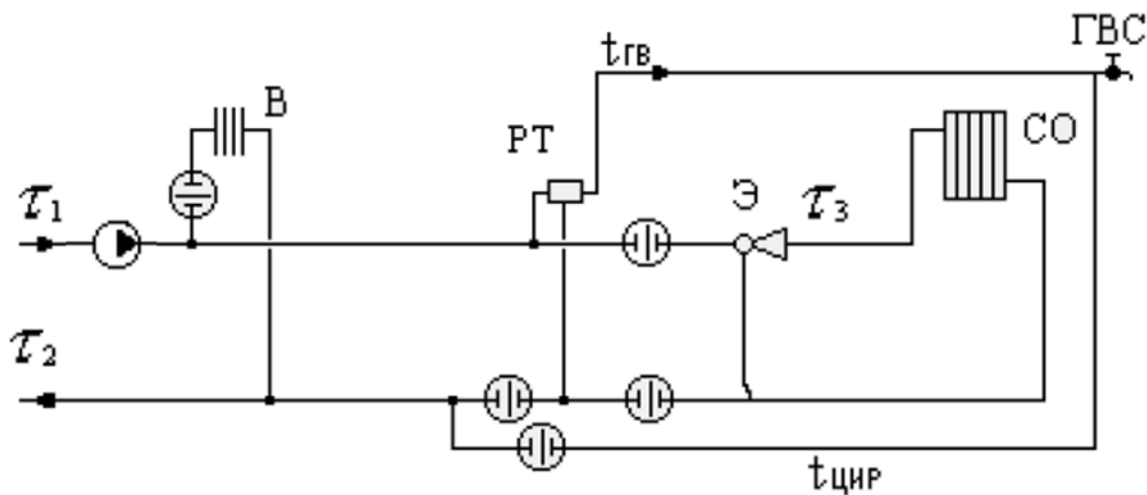


Рисунок 45 – Элеваторная схема присоединения потребителей

С начала 2014 года внедряются подключения детских садов и образовательных учреждений по схеме, представленной на рисунке 46.

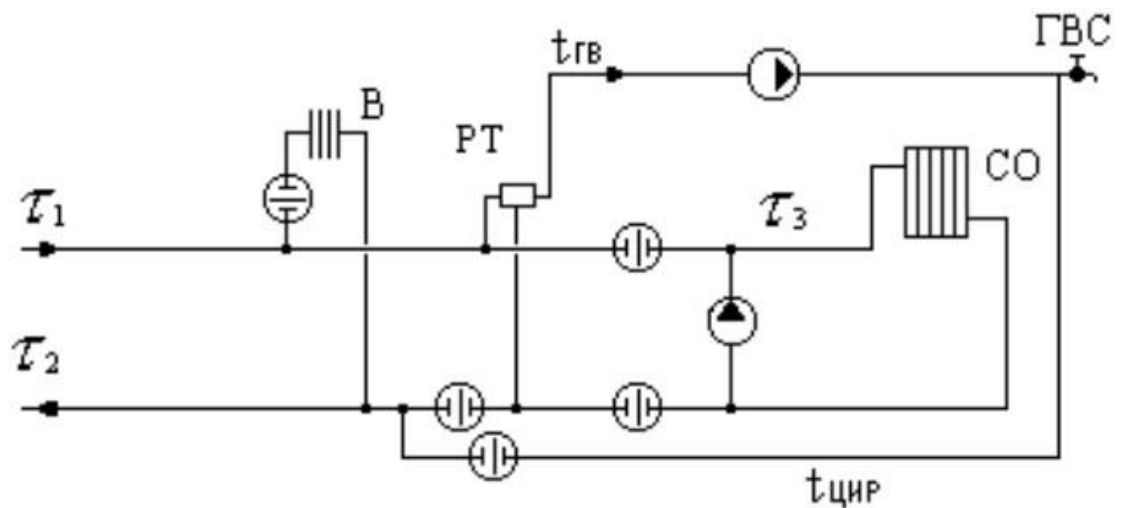


Рисунок 46 – Схема с открытым водоразбором на ГВС и насосным присоединением СО

От котельных «Роста» и «Абрам-Мыс» подключение потребителей осуществляется с помощью двухступенчатых подогревателей с непосредственным присоединением систем отопления, без использования элеваторов. Типовая схема подключения абонентов котельной «Роста» приведена на рисунке 47, котельной «Абрам-Мыс» – на рисунке 48.

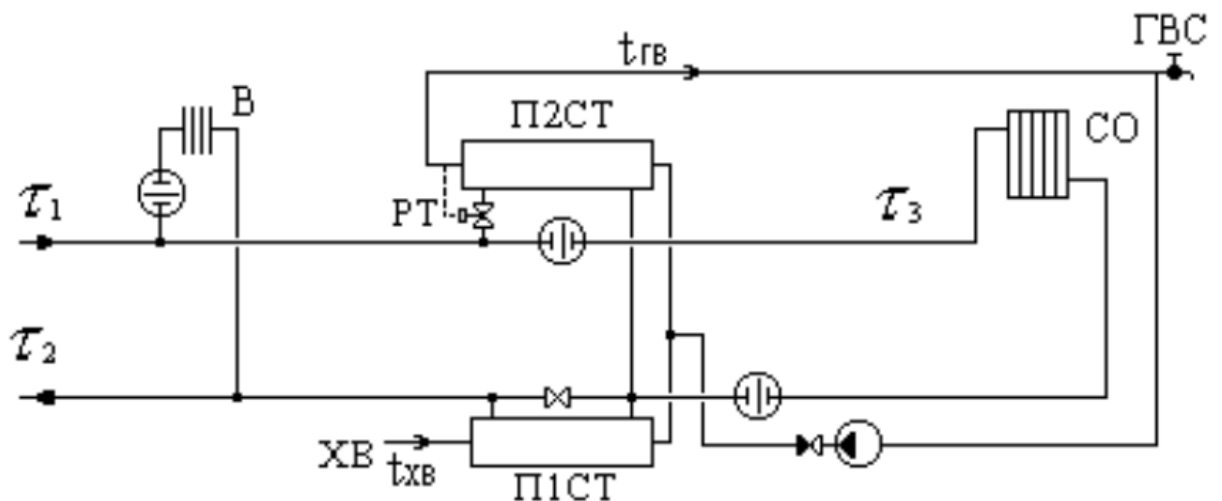


Рисунок 47 – Схема с двухступенчатым смешанным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением системы отопления

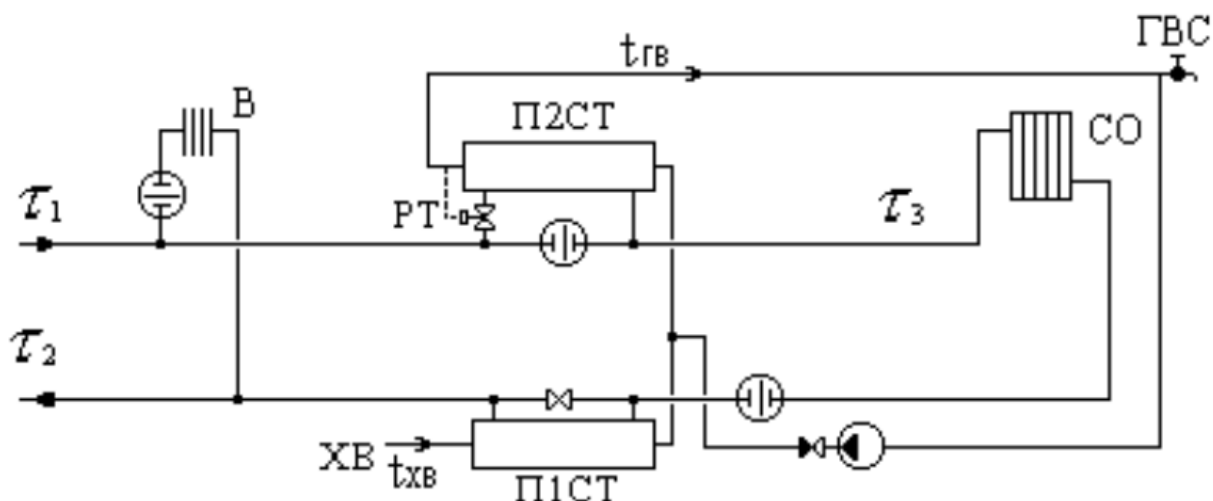


Рисунок 48 – Схема с двухступенчатым последовательным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением системы отопления

Потребители источников тепловой энергии АО «Мурманская ТЭЦ» подключены по закрытой двухступенчатой схеме присоединения ГВС. Подавляющее большинство потребителей подключено по зависимой схеме с элеваторным присоединением. Типовые схемы подключения приведены на рисунках ниже.

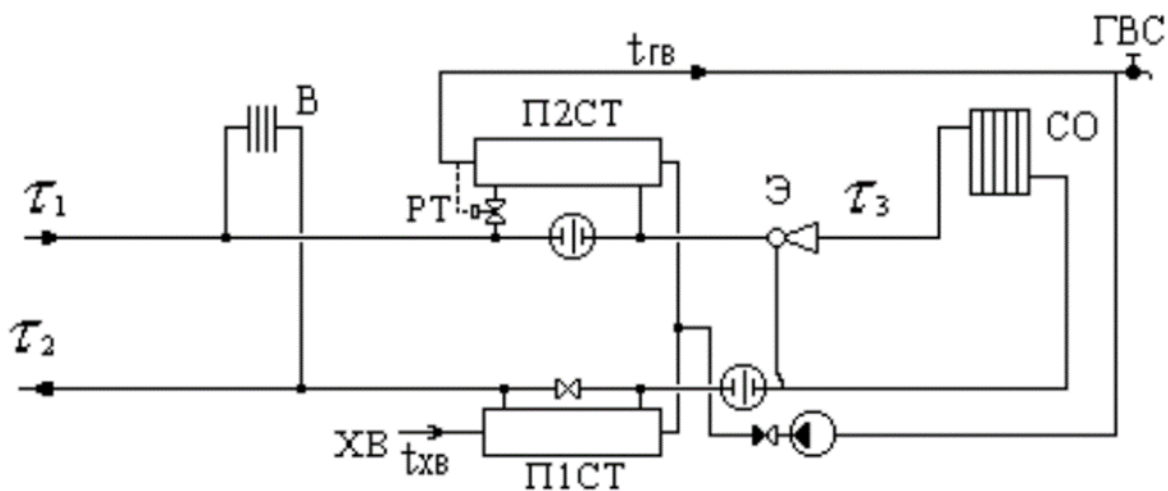


Рисунок 49 – Схема с двухступенчатым последовательным подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением системы отопления

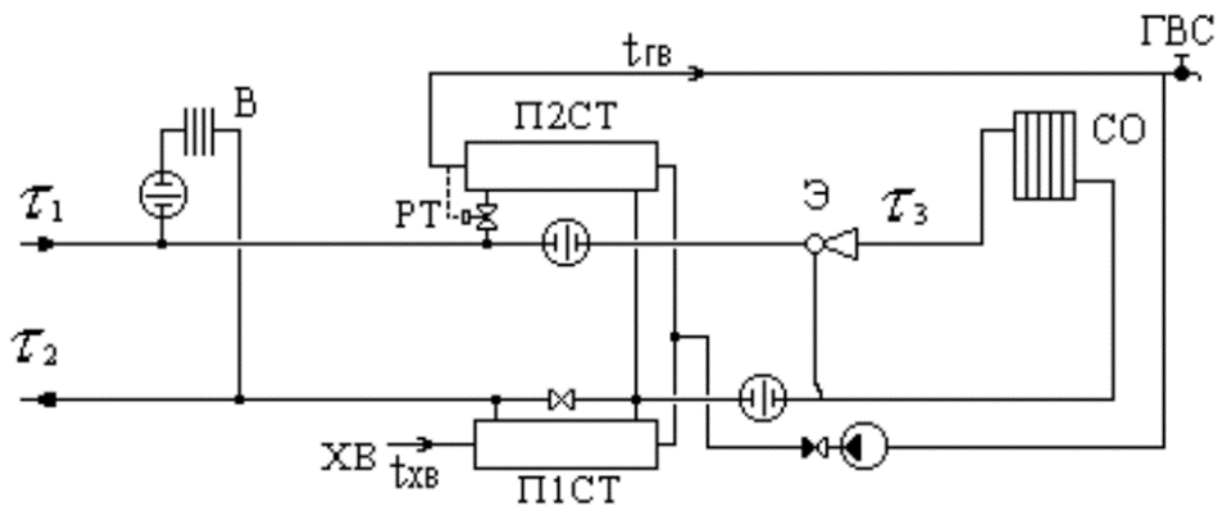


Рисунок 50 – Схема с двухступенчатым смешанным подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением системы отопления

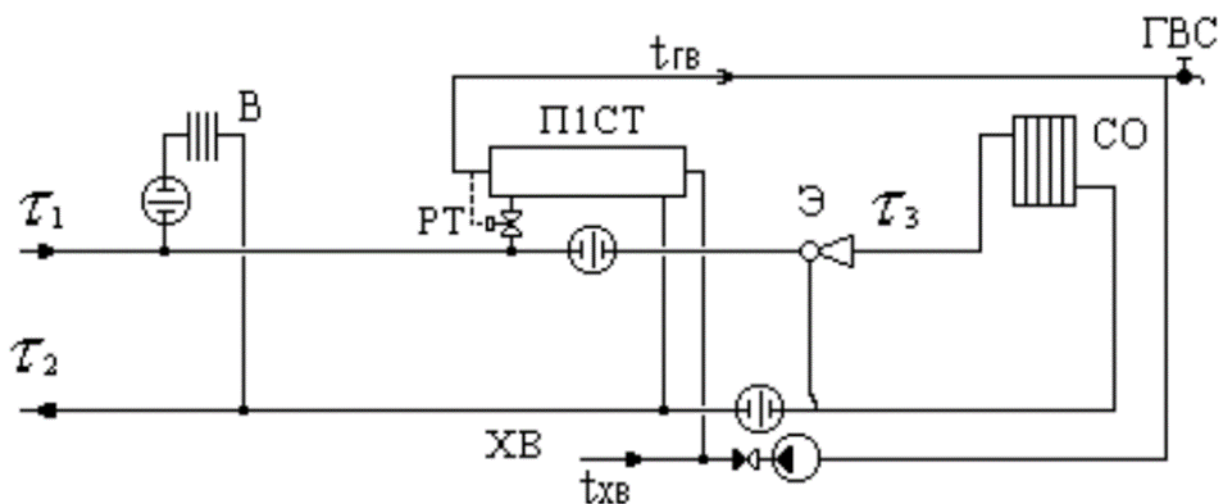


Рисунок 51 – Схема с параллельным подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением системы отопления

Схема теплоснабжения от угольной котельной МУП «МУК» - четырехтрубная, потребители тепловой энергии подключены по циркуляционной схеме подключения ГВС.

Потребители дизельной котельной МУП «МУК» присоединены по схеме с параллельным подключением подогревателя ГВС и непосредственным присоединением системы отопления.

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

Федеральным законом от 23.11.2009 № 261-ФЗ на собственников помещений в многоквартирных домах и собственников жилых домов возложена обязанность по установке приборов учета энергоресурсов.

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

С 1 января 2012 г. вводимые в эксплуатацию и реконструируемые многоквартирные жилые дома должны оснащаться индивидуальными теплосчётчиками в квартирах.

С момента принятия закона не допускается ввод в эксплуатацию зданий, строений, сооружений без оснащения их приборами учёта тепловой энергии.

Информация о наличии узлов учета тепловой энергии у потребителей представлена в таблицах ниже. На тепловых сетях от источников МУП «МУК» коммерческий учет тепловой энергии не ведется. На тепловых сетях АО «ММТП» установлены узлы учета тепловой энергии в количестве 4 шт.

Таблица 143 - Информация о наличии узлов учета тепловой энергии у потребителей АО «Мурманская ТЭЦ»

| Название группы | Всего объектов | Всего приборов | Под учётом жилых | Под учётом прочих | Под учётом всего |
|----------------------------------|-----------------------|-----------------------|-------------------------|--------------------------|-------------------------|
| АО «Мурманская ТЭЦ» в том числе: | 2692 | 1000 | 402 | 807 | 1209 |
| Мурманская ТЭЦ | 1166 | 429 | 107 | 421 | 528 |
| Южная котельная | 975 | 321 | 162 | 247 | 409 |
| -в том числе Кола | 18 | 5 | 2 | 3 | 5 |
| Восточная котельная | 551 | 250 | 133 | 139 | 272 |

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

В 2012 году Главным управлением МЧС России по Мурманской области на сетях АО «Мурманской ТЭЦ» и АО «МЭС» осуществлена установка датчиков, пульт управления и мониторинга установлен в Мурманском муниципальном бюджетном

учреждении «Единая дежурно-диспетчерская служба», а также на основных щитах указанных организаций. В настоящее время система не работает.

На тепловых сетях от угольной и дизельной котельных МУП «МУК» случаи аварии фиксируются потребителями и устраняются Мурманским муниципальным казенным учреждением «Управление капитального строительства» (ММКУ «УКС»).

На тепловых сетях АО «МЭС» установлены средства автоматизации и телемеханизации. Сообщение о возникших нарушениях функционирования системы теплоснабжения передается диспетчером дежурной бригаде.

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

Центральные тепловые пункты и насосные станции автоматизированы и не требуют ручного регулирования.

Список ЦТП и насосных станций, находящихся в эксплуатации у АО «МЭС» представлен в таблице 144.

Таблица 144 - ЦТП и НС находящиеся в эксплуатации у АО «МЭС»

| № п/п | Наименование | Адрес | График отпуска тепла |
|-----------------------------|--|--------------------------------|----------------------|
| <i>Котельная «Северная»</i> | | | |
| 1. | ЦТП «Северной промзоны» | ул. Промышленная, 15 | 120/70 |
| 2. | ЦТП-171 кв. | ул. П. Морозова, 46 | 120/70 |
| 3. | ЦТП-175 кв. | ул. Свердлова, 17а | 120/70 |
| 4. | ЦТП-202 кв. | ул. Калинина, 77а | 120/70 |
| 5. | ЦТП-203 кв. | ул. Аскольдовцев, 30а | 120/70 |
| 6. | ЦТП-204 кв. | ул. С. Ковалева, 20а | 120/70 |
| 7. | ЦТП-207 кв. | ул. Сафонова, 6а | 120/70 |
| 8. | Насосная 69 кв. | ул. Калинина, 29 | 95/70 |
| 9. | Насосная 62 кв. | пр. Г. Североморцев, 8а | 95/70 |
| 10. | Насосная № 1 | ул. Свердлова, 45а | 120/70 |
| 11. | Насосная № 2 | ул. Ч-Лучинского, 5а | 120/70 |
| 12. | Насосная ПНД | ул. Лобова, 14а | 120/70 |
| 13. | Насосная-Бредова (общий элеваторный узел) | ул. Капустина, 5а | 95/70 |
| 14. | Насосная №4 | ул. Миронова, 3а | 120/70 |
| 15. | ЦТП п. Абрам-Мыс | п. Абрам-Мыс, пер. Охотничий | 110/70 |
| <i>Восточная котельная»</i> | | | |
| 16. | ЦТП-1 | ул. Скальная, 2а | 120/70 |
| 17. | ЦТП-2 | ул. Скальная, 26а | 120/70 |
| 18. | ЦТП-3 | ул. Старостина, 79а | 120/70 |
| 19. | ЦТП-4 | ул. Седова, 22а | 120/70 |
| 20. | ЦТП-5 | ул. Верхнеростинское шоссе, 9а | 120/70 |
| 21. | ЦТП – кв. 2 | ул. Книповича, 40а | 95/70 |

| № п/п | Наименование | Адрес | График отпуска тепла |
|---------------------------------|--------------------------------|-----------------------|----------------------|
| <i>Мурманская ТЭЦ</i> | | | |
| 22. | ЦТП-34 кв. | ул. Октябрьская, 2б | 95/70 |
| 23. | ЦТП-49 кв. | ул. К.Либкнехта, 15б | 95/70 |
| 24. | ЦТП – Генералова, 2а | ул. Генералова, 2а | 95/70 |
| 25. | ЦТП – кв. 2а | ул. Павлова, 12 | 95/70 |
| 26. | ЦТП – Чапаева, 10 | ул. Чапаева, 10б | 95/70 |
| 27. | ЦТП – Кирова, 31а | ул. Кирова, 31а | 95/70 |
| 28. | Насосная, Марата, 5/1 | ул. Марата, 5а | 120/70 |
| <i>Южная котельная</i> | | | |
| 29. | ЦТП – Шевченко, 26а | ул. Шевченко, 26а | 95/70 |
| 30. | ЦТП – Бондарная, 12а | ул. Бондарная, 12а | 95/70 |
| 31. | ЦТП – Фадеев Ручей | ул. Прибрежная, 17/1 | 95/70 |
| 32. | Насосная 9 мкр., Кольский, 25а | пр. Кольский, 25а | 120/70 |
| <i>Котельная «Фестивальная»</i> | | | |
| 33. | ЦТП – Фестивальная, 25а | ул. Фестивальная, 25а | 130/70 |

На балансе АО «Мурманская ТЭЦ» находится 9 насосных станций, одна из которых в резерве.

1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Защита тепловых сетей от превышения давления осуществляется на теплоисточниках путем установки предохранительных клапанов, расширительных баков-экспанзоматов открытого и закрытого типа, а также защитных перемычек с обратными клапанами между коллекторами сетевых насосов.

Установленное оборудование удовлетворяет требованиям СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003» и СП 89.13330.2012 «Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II-35-76».

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

В настоящее время, бесхозяйные тепловые сети на территории г. Мурманска отсутствуют.

В настоящее время, в случае выявления бесхозяйных участков тепловых сетей, проводится работа по постановке их на учет в качестве бесхозяйных. После постановки, в соответствии с Федеральным законом №190-ФЗ, определяются теплоснабжающие организации для закрепления за ними данных участков. Решение по

выбору организации, уполномоченной на эксплуатацию бесхозяйных тепловых сетей в случае их выявления, регламентировано статьей 15, пункт 6 Федерального закона «О теплоснабжении» от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ.

В случае выявления тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации орган местного самоуправления 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.

1.3.22. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)

Сведения об энергетических характеристиках тепловых сетей отсутствуют.

1.4. Зоны действия источников тепловой энергии

На территории муниципального образования города Мурманска теплоснабжение осуществляется от одиннадцати источников тепловой энергии:

- **Мурманская ТЭЦ** располагается по адресу г. Мурманск, ул. Шмидта, сооружение 14, снабжает тепловой энергией потребителей всех трех округов;
- **Южная котельная** располагается по адресу г. Мурманск, ул. Фадеев Ручей, сооружение 7, обеспечивает тепловой энергией потребителей Первомайского округа;
- **Восточная котельная** расположена по адресу г. Мурманск, ул. Домостроительная, сооружение 24, и является источником тепловой энергии для Ленинского и Октябрьского округов;
- **Котельная «Северная»** расположена по адресу: г. Мурманск, ул. Промышленная, 15 и снабжает тепловой энергией потребителей Ленинского округа и промышленной зоны;
- **Котельная «Роста»** располагается по адресу: г. Мурманск, ул. Лобова, 75, снабжает тепловой энергией потребителей района Роста Ленинского округа;
- **Котельная «Абрам-Мыс»** расположена по адресу: г. Мурманск, ул. Судоремонтная, 15, снабжает тепловой энергией потребителей района Абрам-Мыс Первомайского округа;
- **Котельная ТЦ «Росляково – 1» и котельная ТЦ «Росляково Южное»** обеспечивают тепловой энергией потребителей района Росляково, где и расположены;
- **Котельная «Фестивальная»** располагается по адресу ул. Фестивальная, д. 10 и обеспечивает теплом потребителей по ул. Фестивальная, ул. Подгорная, ул. Пригородная;
- **Угольная котельная и дизельная котельная** снабжают тепловой энергией район Дровяное, где и расположены;
- **Завод ТО ТБО** поставляет пар на Восточную котельную АО «Мурманская ТЭЦ»;
- **Котельная АО «ММТП»** осуществляет поставку тепловой энергии всем субабонентам на территории АО «ММТП», а также в здание Мурманского морского вокзала, теплоснабжение жилищного фонда от данного источника не осуществляется;
- **Котельная № 22 в/г № 6**, расположенная по адресу п. Росляково, ул. Мохнаткина Пахта, обеспечивает тепловой энергией объектов Министерства

обороны Российской Федерации и потребителей ж/д № 1 и № 6 по ул. Мохнаткина Пахта.

Зоны действия вышеперечисленных источников тепловой энергии отражены в приложении К.

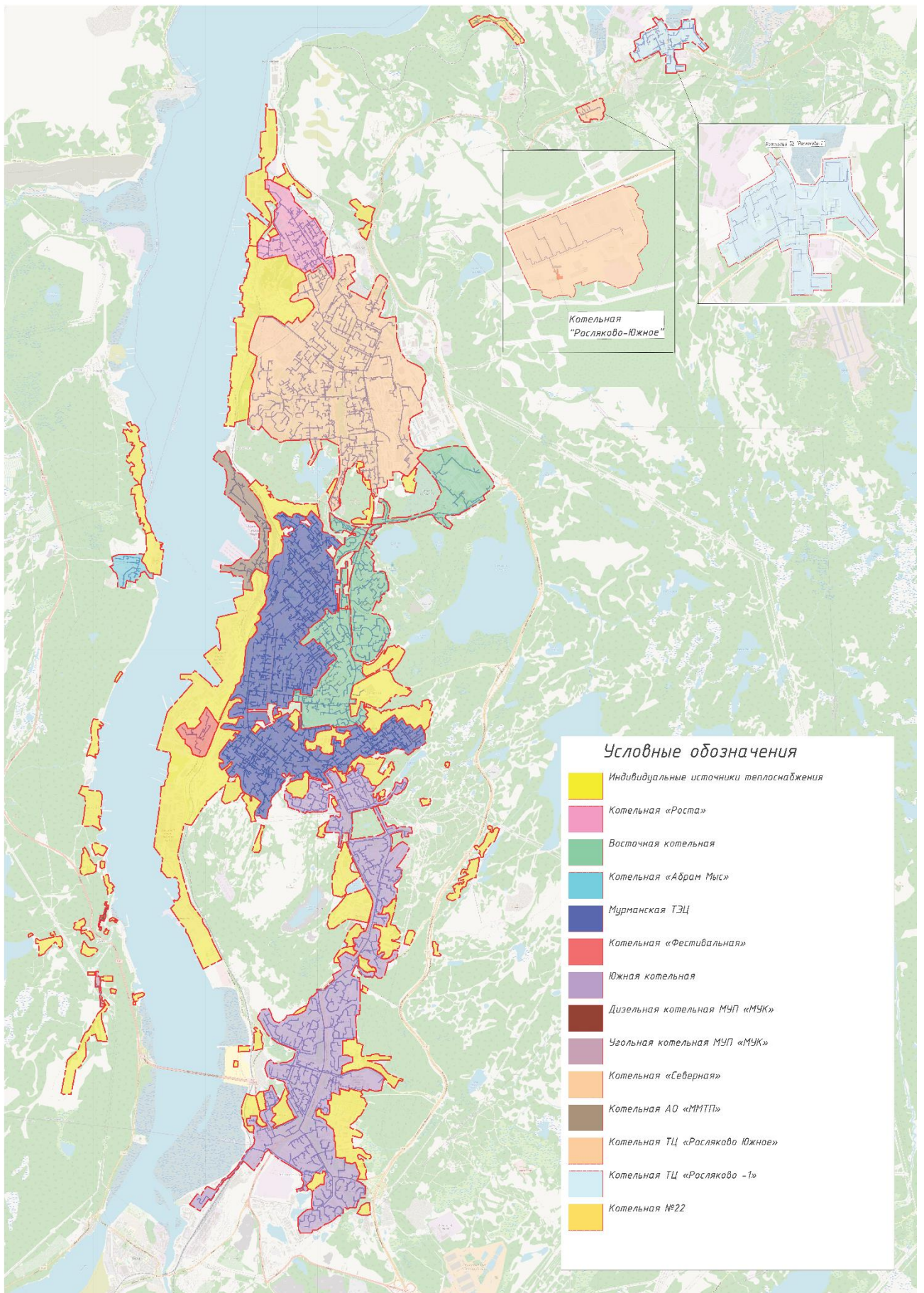


Рисунок 52. Зоны действия источников тепловой энергии г. Мурманск

1.5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии

1.5.1. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии

Для оценки фактического состояния схемы теплоснабжения г. Мурманск определен коэффициент перевода договорных нагрузок в фактические. Для этого был проведен анализ фактических полезных отпусков тепловой энергии по каждому источнику централизованного теплоснабжения за 2018-2022 гг. Длительность отопительного сезона, средние температуры наружного воздуха и исходной воды были приняты согласно данным теплоснабжающих организаций г. Мурманска.

Согласно предоставленным данным, продолжительность отопительного периода в 2022 году составила 272 день (6520 ч). Среднемесячные температуры наружного воздуха представлены в таблице 145.

Таблица 145 – Среднемесячные температуры наружного воздуха

| Период | Температура наружного воздуха | | | | |
|----------|-------------------------------|-------|------|-------|------|
| | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
| январь | -9,4 | -12,2 | -8,7 | -11,1 | -8 |
| февраль | -10,6 | -9,5 | -5,8 | -12,9 | -7,6 |
| март | -8 | -5,1 | -3,8 | -4,4 | -2,9 |
| апрель | 0,2 | 1,9 | -1 | 1,8 | -0,3 |
| май | 7,6 | 4,6 | 5 | 3,6 | 4,8 |
| июнь | 9,6 | 8,6 | 10,7 | 11,05 | 11,6 |
| июль | 18,1 | 10,7 | 15,7 | 14,8 | 15,9 |
| август | 12,9 | 10,7 | 11,7 | 11,8 | 14,8 |
| сентябрь | 9 | 8,3 | 8,6 | 6,1 | 7,5 |
| октябрь | 1,4 | -0,9 | 3 | 2 | 3,5 |
| ноябрь | -0,1 | -6,4 | 0,2 | -5,5 | -2,1 |
| декабрь | -5,4 | -4,5 | -5,4 | -9,2 | -7,3 |

Расчетная температура воздуха внутри помещений принята +20 °С.

Расчетная температура наружного воздуха, согласно СП 131.133330.2020, составляет -28 °С.

В качестве элементов территориального деления приняты административные округа г. Мурманска. Город разделен на три округа: Первомайский, Октябрьский и Ленинский.

Значение потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха приведено в таблице 146 и на рисунке 53.

Таблица 146 – Потребление тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха

| Наименование района | Всего | Жилые здания | Общественные | Прочие | Промышленные |
|---------------------|--------|--------------|--------------|--------|--------------|
| | Гкал/ч | Гкал/ч | Гкал/ч | Гкал/ч | |
| Всего | 723,33 | 513,25 | 186,58 | 3,74 | 19,77 |
| Первомайский | 246,90 | 185,82 | 52,44 | 0,05 | 8,58 |
| Октябрьский | 289,06 | 193,03 | 96,03 | 0,00 | 0,00 |
| Ленинский | 187,37 | 134,39 | 38,11 | 3,68 | 11,19 |

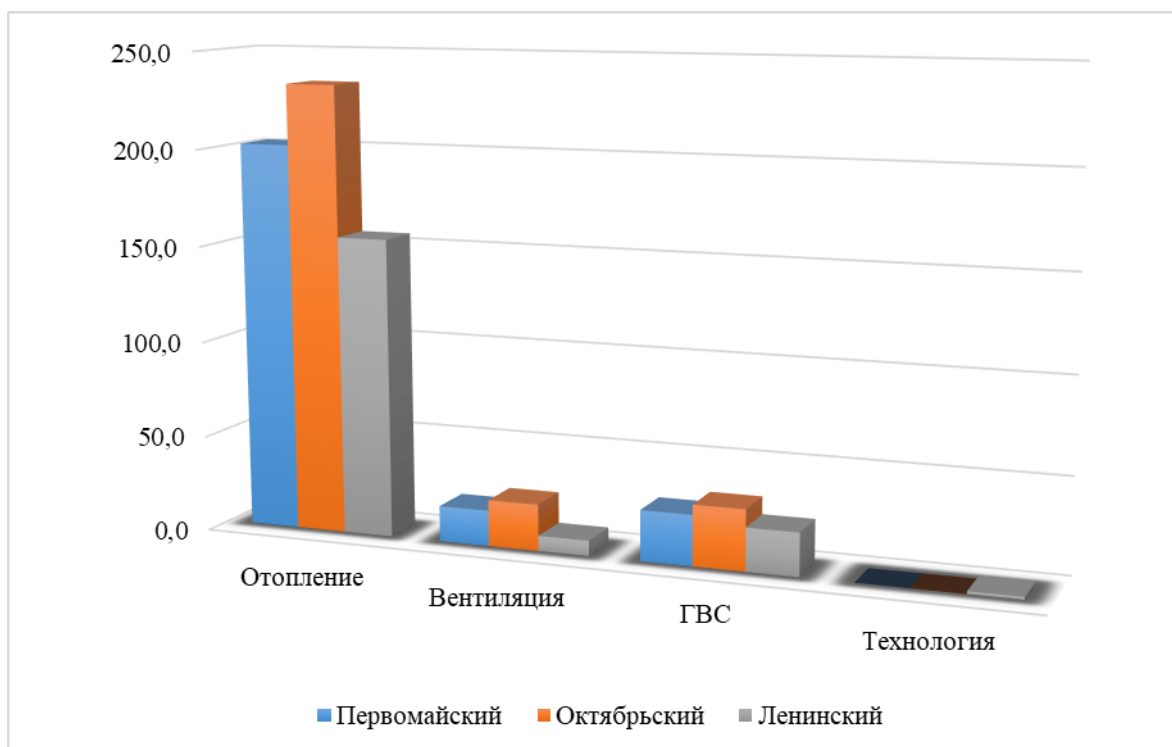


Рисунок 53. Потребление тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха

Потребители с наибольшей тепловой нагрузкой сосредоточены в Октябрьском округе. Данный округ – наименьший по площади, что позволяет сделать вывод, что в Октябрьском округе – зона с наибольшей плотностью тепловых нагрузок.

К Южной котельной подключены потребители тепловой энергии г. Кола, находящегося за границами г. Мурманска. Суммарная подключенная нагрузка составляет 2,823 Гкал/час.

Тепловая нагрузка котельной АО «Завод ТО ТБО» не включена в сведения о потреблении тепловой энергии на территории г. Мурманска, так как тепловая энергия, вырабатываемая на заводе, передается на Восточную котельную и реализуется потребителям Восточной котельной, таким образом, данная нагрузка учтена в реестре нагрузок АО «Мурманская ТЭЦ».

После 1990 года на территории г. Мурманска наблюдается тенденция по снижению потребности в тепловой энергии в паре на технологические нужды, что связано с закрытием ряда промышленных предприятий и перепрофилированием производственной зоны.

1.5.2. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

Значение расчетной тепловой нагрузки определяется на основе данных о фактическом отпуске тепловой энергии за полный отопительный период базового года, приведенной к расчетной температуре наружного воздуха.

Фактический отпуск тепловой энергии от источников г. Мурманск за 2022 год представлен в таблице 147.

Таблица 147. Значение полезного отпуска тепловой энергии в 2022 году

| № п/п | Источник | Производство тепловой энергии, Гкал | Расход тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды, Гкал | Потери тепловой энергии в тепловых сетях, Гкал | Полезный отпуск тепловой энергии, Гкал |
|-------|--------------------------------|-------------------------------------|--|--|--|
| 1 | Мурманская ТЭЦ | 749 738,0 | 87 627,0 | 70 757,9 | 591 353,1 |
| 2 | Южная котельная | 901 928,0 | 65 042,0 | 77 599,2 | 759 286,8 |
| 3 | Восточная котельная | 496 387,0 | 48 381,0 | 56 825,7 | 438 380,3 |
| 4 | Котельная «Северная» | 608 413,0 | 47 945,0 | 55 993,0 | 504 475,0 |
| 5 | Котельная «Роста» | 102 424,0 | 8 421,0 | 13 666,0 | 80 337,0 |
| 6 | Котельная «Абрам-Мыс» | 14 272,0 | 1 379,0 | 1 825,0 | 11 068,0 |
| 7 | Котельная ТЦ «Росляково -1» | 85 574,0 | 5 011,0 | 9 434,0 | 71 129,0 |
| 8 | Котельная ТЦ «Росляково Южное» | 8 423,0 | 321,0 | 1 169,0 | 6 933,0 |
| 9 | Котельная «Фестивальная» | 10 994,0 | 364,0 | 1 127,0 | 9 503,0 |
| 10 | Угольная котельная МУП «МУК» | 4 338,2 | 82,4 | 0,0 | 4 255,8 |
| 11 | Дизельная котельная МУП «МУК» | 2 994,2 | 26,9 | 0,0 | 2 967,2 |
| 12 | Котельная АО «ММТП» | 18 408,4 | 1 271,6 | 2 279,2 | 14 857,6 |
| 13 | Котельная №22* | 20 994,5 | 1 790,6 | 1 653,3 | 17 550,7 |
| 14 | Завод ТО ТБО | - | - | - | 47 200,0 |

*данные за 2020 год

На основе отчетных данных, представленных в таблице выше, были получены значения расчетной тепловой нагрузки на коллекторах источников.

Таблица 148 - Значение полезного отпуска и расчетное значение тепловых нагрузок по источникам в 2022 году

| № п/п | Источник | Полезный отпуск тепловой энергии в 2022 году, Гкал | Расчетная нагрузка на отопление/вентиляцию, Гкал/ч | Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч | Потери тепловой энергии, Гкал/ч | Суммарная нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч |
|-------|--------------------------------|--|--|-----------------------------------|---------------------------------|---|
| 1 | Мурманская ТЭЦ | 591 353 | 157,12 | 16,642 | 20,79 | 194,550 |
| 2 | Южная котельная | 759 287 | 187,86 | 26,379 | 21,90 | 236,136 |
| 3 | Восточная котельная | 438 380 | 109,71 | 14,601 | 16,11 | 140,421 |
| 4 | Котельная «Северная» | 504 475 | 130,773 | 15,861 | 16,28 | 162,91 |
| 5 | Котельная «Роста» | 80 337 | 21,381 | 2,355 | 4,04 | 27,77 |
| 6 | Котельная «Абрам-Мыс» | 11 068 | 2,890 | 0,335 | 0,53 | 3,76 |
| 7 | Котельная ТЦ «Росляково -1» | 71 129 | 18,115 | 2,237 | 2,70 | 23,05 |
| 8 | Котельная ТЦ «Росляково Южная» | 6 933 | 1,721 | 0,239 | 0,33 | 2,29 |
| 9 | Котельная «Фестивальная» | 9 503 | 2,610 | 0,243 | 0,34 | 3,19 |
| 10 | Угольная котельная МУП «МУК» | 4256 | 0,977 | 0,181 | 0,00 | 1,16 |
| 11 | Дизельная котельная МУП «МУК» | 2967 | 0,709 | 0,105 | 0,00 | 0,81 |
| 12 | Котельная АО «ММП» | 14858 | 3,66 | 0,63 | 0,63 | 4,92 |
| 13 | Котельная №22 | 17 551 | 5,981 | 0,023 | 0,57 | 6,57 |

Тепловая нагрузка АО «Завод ТО ТБО» не включена в итоговые значения потребления тепловой энергии на территории г. Мурманска при расчетных температурах наружного воздуха, так как тепловая энергия, вырабатываемая на заводе, передается на Восточную котельную и реализуется потребителям Восточной котельной, таким образом, данная нагрузка учтена в реестре нагрузок источника АО «Мурманская ТЭЦ».

1.5.3. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

Применение поквартирного отопления на территории города не распространено. Перевод встроенных помещений в домах, отопление которых осуществляется централизованно, на поквартирные источники тепловой энергии, прямо запрещается ФЗ №190 «О теплоснабжении». Расширение опыта перевода многоквартирных жилых домов на использование поквартирных источников не ожидается.

Однако, в г. Мурманске имеется ряд многоквартирных домов с применением индивидуального поквартирного отопления с электрообогревателями. Перечень объектов с индивидуальным поквартирным электрообогревом представлен ниже:

1. г. Мурманск, ул. Самойловой, д. 8, кв. 19;
2. г. Мурманск, ул. Самойловой, д. 8, кв. 27;
3. г. Мурманск, ул. Самойловой, д. 8, кв. 41;
4. г. Мурманск, ул. Софьи Перовской, д. 10, кв. 11;
5. г. Мурманск, ул. Софьи Перовской, д. 10, кв. 12;
6. г. Мурманск, ул. Шмидта, д. 45, кв. 42;
7. г. Мурманск, ул. Горького, 2/12;
8. г. Мурманск, ул. Володарского, д. 13, кв. 8.

1.5.4. Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом

Ввиду отсутствия значений фактического потребления тепловой энергии абонентами в каждом расчетном элементе территориального деления, величина потребления тепловой энергии за отопительный период и за год в целом определена в разрезе источников МО и представлена таблице 149.

Таблица 149 – Потребление тепловой энергии за отопительный период и за год в целом

| Наименование | Ед. измерения | Потребление тепловой энергии за отопительный период, Гкал | Годовое потребление тепловой энергии, Гкал |
|--------------------------------|----------------------|--|---|
| Мурманская ТЭЦ | Гкал | 561 075,27 | 591 353,14 |
| Южная котельная | Гкал | 711 383,78 | 759 286,83 |
| Восточная котельная* | Гкал | 411 532,35 | 438 380,31 |
| Котельная «Северная» | Гкал | 475 869,61 | 504 475,00 |
| Котельная «Роста» | Гкал | 76 139,97 | 80 337,00 |
| Котельная «Абрам Мыс» | Гкал | 10 453,89 | 11 068,00 |
| Котельная ТЦ «Росляково -1» | Гкал | 67 109,51 | 71 129,00 |
| Котельная ТЦ «Росляково Южная» | Гкал | 6 512,07 | 6 933,00 |
| Котельная «Фестивальная» | Гкал | 9 066,34 | 9 503,00 |
| Угольная котельная МУП «МУК» | Гкал | 3 928,26 | 4 255,79 |
| Дизельная котельная МУП «МУК» | Гкал | 2 771,93 | 2 967,23 |
| Котельная АО «ММТП» | Гкал | 13 839,26 | 14 857,64 |
| Котельная №22 | Гкал | 17 509,25 | 17 550,70 |

*Значение потребления тепловой энергии от АО «Завод ТО ТБО» учтено в потреблении тепловой энергии на Восточной котельной

1.5.5. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

В соответствии с «Правилами установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг (утв. постановлением Правительства РФ от 23 мая 2006 г. N 306)(в редакции постановления Правительства РФ от 28 марта 2012 г. N 258)», которые определяют порядок установления нормативов потребления коммунальных услуг (холодное и горячее водоснабжение, водоотведение, электроснабжение, газоснабжение, отопление), нормативы потребления коммунальных услуг утверждаются органами государственной власти субъектов Российской Федерации, уполномоченными в порядке, предусмотренном нормативными правовыми актами субъектов Российской Федерации. При определении нормативов потребления коммунальных услуг учитываются следующие конструктивные и технические параметры многоквартирного дома или жилого дома:

- в отношении горячего водоснабжения - этажность, износ внутридомовых инженерных систем, вид системы теплоснабжения (открытая, закрытая);
- в отношении отопления - материал стен, крыши, объем жилых помещений, площадь ограждающих конструкций и окон, износ внутридомовых инженерных систем.

В качестве параметров, характеризующих степень благоустройства многоквартирного дома или жилого дома, применяются показатели, установленные техническими и иными требованиями в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации.

При выборе единицы измерения нормативов потребления коммунальных услуг используются следующие показатели:

в отношении горячего водоснабжения:

- в жилых помещениях - куб. метр на 1 человека;
- на общедомовые нужды - куб. метр на 1 кв. метр общей площади помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме;

в отношении отопления:

- в жилых помещениях - Гкал на 1 кв. метр общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилого дома;
- на общедомовые нужды - Гкал на 1 кв. метр общей площади всех помещений в многоквартирном доме.

Нормативы потребления коммунальных услуг определяются с применением метода аналогов либо расчетного метода с использованием формул согласно приложению к Правилам установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг.

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению утверждены Приказом Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Мурманской области №139 от 23 сентября 2015 года «О внесении изменений в приказ Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Мурманской области от 11.03.2013 №34».

Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление в г. Мурманске представлены в таблице 150.

Таблица 150 – Нормативы потребления коммунальной услуги на отопление для населения города Мурманска

| Этажность многоквартирного (жилого) дома | Норматив потребления, Гкал на 1 кв. м общей площади жилого помещения в месяц | | |
|--|--|--------------|-----------------------------------|
| | Материал стен | | |
| | Камень, кирпич | Панель, блок | Дерево, смешанные и др. материалы |
| Многokвартирные и жилые дома до 1999 года постройки включительно | | | |
| 1-3 | 0,03361 | 0,03503 | 0,03503 |
| 4-6 | 0,03004 | 0,02892 | - |
| 7 и более | 0,03319 | 0,03126 | - |
| Многokвартирные и жилые дома после 1999 года постройки | | | |
| 1-3 | - | - | 0,01862 |
| 4-6 | 0,01656 | - | - |
| 7 и более | 0,01370 | 0,01496 | - |

Нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению утверждены Приказом Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Мурманской области № 106 от 1 июля 2016 года «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг (по холодному и горячему водоснабжению, водоотведению)» (с изменениями на 22 июня 2018 года).

Существующие нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению для населения в жилых помещениях на территории г. Мурманска представлены в таблице 151.

Таблица 151 – Нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению для населения города Мурманска

| № п/п | Категория жилых помещений | Норматив, куб. метр в месяц на человека |
|-------|--|---|
| 1 | Многоквартирные и жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами сидячими длиной 1200 мм с душем | 3,2 |
| 2 | Многоквартирные и жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1500 - 1550 мм с душем | 3,25 |
| 3 | Многоквартирные и жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1650 - 1700 мм с душем | 3,31 |
| 4 | Многоквартирные и жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами без душа | 1,69 |
| 5 | Многоквартирные и жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душем | 2,64 |
| 6 | Многоквартирные и жилые дома с холодным водоснабжением, водонагревателями <*>, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами сидячими длиной 1200 мм с душем | - |
| 7 | Многоквартирные и жилые дома с холодным водоснабжением, водонагревателями <*>, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами длиной 1500 - 1550 мм с душем | - |
| 8 | Многоквартирные и жилые дома с холодным водоснабжением, водонагревателями <*>, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами длиной 1650 - 1700 мм с душем | - |
| 9 | Многоквартирные и жилые дома с холодным водоснабжением, водонагревателями <*>, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами без душа | - |
| 10 | Многоквартирные и жилые дома с холодным водоснабжением, водонагревателями <*>, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами | - |
| 11 | Многоквартирные и жилые дома без водонагревателей <*>, с водопроводом и канализацией, оборудованные раковинами, мойками и унитазами | - |
| 12 | Многоквартирные и жилые дома без водонагревателей <*>, с холодным водоснабжением и водоотведением, оборудованные раковинами и мойками | - |
| 13 | Многоквартирные и жилые дома с холодным водоснабжением, без водоотведения, оборудованные умывальниками, мойками, унитазами, ваннами, душами | - |
| 14 | Многоквартирные и жилые дома с холодным водоснабжением, без водоотведения, оборудованные умывальниками, мойками, унитазами | - |
| 15 | Многоквартирные и жилые дома с водоразборной колонкой | - |
| 16 | Дома, используемые в качестве общежитий, оборудованные мойками, раковинами, унитазами, с душевыми с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением | 1,92 |
| 17 | Многоквартирные и жилые дома без водонагревателей <*>, с холодным водоснабжением и водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1500 - 1550 мм с душем | - |
| 18 | Многоквартирные и жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками | 1,25 |
| 19 | Дома, используемые в качестве общежитий, оборудованные мойками, раковинами, унитазами с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением | 0,97 |
| 20 | Многоквартирные дома и жилые дома с горячим и холодным водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душем, находящиеся по следующим адресам: г. Мурманск: ул. Г.-Североморцев, д. 5; ул. Гагарина, д. 1; ул. Заречная, д. 6; пр-т Кольский, д. 8; пр-т Кольский, д. 10; пр-т Кольский, д. 128; ул. Полярные Зори, д. 11; ул. Пономарева, д. 14; ул. Сафонова, д. 19; ул. Сафонова, д. 21. | 1,97 |

| № п/п | Категория жилых помещений | Норматив, куб. метр в месяц на человека |
|---|---------------------------|---|
| Нормативы потребления коммунальных услуг по холодному и горячему водоснабжению на общедомовые нужды | | |
| Категория жилых помещений | Этажность | Норматив, куб. метр в месяц на кв. метр общей площади помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме |
| Многоквартирные и жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением. | от 1 до 3 | 0,015 |
| | от 4 до 5 | 0,03 |
| | от 6 до 9 | 0,027 |
| | от 10 до 16 | 0,023 |

* водонагреватели индивидуальные квартирного типа, оснащенные в соответствии с проектами многоквартирного дома и/или техническим паспортом многоквартирного дома

Нормативы расхода тепловой энергии на подогрев холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению утверждены приказом Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Мурманской области №285 от 22 декабря 2017 года «Об утверждении нормативов расхода тепловой энергии на подогрев холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению» и вступили в силу с 1 января 2020 года в соответствии с приказом Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Мурманской области №127 от 14 июня 2019 года «О внесении изменений в приказ Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Мурманской области от 22.12.2017 №285».

Существующие нормативы расхода тепловой энергии на подогрев холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению в г. Мурманске представлены в таблице 152.

Таблица 152 – Нормативы расхода тепловой энергии на подогрев холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению в г. Мурманске

| Система горячего водоснабжения | С наружной сетью горячего водоснабжения, Гкал/куб.м | Без наружной сети горячего водоснабжения, Гкал/куб.м |
|--------------------------------|---|--|
| С изолированными стояками: | | |
| С полотенцесушителями | 0,064 | 0,0615 |
| Без полотенцесушителей | 0,0589 | 0,0563 |
| С неизолированными стояками: | | |
| С полотенцесушителями | 0,0691 | 0,0666 |
| Без полотенцесушителей | 0,064 | 0,0615 |

1.5.6. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии

В таблице 153 представлено сравнение договорной и расчетной тепловой нагрузки, полученной путем пересчета потребления тепловой энергии в 2022 году на расчетную температуру наружного воздуха.

Таблица 153 - Договорные и расчетные тепловые нагрузки

| Источник | Присоединенная тепловая нагрузка | Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч | Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч | Соответствие договорной и расчетной тепловых нагрузок | |
|--------------------------------|----------------------------------|--------------------------------------|-------------------------------------|---|----------------|
| | | | | Гкал/ч | % |
| Мурманская ТЭЦ | Всего | 282,686 | 173,76 | 108,927 | 61,47% |
| | Отопление, вентиляция | 253,18 | 157,12 | 96,062 | 62,06% |
| | ГВС | 29,51 | 16,64 | 12,864 | 56,40% |
| Южная котельная | Всего | 303,04 | 214,24 | 88,797 | 70,70% |
| | Отопление, вентиляция | 262,55 | 187,86 | 74,689 | 71,55% |
| | ГВС | 40,49 | 26,38 | 14,108 | 65,15% |
| Восточная котельная | Всего | 166,51 | 124,308 | 42,200 | 74,66% |
| | Отопление, вентиляция | 145,04 | 109,707 | 35,335 | 75,64% |
| | ГВС | 21,47 | 14,601 | 6,865 | 68,02% |
| Котельная «Северная» | Всего | 189,592 | 146,635 | 42,957 | 77,34% |
| | Отопление, вентиляция | 167,291 | 130,773 | 36,517 | 78,17% |
| | ГВС | 22,301 | 15,861 | 6,440 | 71,12% |
| Котельная «Роста | Всего | 27,915 | 23,735 | 4,179 | 85,03% |
| | Отопление, вентиляция | 24,932 | 21,381 | 3,551 | 85,76% |
| | ГВС | 2,983 | 2,355 | 0,628 | 78,94% |
| Котельная «Абрам Мыс» | Всего | 3,756 | 3,225 | 0,531 | 85,87% |
| | Отопление, вентиляция | 3,325 | 2,890 | 0,435 | 86,92% |
| | ГВС | 0,431 | 0,335 | 0,096 | 77,74% |
| Котельная ТЦ «Росляково -1» | Всего | 19,391 | 20,352 | -0,961 | 104,96% |
| | Отопление, вентиляция | 17,119 | 18,115 | -0,996 | 105,82% |
| | ГВС | 2,272 | 2,237 | 0,035 | 98,46% |
| Котельная ТЦ «Росляково Южная» | Всего | 2,166 | 1,960 | 0,206 | 90,49% |
| | Отопление, вентиляция | 1,890 | 1,721 | 0,169 | 91,08% |
| | ГВС | 0,276 | 0,239 | 0,037 | 86,48% |
| Котельная «Фестивальная» | Всего | 3,411 | 2,854 | 0,557 | 83,67% |
| | Отопление, вентиляция | 3,090 | 2,610 | 0,480 | 84,47% |
| | ГВС | 0,321 | 0,243 | 0,077 | 75,97% |
| Угольная котельная МУП «МУК» | Всего | 0,928 | 1,158 | -0,230 | 124,82% |
| | Отопление, вентиляция | 0,770 | 0,977 | -0,207 | 126,82% |
| | ГВС | 0,158 | 0,181 | -0,024 | 115,03% |

| Источник | Присоединенная тепловая нагрузка | Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч | Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч | Соответствие договорной и расчетной тепловых нагрузок | |
|-------------------------------|----------------------------------|--------------------------------------|-------------------------------------|---|----------------|
| | | | | Гкал/ч | % |
| Дизельная котельная МУП «МУК» | Всего | 0,828 | 0,814 | 0,014 | 98,31% |
| | Отопление, вентиляция | 0,726 | 0,709 | 0,018 | 97,57% |
| | ГВС | 0,102 | 0,105 | -0,004 | 103,56% |
| Котельная АО «ММТП» | Всего | 14,034 | 4,289 | 9,745 | 30,56% |
| | Отопление, вентиляция | 11,960 | 3,664 | 8,296 | 30,63% |
| | ГВС | 2,074 | 0,625 | 1,449 | 30,16% |
| Котельная №22 | Всего | 2,637 | 6,003 | -3,366 | 227,66% |
| | Отопление, вентиляция | 2,602 | 5,981 | -3,379 | 229,85% |
| | ГВС | 0,035 | 0,023 | 0,012 | 65,09% |

Как видно из таблицы выше, по источникам, в большей мере, наблюдается следующая тенденция - значение договорной отопительной и нагрузки ГВС превышает расчетную на источниках:

- АО «Мурманская ТЭЦ» - от 25,3% (Восточная котельная) до 38,5% (Мурманская ТЭЦ);

- АО «МЭС» - от 9,51% (котельная ТЦ «Росляково Южная») до 22,7% (котельная «Северная»);

- АО «ММТП – 69,9%.

И лишь на источниках МУП «МУК», АО «МЭС» (котельная ТЦ «Росляково-1») и ЖКС №1 (г.Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК СФ имеется превышение фактической нагрузки над договорной, что может быть вызвано гидравлической разрегулированностью системы и неэффективной работой оборудования источников.

В целом по МО, превышение договорной по нагрузки над фактической составляет 293,56 Гкал/ч или 28,87%.

Полученные значения расчетной тепловой нагрузки, не превышающей договорную, будут использованы при формировании тепловых балансов в последующих главах; для источников МУП «МУК» и ЖКС №1 (г.Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК СФ будут использованы договорные нагрузки.

1.6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

1.6.1. 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

Балансы тепловой мощности и фактической (расчетной) тепловой нагрузки источников теплоснабжения за 2022 г. представлены в таблице 154. В качестве фактической (расчетной) тепловой нагрузки используется тепловая нагрузка, определенная на основе данных о фактическом отпуске тепловой энергии за полный отопительный период по узлам учета тепловой энергии на котельных РСО.

Таблица 154 – Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки источников теплоснабжения

| Наименование источника | Ед. измерения | Значение показателя |
|---|---------------|---------------------|
| Мурманская ТЭЦ | | |
| Установленная мощность | Гкал/час | 286,00 |
| Располагаемая мощность | Гкал/час | 286,00 |
| Собственные и хозяйственные нужды | Гкал/час | 33,43 |
| то же в % | % | 11,69 |
| Тепловая мощность нетто | Гкал/час | 252,57 |
| Потери в тепловых сетях, в т.ч. | Гкал/час | 20,79 |
| то же в % | % | 10,69 |
| Потери в тепловых сетях АО «Мурманская ТЭЦ» | Гкал/час | 9,01 |
| то же в % | % | 4,63 |
| Потери в тепловых сетях АО «МЭС» | Гкал/час | 11,78 |
| то же в % | % | 6,05 |
| Присоединенная (договорная) нагрузка | Гкал/час | 282,69 |
| Резерв ("+")/ Дефицит("-") | Гкал/час | -50,90 |
| | % | -20,15 |
| Присоединенная (фактическая) нагрузка | Гкал/час | 194,6 |
| Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла | Гкал/час | 166,6 |
| Резерв ("+")/ Дефицит("-") | Гкал/час | -27,98 |
| | % | -16,80 |
| Южная котельная | | |
| Установленная мощность | Гкал/час | 461,0 |
| Располагаемая мощность | Гкал/час | 461,0 |
| Собственные и хозяйственные нужды | Гкал/час | 33,24 |
| то же в % | % | 7,21 |
| Тепловая мощность нетто | Гкал/час | 427,76 |
| Потери в тепловых сетях, в т.ч. | Гкал/час | 22,96 |
| то же в % | % | 9,27 |
| Потери в тепловых сетях АО «Мурманская ТЭЦ» | Гкал/час | 9,98 |
| то же в % | % | 4,03 |
| Потери в тепловых сетях АО «МЭС» | Гкал/час | 12,98 |
| то же в % | % | 5,24 |
| Присоединенная (фактическая) нагрузка | Гкал/час | 214,24 |
| Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла | Гкал/час | 327,76 |

| Наименование источника | Ед. измерения | Значение показателя |
|---|---------------|---------------------|
| Резерв ("+")/ Дефицит("-") | Гкал/час | 91,62 |
| | % | 27,95 |
| Восточная котельная | | |
| Установленная мощность | Гкал/час | 390,0 |
| Располагаемая мощность | Гкал/час | 390,0 |
| Собственные и хозяйственные нужды | Гкал/час | 38,01 |
| то же в % | % | 9,75 |
| Тепловая мощность нетто | Гкал/час | 352,0 |
| Тепловая мощность, получаемая от АО «Завод ТО ТБО» | Гкал/час | 15,41 |
| Потери в тепловых сетях, в т.ч. | Гкал/час | 16,11 |
| то же в % | % | 11,48 |
| Потери в тепловых сетях АО «Мурманская ТЭЦ» | Гкал/час | 7,81 |
| то же в % | % | 5,563 |
| Потери в тепловых сетях АО «МЭС» | Гкал/час | 8,30 |
| то же в % | % | 5,91 |
| Присоединенная (фактическая) нагрузка | Гкал/час | 124,31 |
| Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла | Гкал/час | 252,0 |
| Резерв ("+")/ Дефицит("-") | Гкал/час | 126,98 |
| | % | 50,39 |
| АО «МЭС» | | |
| Котельная «Северная» | | |
| Установленная мощность | Гкал/час | 367,70 |
| Располагаемая мощность | Гкал/час | 367,70 |
| Собственные и хозяйственные нужды | Гкал/час | 13,81 |
| то же в % | % | 7,88 |
| Тепловая мощность нетто | Гкал/час | 353,89 |
| Потери в тепловых сетях | Гкал/час | 14,86 |
| то же в % | % | 9,20 |
| Присоединенная (фактическая) нагрузка | Гкал/час | 146,63 |
| Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла | Гкал/час | 323,9 |
| Резерв ("+")/ Дефицит("-") | Гкал/час | 162,39 |
| | % | 50,14 |
| Котельная «Абрам-Мыс» | | |
| Установленная мощность | Гкал/час | 24,2 |
| Располагаемая мощность | Гкал/час | 24,2 |
| Собственные и хозяйственные нужды | Гкал/час | 0,40 |
| то же в % | % | 9,66 |
| Тепловая мощность нетто | Гкал/час | 23,78 |
| Потери в тепловых сетях | Гкал/час | 0,47 |
| то же в % | % | 12,79 |
| Присоединенная (фактическая) нагрузка | Гкал/час | 3,22 |
| Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла | Гкал/час | 8,78 |
| Резерв ("+")/ Дефицит("-") | Гкал/час | 5,09 |
| | % | 57,91 |
| Котельная «Роста» | | |
| Установленная мощность | Гкал/час | 60,0 |
| Располагаемая мощность | Гкал/час | 60,0 |
| Собственные и хозяйственные нужды | Гкал/час | 2,45 |
| то же в % | % | 8,22 |
| Тепловая мощность нетто | Гкал/час | 57,5 |
| Потери в тепловых сетях | Гкал/час | 3,65 |
| то же в % | % | 13,34 |
| Присоединенная (фактическая) нагрузка | Гкал/час | 23,74 |
| Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла | Гкал/час | 35,3 |
| Резерв ("+")/ Дефицит("-") | Гкал/час | 7,96 |
| | % | 22,51 |

| Наименование источника | Ед. измерения | Значение показателя |
|---|---------------|---------------------|
| Котельная ТЦ «Росляково - 1» | | |
| Установленная мощность | Гкал/час | 53,2 |
| Располагаемая мощность | Гкал/час | 53,2 |
| Собственные и хозяйственные нужды | Гкал/час | 1,42 |
| то же в % | % | 5,86 |
| Тепловая мощность нетто | Гкал/час | 51,8 |
| Потери в тепловых сетях | Гкал/час | 2,52 |
| то же в % | % | 11,02 |
| Присоединенная (фактическая) нагрузка | Гкал/час | 20,35 |
| Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла | Гкал/час | 43,4 |
| Резерв ("+")/ Дефицит("-") | Гкал/час | 20,50 |
| | % | 47,27 |
| Котельная ТЦ «Росляково Южная» | | |
| Установленная мощность | Гкал/час | 7,38 |
| Располагаемая мощность | Гкал/час | 7,38 |
| Собственные и хозяйственные нужды | Гкал/час | 0,09 |
| то же в % | % | 3,81 |
| Тепловая мощность нетто | Гкал/час | 7,29 |
| Потери в тепловых сетях | Гкал/час | 0,32 |
| то же в % | % | 13,88 |
| Присоединенная (фактическая) нагрузка | Гкал/час | 1,96 |
| Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла | Гкал/час | 6,69 |
| Резерв ("+")/ Дефицит("-") | Гкал/час | 4,41 |
| | % | 65,97 |
| Котельная «Фестивальная» | | |
| Установленная мощность | Гкал/час | 9,0 |
| Располагаемая мощность | Гкал/час | 9,0 |
| Собственные и хозяйственные нужды | Гкал/час | 0,08 |
| то же в % | % | 2,50 |
| Тепловая мощность нетто | Гкал/час | 8,9 |
| Потери в тепловых сетях | Гкал/час | 0,29 |
| то же в % | % | 10,25 |
| Присоединенная (фактическая) нагрузка | Гкал/час | 2,85 |
| Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла | Гкал/час | 5,9 |
| Резерв ("+")/ Дефицит("-") | Гкал/час | 2,77 |
| | % | 46,85 |
| МУП «МУК» | | |
| Угольная котельная | | |
| Установленная мощность | Гкал/час | 3,13 |
| Располагаемая мощность | Гкал/час | 3,13 |
| Собственные и хозяйственные нужды | Гкал/час | 0,02 |
| то же в % | % | 1,90 |
| Тепловая мощность нетто | Гкал/час | 3,11 |
| Потери в тепловых сетях | Гкал/час | 0,0 |
| то же в % | % | 0,0 |
| Присоединенная (фактическая) нагрузка | Гкал/час | 1,23 |
| Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла | Гкал/час | 1,86 |
| Резерв ("+")/ Дефицит("-") | Гкал/час | 0,63 |
| | % | 33,80 |
| Дизельная котельная | | |
| Установленная мощность | Гкал/час | 2,06 |
| Располагаемая мощность | Гкал/час | 2,06 |
| Собственные и хозяйственные нужды | Гкал/час | 0,01 |
| то же в % | % | 0,90 |
| Тепловая мощность нетто | Гкал/час | 2,05 |
| Потери в тепловых сетях | Гкал/час | 0,00 |

| Наименование источника | Ед. измерения | Значение показателя |
|---|---------------|---------------------|
| то же в % | % | 0,00 |
| Присоединенная (фактическая) нагрузка | Гкал/час | 0,87 |
| Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла | Гкал/час | 1,03 |
| Резерв ("+")/ Дефицит("-") | Гкал/час | 0,17 |
| | % | 16,15 |
| Котельная АО «Завод ТО ТБО» | | |
| Установленная мощность | Гкал/час | 54 |
| Располагаемая мощность | Гкал/час | 27 |
| Собственные и хозяйственные нужды | Гкал/час | 9 |
| то же в % | % | 36,8 |
| Тепловая мощность нетто | Гкал/час | 18 |
| Потери в тепловых сетях | Гкал/час | 0,05 |
| то же в % | % | 0,32 |
| Присоединенная (фактическая) нагрузка | Гкал/час | 15,41 |
| Резерв ("+")/ Дефицит("-") | Гкал/час | 2,54 |
| | % | 14,11 |
| Котельная АО «ММП» | | |
| Установленная мощность | Гкал/час | 14,03 |
| Располагаемая мощность | Гкал/час | 14,03 |
| Собственные и хозяйственные нужды | Гкал/час | 0,35 |
| то же в % | % | 6,91 |
| Тепловая мощность нетто | Гкал/час | 13,68 |
| Потери в тепловых сетях | Гкал/час | 0,63 |
| то же в % | % | 15,60 |
| Присоединенная (фактическая) нагрузка | Гкал/час | 4,11 |
| Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла | Гкал/час | 7,43 |
| Резерв ("+")/ Дефицит("-") | Гкал/час | 2,69 |
| | % | 36,18 |
| ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК СФ | | |
| Котельная №22 | | |
| Установленная мощность | Гкал/час | 14,30 |
| Располагаемая мощность | Гкал/час | 14,30 |
| Собственные и хозяйственные нужды | Гкал/час | 0,33 |
| то же в % | % | 9,70 |
| Тепловая мощность нетто | Гкал/час | 13,97 |
| Потери в тепловых сетях | Гкал/час | 0,42 |
| то же в % | % | 15,81 |
| Присоединенная (фактическая) нагрузка | Гкал/час | 2,64 |
| Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла | Гкал/час | 3,57 |
| Резерв ("+")/ Дефицит("-") | Гкал/час | 0,51 |
| | % | 14,40 |
| ИТОГО г. Мурманск | | |
| Установленная мощность | Гкал/час | 1746,00 |
| Располагаемая мощность | Гкал/час | 1719,00 |
| Собственные и хозяйственные нужды | Гкал/час | 132,64 |
| то же в % | % | 13,40 |
| Тепловая мощность нетто | Гкал/час | 1586,36 |
| Потери в тепловых сетях | Гкал/час | 100,86 |
| то же в % | % | 11,77 |
| Присоединенная (фактическая) нагрузка | Гкал/час | 756,16 |

В балансе тепловой мощности и тепловой нагрузки Восточной котельной учтена тепловая мощность, получаемая котельной от завода ТБО и реализуемая потребителям Восточной котельной.

Тепловая нагрузка котельной АО «Завод ТО ТБО» не включена в итоговый баланс тепловой мощности источников и подключенной тепловой нагрузки, так как тепловая энергия, вырабатываемая на заводе ТБО, передается на Восточную котельную и реализуется потребителям Восточной котельной, таким образом, данная нагрузка учтена в реестре нагрузок АО «Мурманская ТЭЦ».

Ряд источников тепловой энергии, расположенных в границах города Мурманск, имеет несколько магистральных тепловых выводов. К таким источникам относятся: Мурманская ТЭЦ, Южная котельная, Восточная котельная и котельная «Северная».

Котельная «Северная» поставляет ряду потребителей тепловую энергию в паре по разветвленной сети паропроводов, проходящих по территории производственной зоны.

1.6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии от источников тепловой энергии

В таблице 155 приведен перечень резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии. Как видно из таблицы, дефицит тепловой мощности на источниках г.Мурманска наблюдается на Мурманской ТЭЦ и составляет 27,98 Гкал/ч.

Таблица 155 – Перечень резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии

| Показатель | Размерность | Значение показателя |
|-------------------------------------|-------------|---------------------|
| Мурманская ТЭЦ | | |
| Резерв("+")/ Дефицит("-") | Гкал/час | -27,98 |
| | % | -16,80 |
| Южная котельная | | |
| Резерв("+")/ Дефицит("-") | Гкал/час | 91,62 |
| | % | 27,95 |
| Восточная котельная | | |
| Резерв("+")/ Дефицит("-") | Гкал/час | 126,98 |
| | % | 50,39 |
| Котельная «Северная» | | |
| Резерв("+")/ Дефицит("-") | Гкал/час | 162,39 |
| | % | 50,14 |
| Котельная «Абрам-Мыс» | | |
| Резерв("+")/ Дефицит("-") | Гкал/час | 5,09 |
| | % | 57,91 |
| Котельная «Роста» | | |
| Резерв("+")/ Дефицит("-") | Гкал/час | 7,96 |
| | % | 22,51 |
| Котельная ТЦ «Росляково - 1» | | |
| Резерв("+")/ Дефицит("-") | Гкал/час | 20,50 |
| | % | 47,27 |

| Показатель | Размерность | Значение показателя |
|---------------------------------------|-------------|---------------------|
| Котельная ТЦ «Росляково Южное» | | |
| Резерв("+")/ Дефицит("-") | Гкал/час | 4,41 |
| | % | 65,97 |
| Котельная «Фестивальная» | | |
| Резерв("+")/ Дефицит("-") | Гкал/час | 2,77 |
| | % | 46,85 |
| Угольная котельная МУП «МУК» | | |
| Резерв("+")/ Дефицит("-") | Гкал/час | 0,63 |
| | % | 33,80 |
| Дизельная котельная МУП «МУК» | | |
| Резерв("+")/ Дефицит("-") | Гкал/час | 0,17 |
| | % | 16,15 |
| Котельная АО «Завод ТО ТБО» | | |
| Резерв("+")/ Дефицит("-") | Гкал/час | 2,54 |
| | % | 14,11 |
| Котельная АО «ММП» | | |
| Резерв("+")/ Дефицит("-") | Гкал/час | 2,69 |
| | % | 36,18 |
| Котельная №22 | | |
| Резерв("+")/ Дефицит("-") | Гкал/час | 0,51 |
| | % | 14,40 |

Большинство источников имеет значительный резерв установленной мощности, что связано с замедленными темпами развития города, начиная с 1990 года и отказом промышленных потребителей от технологического пара.

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

Передача тепловой энергии потребителям от источников тепловой энергии осуществляется по тепловым сетям посредством сетевых насосов, установленных как на источниках теплоснабжения, так и в отдельно стоящих насосных станциях. Насосные станции установлены как на подающих, так и на обратных трубопроводах.

Параметры работы головных участков тепловых сетей от источников теплоснабжения АО «Мурманская ТЭЦ» в зимний период приведены в таблице 156.

Таблица 156 – Параметры работы головных участков источников АО «Мурманская ТЭЦ»

| Источник | Зимний режим | | Летний режим | |
|---------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| | P ₁ , кгс/см ² | P ₂ , кгс/см ² | P ₁ , кгс/см ² | P ₂ , кгс/см ² |
| Мурманская ТЭЦ | 10,5 | 4,0 | 9,5 | 4,0 |
| Южная котельная | 11,5 | 6,0 | 10,0 | 7,0 |
| Восточная котельная | 12,0 | 6,0 | 10,0 | 6,5 |

Располагаемый напор на Мурманской ТЭЦ и Восточной котельной составляет 60-65 м в. ст., на Южной котельной – 45 м. в. ст.

Располагаемый напор в ряде участков тепловых сетей увеличивается посредством работы насосных станций. Давление теплоносителя до и после насосной станции приведены в таблице 157.

Таблица 157 – Давление теплоносителя до и после насосных станций

| Наименование насосной станции | Параметры до станции, кг/см ² | | Параметры после станции, кг/см ² | |
|-------------------------------|--|----------------|---|----------------|
| | P ₁ | P ₂ | P ₁ | P ₂ |
| НС №9 | 5,8 | 4,2 | 7,4 | 6,4 |
| НС №9 (на ул. Орликова) | | | 6,8 | 5,8 |
| НС №1 (на Кольский пр.) | 5,2 | 4,2 | 7,1 | 5,6 |
| НС №1 (на Больничный городок) | | | 7,2 | 4,4 |
| НС №7 (на кв.66) | 8,6 | 7,4 | 4 | 2 |
| НС №7 (на кв. 402) | | | 5,9 | 4,8 |
| НС №4 | 7,5 | 5,0 | 9,8 | 5,5 |
| НС №6 | 7,0 | 3,1 | 7,0 | 5,8 |
| НС №8 | 4,8 | 2,1 | 6,5 | 5,5 |
| НС №2 | 7,2 | 6,7 | 8,0 | 6,8 |
| НС №3 | 6,4 | 4,8 | 8 | 6,8 |

Насосные станции №9, №1, №4, №8, №2 и №3 создают необходимый располагаемый напор у потребителей, НС №7 на обратном трубопроводе понижает давление до себя, из-за сложного рельефа местности.

Гидравлический режим работы тепловых сетей головных участков источников теплоснабжения АО «МЭС» приведен в таблице 158.

Таблица 158 – Гидравлический режим работы головных участков тепловых сетей АО «МЭС»

| Источник | P ₁ , кгс/см ² | P ₂ , кгс/см ² |
|--------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| Котельная «Северная», в т.ч. | 9,8 | 2,8 |
| Головной участок | 9,8 | 2,8 |
| Луч 1 (Промзона) | 9,8 | 2,8 |
| Луч 2 (Промзона) | 9,8 | 2,8 |
| Котельная «Роста» | 8 | 6 |
| Котельная «Абрам-Мыс» | 6 | 4,5 |
| Котельная ТЦ «Росляково -1» | 7,0 | 5,0 |
| Котельная ТЦ «Росляково Южное» | 5,0 | 3,0 |

Располагаемый напор на котельной «Северная» составляет 70 м в. ст, на котельной «Роста» – 20 м. в. ст, на котельной «Абрам-Мыс» – 15 м. в. ст.

Гидравлический режим работы тепловых сетей котельных МУП «МУК» представлен в таблице 159.

Таблица 159 – Гидравлический режим работы головных участков тепловых сетей котельных МУП «МУК»

| Источник | P ₁ , кгс/см ² | P ₂ , кгс/см ² |
|---------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| Угольная котельная | 4,5 | 2,3 |
| Дизельная котельная | 6 | 3 |

Располагаемый напор на угольной котельной составляет 22 м в. ст, на дизельной котельной – 30 м в. ст.

Пар по паропроводу от котельной АО «Завод ТО ТБО до Восточной котельной передается под давлением 11 кгс/см², расход пара составляет 25,5 т/ч. На завод ТО ТБО осуществляется 100% возврат конденсата, давление конденсата в конденсатопроводе на входе в завод ТО ТБО составляет 5,8 кгс/см².

Давление в подающем трубопроводе головного участка тепловых сетей котельной АО «ММТП» составляет 5,8 кгс/см², в обратном – 4,2 кгс/см². Располагаемый напор составляет 16 м в. ст.

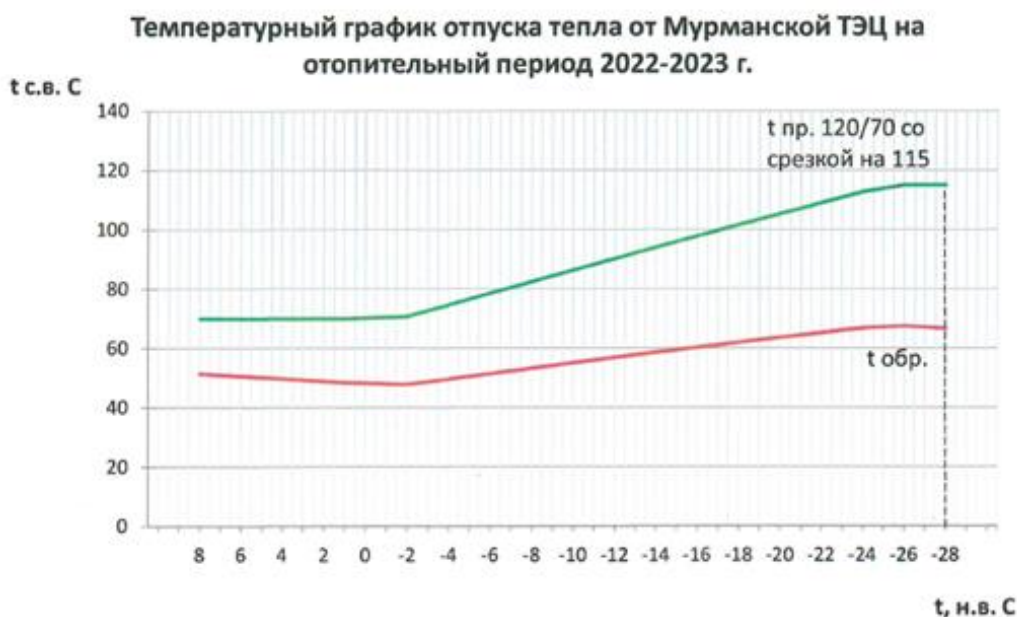
Пар от котельной № 22 до бойлерной подается по паропроводу под давлением 14 кгс/см², возврат конденсата отсутствует.

Пьезометрические графики представлены в Приложении 5 Главы 3 «Электронная модель системы теплоснабжения городского округа».

1.6.4. Описание причины возникновения дефицита тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения

В границах города Мурманска расположен один источник с дефицитом тепловой мощности - Мурманская ТЭЦ. Наличие дефицита тепловой мощности на Мурманской ТЭЦ подтверждается верхней срезкой температурного графика отпуска тепловой энергии потребителям.

Температурный график работы Мурманской ТЭЦ приведен на рисунке 54.



Температурный график отпуска тепловой энергии от Мурманской ТЭЦ качественного регулирования, 120-70 °С, со срезкой по подающей 115 °С разработан с учетом ограниченной мощности источника при температурах наружного воздуха ниже -26 °С.

Рисунок 54 – Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии Мурманской ТЭЦ

При температуре наружного воздуха ниже минус 26°С может наблюдаться понижение температуры теплоносителя в подающем трубопроводе, что характерно для источников с отсутствием резерва тепловой мощности. Наличие дефицита тепловой мощности на источниках тепловой энергии приводит к снижению качества теплоснабжения потребителей и отклонению температуры воздуха внутри помещений от нормативной температуры.

1.6.5. 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, за исключением Мурманской ТЭЦ, имеют резерв тепловой мощности, сведения по которым представлены в п. 1.6.1

К зоне действия Мурманской ТЭЦ прилегают зоны действия следующих источников тепловой энергии: Восточная котельная и Южная котельная. Тепловые

сети Мурманской ТЭЦ соединены с тепловыми сетями Южной и Восточной котельных.

Дефицит тепловой мощности нетто Мурманской ТЭЦ может быть полностью ликвидирован за счет расширения зон действия Восточной и Южной котельных и изменения гидравлического режима работы их тепловых сетей.

1.7. Балансы теплоносителя

1.7.1. 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

1.7.1.1. АО «Мурманская ТЭЦ»

Мурманская ТЭЦ

На ТЭЦ для восполнения потерь теплоносителя используют химически подготовленную воду. В процессе водоподготовки применяется один из основных процессов для удаления из воды примесей – двухступенчатое Na - катионирование. Установка имеет производительность – 100 т/час. Для предупреждения коррозии металла конденсатно-питательного тракта котлов путем повышения значения рН питательной воды в соответствии с требованиями правил технической эксплуатации предусмотрена аммиачная обработка питательной воды. Исходная вода с жесткостью 300-400 мкг-экв/дм³ умягчается до величины жесткости 5 мкг-экв/дм³ и содержания кислорода 20 мкг/дм³ и используется в качестве добавочной для компенсации потерь оборотной воды на унос, испарение и безвозвратное потребление на технологические нужды, включая подпитку теплосети.

Характеристики оборудования ХВО приведены в таблице 160.

Таблица 160 – Характеристики оборудования ХВО на Мурманской ТЭЦ

| Наименование оборудования | Технические характеристики |
|---|--|
| Na-катионитовые фильтры ФИПа 1 ступени №1,2,3 | диаметр фильтра - 1,5м высота фильтра - 3,0 м рабочее давление - бкг/см |
| Na-катионитовые фильтры ФИПа 2 ступени (№ 5,6,7,8,9) | диаметр фильтра - 1,5м высота фильтра - 3,0 м рабочее давление - бкг/см ² |
| Подогреватель водяной ППВ | рабочее давление в трубах и межтрубном пространстве - 7 кгС/см ² емкость в корпусе (пар) - 195 л емкость в трубчатой части (вода) - 205 л температура греющего пара - 180 ⁰ С |
| Насосы для подачи сырой воды на фильтры 1 ступени БК 8/18 (2 шт.) | производительность - 150 м ³ /час |
| Бак для расходного раствора соли | объем - 1 м ³ |
| Насосы для подачи солевого раствора в солевой бак из ячеек соли 1,5Х-6Д-1-41(2 шт.) | производительность - 6 м ³ /час |
| Ячейки мокрого хранения соли (2 шт.) | объем - 2 м ³ |
| Бак концентрированного раствора аммиака | объем - 0,1 м ³ |
| Бак расходного раствора аммиака | объем - 3 м ³ |
| Насосы – дозаторы раствора аммиака НД 1,0 10/100 (3 шт.) | производительность - 10 л/час |

Южная котельная

Схема водоподготовки на котельной – одноступенчатое Na – катионирование, производительность – 100 т/час. Исходная вода с жесткостью 300-400 мкг-экв/дм³ умягчается до величины жесткости 15 мкг-экв/дм³ и содержания кислорода 30 мкг/дм³. Технические характеристики установки ХВО представлены в таблице 161.

Таблица 161 – Характеристики оборудования ХВО на Южной котельной

| Наименование оборудования | Технические характеристики |
|--|---|
| Na-катионитовые фильтры №1,2,3,4,5 | диаметр фильтра - 1,5м высота фильтра - 3,0 м рабочее давление - 6кг/см производительность - 25 т/час |
| Насосы для подачи сырой воды на фильтры 1 ступени БК 8/18 (2 шт.) | производительность - 150 м ³ /час |
| Бак для расходного раствора соли | объем - 1 м ³ |
| Насосы для подачи солевого раствора в солевой бак из ячеек соли №1 Х-65-60-160 №2 ХМ 8/40 ТЛ | производительность - 6 м ³ /час производительность - 25 м ³ /час производительность - 8 м ³ /час |
| Ячейка мокрого хранения соли | объем - 2 м ³ |
| Бак концентрированного раствора аммиака | объем - 1 м ³ |
| Бак расходного раствора аммиака | объем - 5 м ³ |
| Насосы – дозаторы раствора аммиака НД 1,0 10/100 (2 шт.) | производительность - 10 л/час. |

Восточная котельная

Схема водоподготовки на котельной – одноступенчатое Na – катионирование, производительность – 50 т/час. Исходная вода с жесткостью 300-400 мкг-экв/дм³ умягчается до величины жесткости 15 мкг-экв/дм³ и содержания кислорода 30 мкг/дм³. Технические характеристики установки ХВО представлены в таблице 162.

Таблица 162 – Характеристики оборудования ХВО на Восточной котельной

| Наименование оборудования | Технические характеристики |
|---|--|
| Na-катионитовый фильтр №1 | диаметр фильтра - 1,5м высота фильтра - 2,0 м рабочее давление - 6кг/см производительность - 20 т/час |
| Na-катионитовые фильтры №2,3,4,5 | диаметр фильтра - 1,5м высота фильтра - 3,0 м рабочее давление - 6кг/см производительность - 25 т/час |
| Бак для расходного раствора соли | объем - 1 м ³ |
| Насосы для подачи солевого раствора в солевой бак из ячеек соли (2 шт.) Х-65-60-160 | производительность - 25 м ³ /час |
| Ячейка мокрого хранения соли | объем – 0,5 м ³ |
| Бак концентрированного раствора аммиака | объем – 0,1 м ³ |
| Баки расходного раствора аммиака (2 шт.) | объем - 5 м ³ |
| Насосы – дозаторы раствора аммиака НД 1,0 10/100 (2 шт.) | производительность - 10 л/час |

1.7.1.2. АО «МЭС»

Котельная «Северная»

На котельной для восполнения потерь теплоносителя используют химически обессоленную воду. В процессе водоподготовки применяется двухступенчатое Na - катионирование. Технические характеристики установки ХВО представлены в таблице 163.

Таблица 163 – Технические характеристики установки ХВО на котельной «Северная»

| Наименование оборудования | Технические характеристики |
|---|--|
| Na-катионитовые фильтры 1 ступени №1,2,3 тип ФИПа-3,0-0,6 Na – 150 т/ч | диаметр фильтра - 3,0 м высота фильтра - 4,46 м объем – 92м ³ |
| Na-катионитовые фильтры 2 ступени №1,2 тип ФИПа-1,5-0,6 Na - 92 т/ч | диаметр фильтра - 1,5м высота фильтра - 2,0 м объем – 92м ³ |
| Na-катионитовые фильтры 2 ступени №3,4,5,6,7 тип ФИПа-1,5-0,6 Na - 92 т/ч | диаметр фильтра - 1,5м высота фильтра - 3,25 м объем – 92м ³ |
| Баки солерастворители (2шт.) | объем - 3 м ³ объем - 8 м ³ |
| Насосы для подачи соли (2 шт.) Х-8/11-Д | - |
| Ванна мокрого хранения соли | объем – 60 м ³ |

В работе всегда находится НКФ (I и II ступеней) в количестве 1 штуки; в пиковые нагрузки, связанные с работой котельной, требуется пуск второго НКФ (II ступени).

Котельная «Роста»

На котельной для восполнения потерь теплоносителя используют химически обессоленную воду. В процессе водоподготовки применяется двухступенчатое Na - катионирование. Производительность фильтров 1 и 2 ступени по 92 т/час. Технические характеристики установки ХВО представлены в таблице 164.

Таблица 164 – Технические характеристики установки ХВО на котельной «Роста»

| Наименование оборудования | Технические характеристики |
|--|---|
| Na-катионитовый фильтр 1 ступени №6 | диаметр фильтра - 2,0м высота фильтра - 2,4 м объем – 92м ³ |
| Na-катионитовый фильтр 1 ступени №7,8,9 | диаметр фильтра – 1,5м высота фильтра - 2,8 м объем – 92м ³ |
| Na-катионитовые фильтры 2 ступени №1,2,3,4 | диаметр фильтра - 1,65м высота фильтра - 2,8 м объем – 92м ³ |
| Na-катионитовые фильтры 2 ступени №5 | диаметр фильтра - 1,5м высота фильтра - 2,8 м объем – 92м ³ |
| Баки солерастворители (2 шт.) | объем - 3 м ³ объем - 8 м ³ |

| Наименование оборудования | Технические характеристики |
|---|----------------------------|
| Насосы для подачи соли (2 шт.) X-8/11-Д | - |
| Ванна мокрого хранения соли | объем – 60 м ³ |

Котельная «Абрам-Мыс»

На котельной для восполнения потерь теплоносителя используют химически обессоленную воду. В процессе водоподготовки применяется двухступенчатое Na - катионирование. Технические характеристики установки ХВО представлены в таблице 165.

Таблица 165 – Технические характеристики установки ХВО на котельной «Абрам-Мыс»

| Наименование оборудования | Технические характеристики |
|---|--|
| Ф-1,2 / Na-2-1000 фильтр химводоочистки 1 ступени | диаметр фильтра – 1,0 м высота фильтра - 2,4 м объем – 92м ³ производительность 20 м ³ /час |
| Ф-3 / Na-2-1500 фильтр химводоочистки 2 ступени | диаметр фильтра – 1,5 м высота фильтра - 2,4 м объем – 92м ³ производительность 40 м ³ /час |
| Бак солерастворитель | объем - 3 м ³ |
| Общая жёсткость исходной воды: 0,196-0,371 Общая жёсткость умягченной воды: < 0.015 (0.004) Содержание растворённого кислорода деаэрированной воды < 30 (8-15) Расход общий 97 т/час (зима), 17т/час (лето). Подпитка (средняя): 0,25 т/час (зима). 0,1 т/час (лето). | |

Котельная ТЦ «Росляково – 1»

На котельной для восполнения потерь теплоносителя используют химически обессоленную воду. В процессе водоподготовки применяется двухступенчатое Na - катионирование. Технические характеристики установки ХВО представлены в таблице 166.

Таблица 166 – Технические характеристики установки ХВО на котельной ТЦ «Росляково-1»

| Наименование оборудования | Технические характеристики |
|---------------------------------------|---|
| Na-катионитовые фильтры Д-1500 №1,2,3 | диаметр фильтра – 1,5м высота фильтра - 2,2 м объем – 3,9м ³ производительность 30÷50 м ³ /час |

На котельной ТЦ «Росляково Южное» ХВО отсутствует.

Котельная «Фестивальная»

Подготовка воды на котельной осуществляется посредством ВПУ, состоящей из дозирующего мембранного насоса Compact DPT 200. Насос дозирует ингибитор коррозии RUTROL 3550, который предотвращает формирование накипи на внутренних поверхностях труб водогрейных котлов, препятствует коррозии. Производительность установки составляет 1 м³/час, объём впрыска – 0,52 мл.

1.7.1.3. МУП «МУК»

Установка ХВО предусмотрена на обеих котельных. На угольной котельной МУП «МУК» также установлен бак взрыхления.

1.7.1.4. АО «ММТП»

На котельной для восполнения потерь теплоносителя используют химически обессоленную воду. В процессе водоподготовки применяется Na - катионирование.

Установлено 3 фильтра типа ФИПа I-0,7-0,6. Один фильтр находится постоянно в работе, другой фильтр - на промывке, третий - в резерве. Используется фильтрующий материал КУ-101. Исходная вода обладает общей жесткостью 0,35 мкг-экв/кг. Умягченная вода по данному показателю достигает значений менее 0,015 мкг-экв/кг.

1.7.1.5. ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ

На котельной №22 предусмотрена установка ХВО использующая в качестве ионита сульфуголь. Технические характеристики установки ХВО представлены в таблице 167.

Таблица 167 – Технические характеристики установки ХВО на котельной №22 ЖКС №1 (филиала) ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ

| Наименование оборудования | Технические характеристики |
|---|---|
| Na-катионитовые фильтры ФИПа 1 - 1,5-0,6-Na | диаметр фильтра - 1,5м высота фильтра - 2,0 м объем – 3,54 м ² |
| Na-катионитовые фильтры ФИПа 1 - 1,5-0,6-Na | диаметр фильтра - 1,5м высота фильтра - 2,0 м объем – 3,54 м ² |

| Наименование оборудования | Технические характеристики |
|--|--|
| Na-катионитовые фильтры ФИПа 11 – 1,0-0,6-Na | диаметр фильтра - 1,0м высота фильтра - 2,0 м объем – 1,6 м ² |
| Na-катионитовые фильтры ФИПа 11 - 1,5-0,6-Na | диаметр фильтра - 1,0м высота фильтра - 2,0 м объем – 1,6 м ² |
| Бак солерастворитель | объем - 1 м ³ |

1.7.1.6. АО «Завод ТО ТБО»

На котельной АО «Завод ТО ТБО» предусмотрена установка ХВО использующая в качестве ионита сульфуголь.

Производительность водоподготовительных установок источников тепловой энергии в г. Мурманск приведена в таблице 168.

Таблица 168 – Производительность водоподготовительных установок источников тепловой энергии в г. Мурманск

| Тип и наименование источника | Производительность ВПУ, т/ч |
|--------------------------------|-----------------------------|
| Мурманская ТЭЦ | 200 |
| Южная котельная | 275 |
| Восточная котельная | 100 |
| АО «Завод ТО ТБО» | 50 |
| Котельная «Северная» | 92 |
| Котельная «Роста» | 92 |
| Котельная «Абрам-Мыс» | 25 |
| Угольная котельная МУП «МУК» | 3 |
| Дизельная котельная МУП «МУК» | 1,1 |
| Котельная АО «ММТП» | 40 |
| Котельная ТЦ «Росляково-1» | 40 |
| Котельная ТЦ «Росляково Южное» | - |
| Котельная «Фестивальная» | 1 |
| Котельная №22 | 2 |

Балансы производительности водоподготовительных установок составляются в соответствии с требованиями действующих нормативных документов, чьи требования распространяются на проектирование, строительство и эксплуатацию объектов систем теплоснабжения:

- СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003»;
- РД 34.20.501-95 "Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации" (15-е издание);
- Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок (утв. приказом Минэнерго РФ от 24 марта 2003 г. № 115);

– Порядок определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя (утв. Приказом Минэнерго РФ от 30 декабря 2008 г. № 325).

Согласно Порядку определения нормативов технологических потерь, при передаче тепловой энергии, теплоносителя, утвержденному Приказом Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. № 325, для систем теплоснабжения нормируются технологические затраты и технологические потери теплоносителя.

К нормируемым технологическим затратам теплоносителя относятся:

- затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов и при подключении новых участков тепловых сетей;
- технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования теплового и гидравлического режима, а также защиты оборудования;
- технически обоснованные затраты теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания тепловых сетей и другие регламентные работы.

К нормируемым технологическим потерям теплоносителя относятся технически неизбежные в процессе передачи и распределения тепловой энергии потери теплоносителя с его утечкой через неплотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей в пределах, установленных правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей.

Расход подпиточной воды в рабочем режиме должен компенсировать технологические потери и затраты сетевой воды в системе теплоснабжения.

Среднегодовая утечка теплоносителя ($\text{м}^3/\text{ч}$) из водяных тепловых сетей должна быть не более 0,25 % среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения. Сезонная норма утечки теплоносителя устанавливается в пределах среднегодового значения.

Для компенсации этих расчетных технологических затрат сетевой воды, необходима дополнительная производительность водоподготовительной установки и соответствующего оборудования, которая зависит от интенсивности заполнения трубопроводов. Во избежание гидравлических ударов и лучшего удаления воздуха из трубопроводов максимальный часовой расход воды (G_M) при заполнении трубопроводов тепловой сети с условным диаметром (D_y) не должен превышать значений, приведенных в Таблице 3 П.6.16 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003», либо ниже при условии такого

согласования. При этом скорость заполнения тепловой сети должна быть увязана с производительностью источника подпитки и может быть ниже указанных расходов.

В результате для закрытых систем теплоснабжения максимальный часовой расход подпиточной воды (G_3 , м³/ч) составляет:

$$G_3 = 0,0025 V_{ТС} + G_M,$$

где G_M – расход воды на заполнение наибольшего по диаметру секционированного участка тепловой сети, принимаемый по таблице 3 П. 6.16 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003».

$V_{ТС}$ – объем воды в системах теплоснабжения, м³.

Для открытых систем теплоснабжения максимальный часовой расход подпиточной воды (G_3 , м³/ч) составляет:

$$G_3 = 0,0025 V_{ТС} + G_{ГВМ},$$

где $G_{ГВМ}$ – максимальный расход воды на горячее водоснабжение, м³.

Расчетная производительность водоподготовительных установок теплоисточников г. Мурманск приведена в таблице 169.

Таблица 169 – Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети

| Наименование величины | Ед. измерения | Мурманская ТЭЦ | Южная котельная | Восточная котельная | Котельная «Северная» | Котельная «Роста» | Котельная «Абрам-Мыс» | Котельная «Фестивальная» | Угольная МУП котельная МУП «МУК» | Дизельная МУП котельная МУП «МУК» | Котельная АО «ММТП» | Котельная АО «Завод ТО ТБО» | Котельная ТЦ «Росляково -1» | Котельная ТЦ «Росляково Южное» | Котельная №22 |
|--|---------------------|----------------|-----------------|---------------------|----------------------|-------------------|-----------------------|--------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|---------------------|-----------------------------|-----------------------------|--------------------------------|---------------|
| Располагаемая производительность ВПУ | м ³ /ч | 100 | 125 | 100 | 242 | 92 | 25 | 1 | 3 | 1,1 | 40 | - | 40 | - | 2 |
| Потери располагаемой производительности | % | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10 | 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Количество баков-аккумуляторов теплоносителя | ед. | 0 | 0 | 0 | 6 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Емкость баков аккумуляторов | тыс. м ³ | 0 | 0 | 0 | 6 | 0 | 0 | 0 | 0,025 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.: | м ³ /ч | 47,0 | 46,0 | 37,0 | 230,47 | 0,88 | 0,04 | 0,07 | 0,05 | 0,04 | 0,16 | 0,0005* | 0,63 | 0,06 | 0,004 |
| Нормативные утечки теплоносителя | м ³ /ч | 47,0 | 46,0 | 37,0 | 5,13 | 0,88 | 0,04 | 0,07 | 0,05 | 0,04 | 0,16 | 0,0005* | 0,63 | 0,06 | 0,004 |
| Сверхнормативные утечки теплоносителя | м ³ /ч | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения) | м ³ /ч | 0 | 0 | 0 | 225,34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме | м ³ /ч | 47,0 | 46,0 | 37,0 | 230,47 | 0,88 | 0,04 | 0,07 | 0,05 | 0,04 | 0,16 | 0,0005* | 0,63 | 0,06 | 0,004 |
| Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка | м ³ /ч | 87,66 | 188,1 | 108,02 | 457,77 | 34,8 | 3,52 | 2,64 | 0,8 | 0,64 | 9,76 | - | 5,04 | 0,77 | 0,64 |
| Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ | м ³ /ч | 53,0 | 79,0 | 63,0 | 11,5 | 91,12 | 24,96 | 0,93 | 2,95 | 1,06 | 39,84 | - | 39,37 | - | 1,9 |
| Доля резерва | % | 53,0 | 63,2 | 63,0 | 4,8 | 99,04 | 98,8 | 93,36 | 98,4 | 96,6 | 99,6 | - | 98,42 | - | 99,8 |

* Примечание – утечки в паропроводе и конденсатопроводе АО «Завод ТО ТБО» восполняются за счет мощности водоподготовительной установки Восточной котельной.

Все источники тепловой энергии имеют резерв производительности ВПУ, необходимый для возможности восполнения технологических потерь теплоносителя, включающих количество воды на наполнение трубопроводов и систем теплопотребления при их плановом ремонте и подключении новых участков сети и потребителей, промывку, дезинфекцию, проведение регламентных испытаний трубопроводов и оборудования тепловых сетей.

1.7.2. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения

Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ и Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе энергосистем, электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей (РД 34.20.801-2000, утв. Минэнерго РФ) в качестве аварии тепловой сети рассматривают лишь повреждение магистрального трубопровода, которое приводит к перерыву теплоснабжения на срок не менее 36 ч. Таким образом, к аварии приводит существенное повреждение магистрального трубопровода, при котором утечка теплоносителя является фактически не компенсируемой. При такой аварийной утечке требуется неотложное отключение поврежденного участка.

Нормируя аварийную подпитку, составители СНиП имели в виду инцидентную подпитку, которая полностью или в значительной степени компенсирует инцидентную утечку воды при повреждении элементов тепловой сети.

Согласно требованию 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, если другое не предусмотрено проектными либо 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.

Максимальный расход аварийной подпитки систем теплоснабжения г. Мурманск в таблице 170.

Таблица 170 – Максимальный расход аварийной подпитки систем теплоснабжения г. Мурманск

| Наименование источника системы теплоснабжения | Максимальный расход дополнительной аварийной подпитки, м³/ч |
|--|---|
| Мурманская ТЭЦ | 87,66 |
| Южная котельная | 188,1 |
| Восточная котельная | 108,2 |
| Котельная «Северная» | 457,77 |
| Котельная «Роста» | 34,8 |
| Котельная «Абрам-Мыс» | 3,52 |
| Котельная «Фестивальная» | 2,64 |
| Угольная котельная МУП «МУК» | 0,8 |
| Дизельная котельная МУП «МУК» | 0,64 |
| Котельная АО «ММТП» | 9,76 |
| Котельная ТЦ «Росляково -1» | 5,04 |
| Котельная ТЦ «Росляково Южное» | 0,77 |
| Котельная №22 | 0,64 |

1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

1.8.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника теплоснабжения

На территории города Мурманска функционирует 14 источников тепловой энергии:

- Мурманская ТЭЦ;
- Восточная котельная;
- Южная котельная;
- АО «Завод ТО ТБО»;
- Котельная «Северная»;
- Котельная «Роста»;
- Котельная «Абрам-Мыс»;
- Котельная ТЦ «Росляково - 1»;
- Котельная ТЦ «Росляково Южное»;
- Котельная «Фестивальная»;
- Угольная котельная МУП «МУК»;
- Дизельная котельная МУП «МУК»;
- Котельная АО «ММТП»;
- Котельная №22.

1.8.1.1. Виды и количество используемого основного топлива на Мурманской ТЭЦ

Основным и резервным топливом на АО «Мурманская ТЭЦ» является мазут топочный 100, малозольный в соответствии ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия».

Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на Мурманскую ТЭЦ за период с 2018 по 2022 гг., представлена в таблице 171.

Таблица 171 – Низшая теплотворная способность топлива

| Год | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|--|-------|-------|-------|------|------|
| Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг | 9 568 | 9 510 | 9 600 | 9641 | 9616 |

Топливо-энергетические балансы Мурманской ТЭЦ за 2018 - 2022 гг. представлены в таблице 172. Расход условного топлива на Мурманской ТЭЦ графически в виде диаграммы представлен на рисунке 55.

Таблица 172 – Топливо-энергетические балансы Мурманской ТЭЦ

| Наименование показателя | Ед. изм. | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|-----------------------------------|----------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Расход топлива | | | | | | |
| условное топливо | т у.т. | 122 092 | 126 001 | 120 369 | 129 016 | 119 964 |
| натуральное (сухое) топливо | т | 89 315 | 92 743 | 87 769 | 93 670 | 87 331 |
| Производство тепловой энергии | Гкал | 765 378 | 781 948 | 746 396 | 798 681 | 749 738 |
| Собственные и хозяйственные нужды | Гкал | 93 976 | 89 924 | 85 079 | 89 775 | 87 627 |
| Отпуск тепловой энергии в сеть | Гкал | 671 402 | 692 024 | 661 317 | 708 906 | 662 111 |



Рисунок 55 – Расход условного топлива на Мурманской ТЭЦ

1.8.1.2. Виды и количество используемого основного топлива Восточной котельной

Основным топливом на Восточной котельной является мазут топочный 100, малозольный в соответствии ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия». Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на Восточную котельную за период с 2018 по 2022 гг., представлена в таблице 173.

Таблица 173 – Низшая теплотворная способность топлива

| Год | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|--|-------|-------|-------|-------|------|
| Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг | 9 598 | 9 521 | 9 712 | 9 620 | 8933 |

Топливо-энергетические балансы Восточной котельной за 2018 - 2022 гг. представлены в таблице 174. Расход условного топлива Восточной котельной графически в виде диаграммы представлен на рисунке 56.

Таблица 174 – Топливо-энергетические балансы Восточной котельной

| Наименование показателя | Ед. изм. | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|---|----------|---------|---------|---------|--------|--------|
| Расход топлива: | | | | | | |
| условного (мазут) | т.у.т. | 74 386 | 78 645 | 77 551 | 86105 | 78431 |
| натурального (сухое) | т | 54 250 | 57 821 | 55 894 | 62654 | 58028 |
| Производство тепловой энергии | Гкал | 470 353 | 490 939 | 489 184 | 547946 | 496387 |
| Собственные и хозяйственные нужды | Гкал | 47 480 | 51 835 | 46 962 | 48977 | 48381 |
| Отпуск тепловой энергии с коллекторов (от сжигания топлива) | Гкал | 432 758 | 459 113 | 442 222 | 498969 | 448006 |
| от использования т.эн. АО "Завод ТО ТБО" | Гкал | 75 552 | 54 417 | 57 195 | 42291 | 47200 |
| Отпуск тепловой энергии в сеть | Гкал | 506 875 | 512 054 | 499 417 | 541260 | 495206 |



Рисунок 56 – Расход условного топлива на Восточной котельной

1.8.1.3. Виды и количество используемого основного топлива Южной котельной

Основным топливом на Южной котельной является мазут топочный 100, малозольный в соответствии ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия». Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на Южную котельную за период с 2018 по 2022 гг., представлена в таблице 175.

Таблица 175 – Низшая теплотворная способность топлива

| Год | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|--|-------|-------|-------|-------|------|
| Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг | 9 569 | 9 611 | 9 384 | 9 628 | 9134 |

Топливо-энергетические балансы Южной котельной за 2018 - 2022 гг. представлены в таблице 176. Расход условного топлива Южной котельной графически в виде диаграммы представлен на рисунке 57.

Таблица 176 – Топливо-энергетические балансы Южной котельной

| Наименование показателя | Ед. изм. | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|-----------------------------------|----------|---------|---------|---------|---------|-----------|
| Расход топлива | | | | | | |
| условного | т.у.т. | 149 166 | 154 750 | 143 559 | 157 963 | 142218 |
| натурального (мазут) | т | 109 112 | 112 703 | 107 087 | 114 839 | 105 064,9 |
| Производство тепловой энергии | Гкал | 947 627 | 984 017 | 910 190 | 978 658 | 901 928 |
| Собственные и хозяйственные нужды | Гкал | 67 965 | 71 841 | 65 425 | 68 364 | 65 042 |
| Отпуск тепловой энергии в сеть | Гкал | 877 785 | 910 176 | 844 765 | 910 294 | 836 886 |



Рисунок 57 – Расход условного топлива на Южной котельной

1.8.1.4. Виды и количество используемого основного топлива завода ТО ТБО

Мусоросжигательный завод предназначен для сжигания несортированных твердых бытовых отходов (ТБО). Дополнительным топливом для стабилизации горения и растопки котлов служит топочный мазут марки М-100.

Калорийность ТБО колеблется от 1300 ккал/кг до 1400 ккал/кг, в среднем калорийность составляет 1350 ккал/кг. Низшая теплота сгорания топочного мазута М-100 составляет 9514 ккал/кг.

Топливо-энергетические балансы котельной АО «Завод ТО ТБО» за 2017 – 2021 гг. представлены в таблице 177. Расход условного топлива на котельной АО «Завод ТО ТБО» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 58.

Таблица 177 – Топливо-энергетические балансы котельной АО «Завод ТО ТБО»

| Наименование показателя | Ед. изм. | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|--------------------------------|----------|----------|----------|----------|---------|---------|
| Расход топлива | | | | | | |
| Твердого (ТБО) | | | | | | |
| твердого топлива | т | 65 236 | 74 909 | 65 018 | 52938 | 59083 |
| условного | т.у.т | 13 047,2 | 14 981,8 | 13 003,6 | 9477,4 | 10577,5 |
| Жидкого (мазут) | | | | | | |
| жидкого | т | 340,8 | 390 | 216,3 | 390 | 390 |
| условного | т.у.т | 463 | 530 | 294 | 530 | 530 |
| Производство тепловой энергии | Гкал | 130 798 | 113 495 | 77 639 | 114 770 | 128 092 |
| Отпуск тепловой энергии в сеть | Гкал | 84 002 | 72 950 | 58 519 | 42291 | 47200 |



Рисунок 58 – Расход условного топлива на котельной АО «Завод ТО ТБО»

1.8.1.5. Виды и количество используемого основного топлива котельной «Северная»

На котельной «Северная» в качестве основного топлива используется топочный мазут марки М-100. Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на котельную за период с 2018 по 2022 гг., представлена в таблице 178.

Таблица 178 – Низшая теплотворная способность топлива

| Год | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|--|-------|-------|-------|--------|--------|
| Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг | 9 461 | 9 509 | 9 508 | 9500,4 | 9542,8 |

Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Топливо-энергетические балансы котельной «Северная» за 2018 - 2022 гг. представлены в таблице 179. Расход условного топлива на котельной «Северная» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 59.

Таблица 179 – Топливо-энергетические балансы котельной «Северная»

| Наименование показателя | Ед. изм. | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|--------------------------------|----------|-----------|------------|-----------|---------|---------|
| Расход топлива | | | | | | |
| условного | т.у.т. | 98 976,16 | 102 816,58 | 95 432,24 | 103 792 | 99 789 |
| натурального (мазут) | т | 73 226,79 | 75 691 | 70 262,25 | 76 474 | 73 198 |
| Производство тепловой энергии | Гкал | 599 068 | 639 015 | 587 956 | 635 714 | 608 413 |
| Собственные нужды | Гкал | 31 883 | 46 158 | 42 248 | 49 588 | 47 945 |
| Отпуск тепловой энергии в сеть | Гкал | 567 185 | 591 857 | 545 708 | 586 126 | 560 468 |



Рисунок 59 – Расход условного топлива на котельной «Северная»

1.8.1.6. Виды и количество используемого основного топлива котельной «Роста»

На котельной «Роста» в качестве основного топлива используется топочный мазут марки М-100. Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на котельную «Роста» за период с 2018 по 2022 гг., представлена в таблице 180.

Таблица 180 – Низшая теплотворная способность топлива

| Год | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|
| Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг | 9 462 | 9 512 | 9 524 | 9 536 | 9 549 |

Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Топливо-энергетические балансы котельной «Роста» за 2018 – 2022 гг. представлены в таблице 181. Расход условного топлива котельной «Роста» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 60.

Таблица 181 – Топливо-энергетические балансы котельной «Роста»

| Наименование показателя | Ед. изм. | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|--------------------------------|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Расход топлива | | | | | | |
| условного | т.у.т. | 17 993,86 | 17 045,86 | 15 560,26 | 16 568,14 | 17 001,65 |
| натурального (мазут) | т | 13 312,12 | 12 544,85 | 11 436,14 | 12 162,15 | 12 463,00 |
| Производство тепловой энергии | Гкал | 103 785 | 104 829 | 101 584 | 106 868 | 102 424 |
| Собственные нужды | Гкал | 9 036 | 8 445 | 8 238 | 8 672 | 8 421 |
| Отпуск тепловой энергии в сеть | Гкал | 94 749 | 96 384 | 93 346 | 98 196 | 94 003 |



Рисунок 60 – Расход условного топлива на котельной «Роста»

1.8.1.7. Виды и количество используемого основного топлива котельной «Абрам-Мыс»

На котельной «Абрам-Мыс» в качестве основного топлива используется топочный мазут марки М-100. Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на котельную «Абрам-Мыс» за период с 2018 по 2022 гг., представлена в таблице 182.

Таблица 182 – Низшая теплотворная способность топлива

| Год | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|
| Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг | 9 464 | 9 510 | 9 511 | 9 497 | 9 538 |

Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Топливо-энергетические балансы котельной «Абрам-Мыс» за 2018 - 2022 гг. представлены в таблице 183. Расход условного топлива котельной «Абрам-Мыс» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 61.

Таблица 183 – Топливо-энергетические балансы котельной «Абрам-Мыс»

| Наименование показателя | Ед. изм. | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|--------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|---------|
| Расход топлива | | | | | | |
| условного | т.у.т. | 2 903,11 | 2 985,53 | 2 796,78 | 2 850,12 | 2 796,0 |
| жидкого (мазут) | т | 2 147,25 | 2 197,50 | 2 058,34 | 2 100,85 | 2 052,0 |
| Производство тепловой энергии | Гкал | 15 010 | 15 016 | 14 048 | 14 702 | 14 272 |
| Собственные нужды | Гкал | 1 816 | 1 409 | 1 335 | 1 407 | 1 379 |
| Отпуск тепловой энергии в сеть | Гкал | 13 194 | 13 607 | 12 713 | 13 295 | 12 893 |



Рисунок 61 – Расход условного топлива на котельной «Абрам-Мыс»

1.8.1.8. Виды и количество используемого основного топлива котельной ТЦ «Росляково-1»

На котельной ТЦ «Росляково-1» в качестве основного и резервного топлива используется топочный мазут марки М-100.

Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на котельную за период с 2018 по 2022 гг., представлена в таблице 184.

Таблица 184 – Низшая теплотворная способность топлива

| Год | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|
| Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг | 9 463 | 9 519 | 9 554 | 9 525 | 9 551 |

Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Топливо-энергетические балансы котельной ТЦ «Росляково-1» за 2018-2022 гг. представлены в таблице 185. Расход условного топлива котельной ТЦ «Росляково -1» графически представлен на рисунке 62.

Таблица 185 – Топливо-энергетические балансы котельной ТЦ «Росляково-1»

| Наименование показателя | Ед. изм. | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|--------------------------------|----------|----------|----------|----------|-----------|-----------|
| Расход топлива: | | | | | | |
| условного топлива | т.у.т. | 15 436,9 | 15 676,2 | 14 027,7 | 15 795,13 | 14 110,17 |
| жидкого топлива (мазут) | т | 11 418,6 | 11 528 | 10 277,9 | 11 608,41 | 10 341 |
| Производство тепловой энергии | Гкал | 80 414 | 86 853 | 85 102 | 93 435 | 85 574 |
| Собственные нужды | Гкал | 5 063 | 4 985 | 4 720 | 5 331 | 5 011 |
| Отпуск тепловой энергии в сеть | Гкал | 75 351 | 81 868 | 80 382 | 88 104 | 80 563 |



Рисунок 62 – Расход условного топлива на котельной ТЦ «Росляково-1»

1.8.1.9. Виды и количество используемого основного топлива котельной ТЦ «Росляково Южное»

На котельной ТЦ «Росляково Южное» в качестве основного топлива используется уголь.

Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на котельную за период с 2018 по 2022 гг., представлена в таблице 186.

Таблица 186 – Низшая теплотворная способность топлива

| Год | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|--|------|------|------|------|------|
| Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг | 5188 | 5050 | 5040 | 5094 | 5118 |

Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Топливо-энергетические балансы котельной ТЦ «Росляково Южное» за 2018-2022 гг. представлены в таблице 187. Расход условного топлива котельной ТЦ «Росляково Южное» графически представлен на рисунке 63.

Таблица 187 – Топливо-энергетические балансы котельной ТЦ «Росляково Южное»

| Наименование показателя | Ед. изм. | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|--------------------------------|----------|----------|----------|----------|---------|---------|
| Расход топлива: | | | | | | |
| условного топлива | т.у.т. | 2 796,66 | 3 754,07 | 3 038,5 | 3 574,7 | 3 221,7 |
| твердого топлива | т | 3 773,54 | 5 203,76 | 4 220,13 | 4 912,7 | 4 406,0 |
| Производство тепловой энергии | Гкал | 8 631 | 9 281 | 8 218 | 9 067 | 8 423 |
| Собственные нужды | Гкал | 294 | 349 | 302 | 324 | 321 |
| Отпуск тепловой энергии в сеть | Гкал | 8 337 | 8 932 | 7 916 | 8 743 | 8 102 |



Рисунок 63 – Расход условного топлива на котельной ТЦ «Росляково Южное»

1.8.1.10. Виды и количество используемого основного топлива котельной «Фестивальная»

На котельной «Фестивальная» в качестве основного и резервного топлива используется мазут. Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на котельную в 2022 г. составляет 9550 ккал/кг.

Топливо-энергетический баланс котельной за 2020-2022 г. представлен в таблице 188.

Таблица 188 – Топливо-энергетический баланс котельной «Фестивальная»

| Наименование показателя | Ед. изм. | 2020 | 2021 | 2022 |
|---|----------|----------|----------|----------|
| Расход топлива: | | | | |
| условного топлива | т.у.т. | 1 749,12 | 1 873,13 | 1 701,00 |
| жидкого топлива (мазут) | т | 1 287,62 | 1 381,55 | 1 247 |
| Производство тепловой энергии | Гкал | 10 894 | 11 861 | 10 994 |
| Собственные нужды | Гкал | 235 | 394 | 364 |
| Отпуск тепловой энергии в сеть | Гкал | 10 659 | 11 467 | 10 630 |
| Низшая теплотворная способность топлива | ккал/кг | 9509 | 9491 | 9550 |

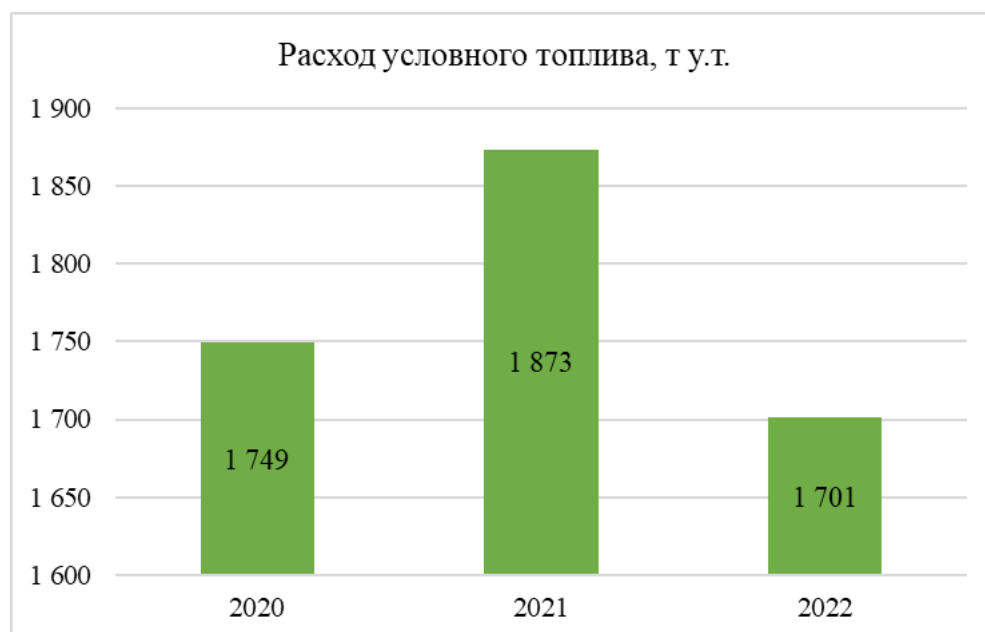


Рисунок 64 – Расход условного топлива на котельной «Фестивальная»

1.8.1.11. Виды и количество используемого основного топлива угольной котельной МУП «МУК»

На угольной котельной МУП «МУК» в пос. Дровяное в качестве основного топлива используется каменный уголь марки Д, крупностью 50-200(300) мм (ДПК 50-300 мм).

Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на котельную за период с 2018 по 2022 гг., представлена в таблице 189.

Таблица 189 – Низшая теплотворная способность топлива

| Год | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|
| Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг | 3 332,3 | 3 332,3 | 3 332,3 | 3 332,3 | 3 332,3 |

Топливо доставляется железнодорожным транспортом. Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Топливо-энергетические балансы угольной котельной МУП «МУК» за 2018 по 2022 гг. представлены в таблице 190. Расход условного топлива котельной МУП «МУК» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 65.

Таблица 190 – Топливо-энергетический баланс угольной котельной МУП «МУК»

| Наименование показателя | Ед. изм. | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|--------------------------------|----------|----------|----------|----------|---------|---------|
| Расход топлива | | | | | | |
| условного | т у.т | 1 089,1 | 1 154,9 | 1 181,1 | 1 297,7 | 1 227,7 |
| твердого (уголь) | т | 2 287,90 | 2 425,95 | 2481 | 2 726,0 | 2 579,0 |
| Производство тепловой энергии | Гкал | 3 841,39 | 4 099,13 | 4207,616 | 4 594,0 | 4 338,2 |
| Собственные нужды | Гкал | 73,46 | 77,88 | 79,943 | 87,3 | 82,4 |
| Отпуск тепловой энергии в сеть | Гкал | 3 767,94 | 4 021,25 | 4127,673 | 4 506,7 | 4 255,8 |



Рисунок 65 – Расход условного топлива на угольной котельной МУП «МУК»

1.8.1.12. Виды и количество используемого основного топлива дизельной котельной МУП «МУК»

На дизельной котельной МУП «МУК» в пос. Дровяное в качестве основного топлива используется топливо дизельное Л-0,2-62.

Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на котельную за период с 2018 по 2022 гг., представлена в таблице 191.

Таблица 191 – Низшая теплотворная способность топлива

| Год | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|--|--------|--------|--------|--------|--------|
| Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг | 10 150 | 10 150 | 10 241 | 10 150 | 10 150 |

Топливо на котельную завозится автоцистерной. Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Топливо-энергетические балансы дизельной котельной МУП «МУК» за 2018 по 2022 гг. представлены в таблице 192. Расход условного топлива котельной МУП «МУК» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 66.

Таблица 192 – Топливо-энергетический баланс дизельной котельной МУП «МУК»

| Наименование показателя | Ед. изм. | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|--------------------------------|----------|---------|---------|-----------|---------|---------|
| Расход топлива | | | | | | |
| условного | т.у.т | 434,6 | 495,6 | 474,18 | 479,4 | 464,6 |
| жидкого топлива (диз.топливо) | т | 299,7 | 341,8 | 324,1 | 330,6 | 320,4 |
| Производство тепловой энергии | Гкал | 2 821,0 | 3 239,8 | 3 022,645 | 3 086,1 | 2 994,2 |
| Собственные нужды | Гкал | 25,4 | 29,2 | 27,199 | 27,8 | 26,9 |
| Отпуск тепловой энергии в сеть | Гкал | 2 795,6 | 3 210,7 | 2995,446 | 3 058,4 | 2 967,2 |

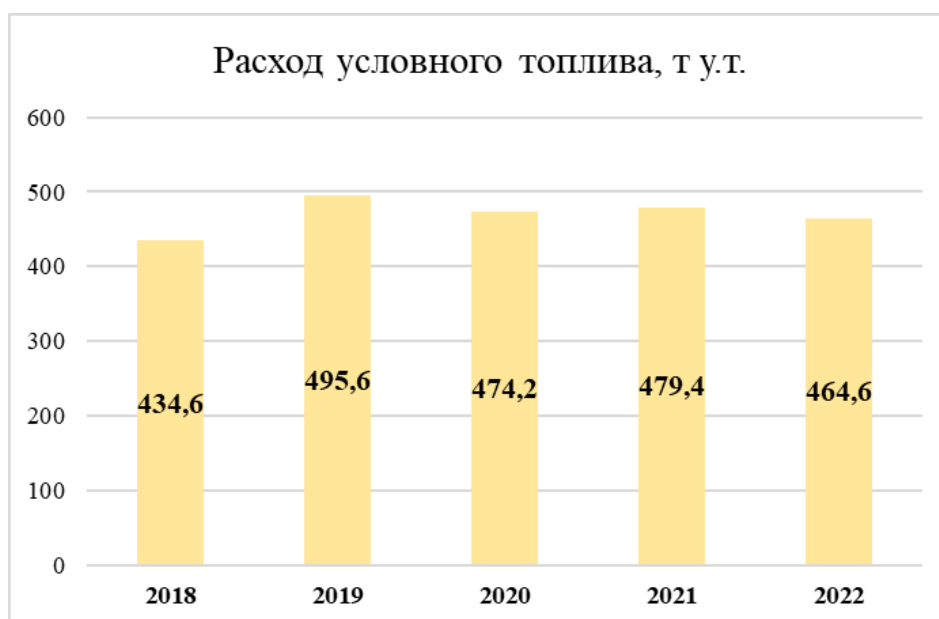


Рисунок 66 – Расход условного топлива на дизельной котельной МУП «МУК»

1.8.1.13. Виды и количество используемого основного топлива котельной АО «ММТП»

На котельной АО «ММТП» в качестве основного и резервного топлива используется топочный мазут марки М-100.

Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на котельную АО «ММТП» за период с 2018 по 2022 гг., представлена в таблице 193.

Таблица 193 – Низшая теплотворная способность (влажного топлива)

| Год | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|
| Низшая теплотворная способность (влажного топлива), ккал/кг | 9 420 | 9 590 | 9 590 | 9 590 | 9 590 |

Топливо-энергетические балансы котельной АО «ММТП» за 2018 по 2022 гг. представлены в таблице 194. Расход условного топлива котельной АО «ММТП» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 67.

Таблица 194 – Топливо-энергетические балансы котельной АО «ММТП»

| Наименование показателя | Ед. изм. | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|--------------------------------|----------|----------|----------|----------|---------|---------|
| Расход топлива | | | | | | |
| жидкого топлива (мазут) | т | 2209,70 | 2247,28 | 2182,3 | 3234,1 | 3002,3 |
| условного топлива | т у.т. | 3027,29 | 3078,77 | 2989,76 | 2360,7 | 2191,5 |
| Производство тепловой энергии | Гкал | 18342,78 | 18778,75 | 17864,41 | 20392,7 | 18408,4 |
| Собственные нужды | Гкал | 1 267,02 | 1 297,13 | 1 233,98 | 1408,6 | 1271,6 |
| Отпуск тепловой энергии в сеть | Гкал | 17075,76 | 17481,62 | 16630,43 | 18984,1 | 17136,8 |



Рисунок 67 – Расход условного топлива на котельной АО «ММТП»

1.8.1.14. Виды и количество используемого основного топлива котельной №22

На котельной №22 в качестве основного и резервного топлива используется топочный мазут марки Ф-5.

Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на котельную в 2019 г., составляет 9 900 Ккал/кг. Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Топливо-энергетические балансы котельной №22 за 2017 - 2021 гг. представлены в таблице 195 (данные за 2017-2018 и 2020-2022 гг. отсутствуют). Котельная передана в эксплуатацию в 2017 году.

Таблица 195 – Топливо-энергетические балансы котельной №22

| Наименование показателя | Ед. изм. | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|--------------------------------|----------|------|----------|------|------|------|
| Расход топлива: | | | | | | |
| условного топлива | т.у.т. | н/д | 2601,2 | н/д | н/д | н/д |
| жидкого топлива (мазут) | т | н/д | 1839,23 | н/д | н/д | н/д |
| Производство тепловой энергии | Гкал | н/д | 20994,53 | н/д | н/д | н/д |
| Собственные нужды | Гкал | н/д | 1790,58 | н/д | н/д | н/д |
| Отпуск тепловой энергии в сеть | Гкал | н/д | 19203,95 | н/д | н/д | н/д |

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

Резервное топливо используется на котельных АО «Мурманская ТЭЦ» и котельных АО «МЭС» (кроме котельной ТЦ «Росляково Южное») - мазут топочный 100, малозольный в соответствии ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия». На котельной ТЦ «Росляково Южное» резервным топливом является уголь.

Аварийное топливо на территории города Мурманска не предусмотрено.

1.8.3. Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки

К особенностям поставки топлива на Мурманской ТЭЦ в зимний период относится увеличенная продолжительность слива мазута из ж/д цистерн. Продолжительность слива в период с 15.05 по 15.09 составляет 4 часа (по норме), в оставшиеся месяцы – 10 часов. Фактическая продолжительность слива может быть и больше в зависимости от погодных условий и свойств прибывшего мазута.

1.8.4. Использование местных видов топлива

Местные виды топлива на источниках города Мурманска не используются.

1.8.5. Описание видов топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

На большинстве источников в качестве основного и резервного топлива используется мазут топочный 100, малозольный в соответствии ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия». Исключение составляют котельная ТЦ «Росляково Южное» и угольная котельная МУП «МУК», на которых в качестве топлива используется каменный уголь. На дизельной котельной МУП «МУК» основным топливом является дизельное топливо. На котельной АО «Завод ТО ТБО» в качестве сжигаемого топлива используются несортированные твердые бытовые отходы.

В качестве основного и резервного топлива на котельных АО «Мурманская ТЭЦ», АО «МЭС» (кроме котельной ТЦ «Росляково Южное») используется мазут марки М-100 калорийностью 9542 Ккал/кг. Основным топливом котельной ТЦ «Росляково Южное» является уголь.

Количественное соотношение видов топлива, используемых на источниках тепловой энергии города Мурманска представлено в виде диаграммы на рисунке 68.

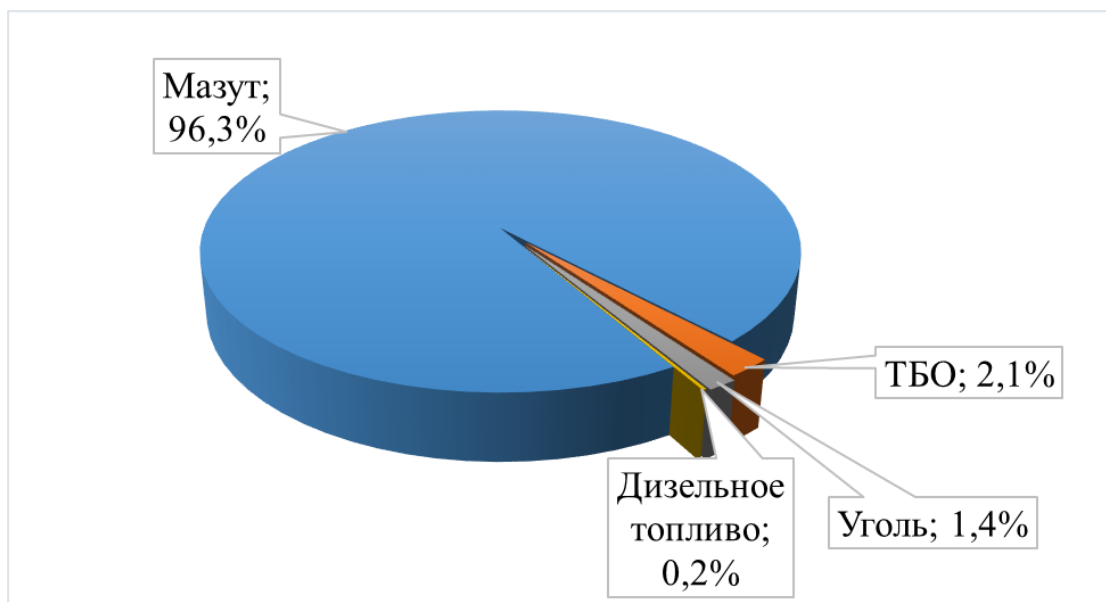


Рисунок 68 – Количественное соотношение видов топлива, используемых на источниках тепловой энергии города Мурманска

Ниже представлены паспорта качества топлива, используемого на источниках АО «Мурманская ТЭЦ», АО «МЭС», АО «ММТП» и ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ.



Филиал публичного акционерного общества
«Акционерная нефтяная компания «Башнефть» «Башнефть-УНПЗ»
Юридический адрес:
Российская Федерация, 450077, Республика Башкортостан, г.Уфа, ул.Карла Маркса, д.30, к.1
Адрес производства:
Российская Федерация, 450029, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Ульяновых, 74
e-mail: info_bn@bashneft.ru, тел. +7 347 249-01-09, факс +7 347 249-05-23
Испытательный центр – управление контроля качества (ЦЗЛ)
Российская Федерация, 450029, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Ульяновых, 74
e-mail: info_bn@bashneft.ru, тел. +7 347 249-01-09, факс +7 347 249-05-23

ПАСПОРТ № 7528

Мазут топочный 100, 3,50%, зольный, 25 °С по ГОСТ 10585-2013

Обозначение документов, устанавливающих требования к топливу:
Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (Решение Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011г. № 826) (Приложение 4);
ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия»
Код ОКПД2: 19.20.28.113
Номер партии: 7528
Дата изготовления: 21.12.2021
Размер партии (масса): 4167,207 т
Место отбора пробы (по ГОСТ 2517-2012): резервуар № 82
Уровень наполнения: 1035,0 см
Дата отбора пробы: 21.12.2021
Дата проведения испытаний: 21.12.2021
Паспорт выдан на основании: протокола испытаний от 21.12.2021 № 7528

Декларация о соответствии ЕАЭС N RU Д-РУ.МА19.В.01096/20
Срок действия - по 18.11.2023



| Наименование показателя | Метод испытания | Норма по ТР ТС 013/2011 | Норма по ГОСТ 10585-2013 | Фактическое значение |
|--|-------------------------|-------------------------|---|----------------------|
| 1. Вязкость условная при 100 °С, градусы Ву | ГОСТ 6258-85 | - | не более 6,80 | 6,6 |
| 2. Зольность, %, для мазута: зольного | ГОСТ 1461-75 | - | не более 0,14 | 0,138 |
| 3. Массовая доля механических примесей, % | ГОСТ 6370-83 | - | не более 1,0 | 0,50 |
| 4. Массовая доля воды, % | ГОСТ 2477-2014 | - | не более 1,0 | 0,40 |
| 5. Содержание взвешиваемых кислот и щелочей | ГОСТ 6307-75 | - | отсутствие | отсутствие |
| 6. Массовая доля серы, % | ГОСТ 32139-2019 | не более 3,5 | не более 3,50 | 3,43 |
| 7. Массовая доля сероводорода, ppm (мг/кг) | ГОСТ 32505-2013 | не более 10 | не более 10 | 9,2 |
| 8. Температура вспышки в открытом тигле, °С | ГОСТ 4333-2014 | не ниже 90 | не ниже 110 | 126 |
| 9. Температура застывания, °С | ГОСТ 20287-91 (метод Б) | - | не выше 25 | 10 |
| 10. Теплота сгорания (низкая) в пересчете на сухое топливо (небракочное), кДж/кг, для мазута с содержанием серы, %, 3,50 | ГОСТ 21261-91 | - | не менее 39900 | 39900 |
| 11. Плотность при 15 °С, кг/л ³ | ГОСТ 150 3673-2014 | - | не нормируется, определение обязательно | 1023,5 |
| 12. Выход фракции, выкипающей до 350 °С, % об. | ГОСТ 33399-2015 | не более 17 | не более 17 | 16,5 |

Заключение: Мазут топочный 100, 3,50%, зольный, 25 °С по ГОСТ 10585-2013 соответствует требованиям.

- Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (Решение Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011г. № 826) (Приложение 4);

- ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия».

Сведения о наличии присадок в топливе:

- продукт содержит нейтрализатор сероводорода и меркаптанов "Asulpher" марки 6504 до 260 г/т.

Дополнительная информация:

- показатель по п.10 является браковочным по условиям договоров и контрактов на поставку мазута;

- транспортировка и хранение по ГОСТ 1510-84;

- изготовитель филиал ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-УНПЗ» гарантирует соответствие качества мазута топочного требованиям ГОСТ 10585-2013 в течение 5 лет со дня изготовления при соблюдении потребителем условий транспортировки и хранения по ГОСТ 1510-84;

- паспорт безопасности № 67827826.19.58932.



Лаборант химического анализа (старший по смене)
Дата выдачи паспорта 21.12.2021

 Зельякова Л.Н.

Рисунок 69 – Паспорт качества топлива, используемого на источниках АО «Мурманская ТЭЦ»



Проверить паспорт
1. Отсканируйте QR-код
2. Убедитесь, что попали на сайт www.yanofslavaft.ru
3. Сравните оригинал на сайте с Вашим кодом
Продолжительность Вашего документа зависит от результатов по сайту

Публичное акционерное общество «Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез»
Юридический адрес:
Российская Федерация, 150023, Ярославская область, город Ярославль,
Московский проспект, дом 130;
e-mail: post@yanofslavaft.ru; телефон/факс: (4852)49-81-00/40-76-76
Адрес производства:
Российская Федерация, 150023, г. Ярославль, Московский проспект, дом 150;
Российская Федерация, 150023, г. Ярославль, улица Гагарина, дом 72.

Сертификат соответствия системы менеджмента качества
ISO 9001:2015 №: 20.1994.026, срок действия - до 11.01.2024 г.

ПАСПОРТ № 1552



Топливо дизельное зимнее ДТ-З-К5 минус 32 по ГОСТ Р 55475-2013
(Дизельное топливо зимнее экологического класса К5 марки ДТ-З-К5)

Декларация о соответствии ЕАЭС N RU Д-РУ.РА01.В.57073/21
Срок действия - по 13.09.2024

Обозначение документов, устанавливающих требования к топливу:
Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 013/2011
«О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и
судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (Решение
Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011 №826) (Приложение 3)
ГОСТ Р 55475-2013 «Топливо дизельное зимнее и арктическое
парафинированное. Технические условия»
ОКПД 2 49 20.21.325



2008

| | |
|----------------------------------|--------------------|
| Номер партии: | 483 |
| Дата изготовления: | 29 декабря 2022 г. |
| Размер партии (масса): | 3558 т |
| Место сбора проб (по ГОСТ 2517): | 244 |
| Дата сбора проб: | 29 декабря 2022 г. |
| Дата проведения испытаний: | 29 декабря 2022 г. |

| № | Наименование показателя | Метод испытания | Норма по ТР ТС 013/2011 | Норма по ГОСТ Р 55475-2013 | Фактическое значение |
|-----|--|--------------------------|-------------------------|----------------------------|----------------------|
| 1. | Цетановое число | ГОСТ Р 52709-2019 | - | не менее 48.0 | 50,1 |
| 2. | Цетановое число для зимнего дизельного топлива | ГОСТ 32508-2013 | не менее 47 | - | 50,1 |
| 3. | Цетановый индекс | ISO 4264:2018 | - | не менее 46.0 | 54,7 |
| 4. | Плотность при 15°C, кг/м ³ | ISO 12185:1996 | - | 800,0-855,0 | 828,6 |
| 5. | Массовая доля полициклических ароматических углеводородов, % | ГОСТ Р EN 12916-2008 | - | не более 8,0 | 1,3 |
| 6. | Массовая доля полициклических ароматических углеводородов, % | ГОСТ EN 12916-2017 | не более 8 | - | 1,3 |
| 7. | Массовая доля серы, мг/кг | ГОСТ Р EN ISO 20846-2006 | - | не более 10,0 | 3,8 |
| 8. | Массовая доля серы, мг/кг | ГОСТ ISO 20846-2016 | не более 10 | - | 3,8 |
| 9. | Температура вспышки в закрытом тигле, °C | ГОСТ 6356-75 | не ниже 30 | не ниже 40 | 33 |
| 10. | Коксуемость 10 %-ного остатка разгонки, % масс. | BS EN ISO 10370:2014 | - | не более 0,30 | 0,02 |
| 11. | Зольность, % масс. | ГОСТ 1461-75 | - | не более 0,01 | 0,003 |
| 12. | Массовая доля воды, мг/кг | BS EN ISO 12937:2001 | - | не более 200 | менее 30 |
| 13. | Общее загрязнение, мг/кг | BS EN 12662:2014 | - | не более 24 | менее 12 |
| 14. | Коррозия медной пластинки (3 ч при 50°C), единицы по шкале | ISO 2160:1998 | - | Класс 1 | класс 1а |
| 15. | Окислительная стабильность: общее количество осадка, г/л ² | ГОСТ Р EN ISO 12203-2007 | - | не более 25 | 3 |
| 16. | Смывающая способность: скорректированный диаметр пятна износа при 60°C | ГОСТ Р ISO 12156-1-2006 | - | не более 460 | 441 |

| № | Наименование показателя | Метод испытания | Норма по ТР ТС 013/2011 | Норма по ГОСТ Р 55475-2013 | Фактическое значение |
|-----|---|-----------------------------|-------------------------|----------------------------|----------------------|
| 17. | Смазывающая способность, мкм | ГОСТ ISO 12156-1-2012 | не более 460 | - | 441 |
| 18. | Кинематическая вязкость при 40°C, мм ² /с | ГОСТ 33-2016 | - | 1.500-4.500 | 2,622 |
| 19. | Фракционный состав перегоняется до температуры 180°C, % об. 95 % об. перегоняется при температура, °C | ГОСТ 2177-99 (метод А) | - | не более 10 | 3,0 |
| | | | не выше 360 | не выше 360 | 340,0 |
| 20. | Температура помутнения, °C | ГОСТ 5066-2018 (метод Б) | - | не выше -22 | -24 |
| 21. | Предельная температура фильтруемости, °C | ГОСТ 22254-92 | не выше -20 | не выше -32 | -33 |

Заключение: Топливо дизельное зимнее ДТ-З-К5 минус 32 по ГОСТ Р 55475-2013 (Дизельное топливо зимнее экологического класса К5 марки ДТ-З-К5) **соответствует требованиям:**

- Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (Решение Комиссии Таможенного Союза от 18.10.2011 г. №826) (Приложение 3)

- ГОСТ Р 55475-2013 «Топливо дизельное зимнее и арктическое депарафинированное. Технические условия».

Сведения о наличии присадок в топливе:

- присадка Колтек ДС 7739 в количестве до 400 ppm,

- депрессорно-диспергирующая присадка РН-ДДП-2401 в количестве до 1000 мг/кг.

Дополнительная информация:

- топливо не содержит метиловых эфиров жирных кислот;

- изготовитель ПАО «Славнефть-ЯНОС» гарантирует соответствие качества Топлива дизельного зимнего ДТ-З-К5 минус 32 по ГОСТ Р 55475-2013 (Дизельное топливо зимнее экологического класса К5 марки ДТ-З-К5) требованиям ГОСТ Р 55475-2013 при соблюдении условий транспортирования и хранения по ГОСТ 1510 в течение 1 года со дня изготовления.



Дата выдачи паспорта

С.В. Бугрецова

С.В. Бугрецова

И.И. Пашкович

29 декабря 2022 г.



КОПИЯ ВЕРНА
подпись *Е.В. Казакова*

Казакова Е. В.
Дов-ность Б/Н 22.10.2022



Филиал публичного акционерного общества
«Акционерная нефтяная Компания «Башнефть» «Башнефть-УНПЗ»
Юридический адрес:
450052, Российская Федерация, Республика Башкортостан, г.о. город Уфа, г. Уфа, ул. Карла Маркса, д. 30/1
Адрес производства:
Российская Федерация, 450112, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Ульяновых, 74
e-mail: info_bn@bashneft.ru, тел. +7 347 249-01-09, факс +7 347 249-05-23
Управление контроля качества (центральная заводская лаборатория)
Российская Федерация, 450112, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Ульяновых, 74
e-mail: info_bn@bashneft.ru, тел. +7 347 249-01-09, факс +7 347 249-05-23

ПАСПОРТ № 551

Мазут топочный 100, 3,50%, зольный, 25 °С по ГОСТ 10585-2013

Обозначение документов, устанавливающих требования к топливу:
Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (Решение Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011г. № 826) (Приложение 4);
ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия»
Код ОКПД2: 19.20.28.113
Номер партии: 551
Дата изготовления: 04.02.2023
Размер партии (масса): 4086,032 т
Место отбора пробы (по ГОСТ 2517-2012): резервуар № 84
Уровень наполнения: 1045,0 см
Дата отбора пробы: 04.02.2023
Дата проведения испытаний: 05.02.2023
Паспорт выдан на основании: анализа качества от 05.02.2023 № 551

Декларация о соответствии ЕАЭС N RU Д-РУ.НA19.В.01096/20
Срок действия - по 18.11.2023



| Наименование показателя | Метод испытания | Норма по ТР ТС 013/2011 | Норма по ГОСТ 10585-2013 | Фактическое значение |
|--|-------------------------|-------------------------|---|----------------------|
| 1. Вязкость условная при 100 °С, градусы ВУ | ГОСТ 6258-85 | - | не более 6,80 | 6,6 |
| 2. Зольность, %, для мазута: зольного | ГОСТ 1461-75 | - | не более 0,14 | 0,138 |
| 3. Массовая доля механических примесей, % | ГОСТ 6370-83 | - | не более 1,0 | 0,40 |
| 4. Массовая доля воды, % | ГОСТ 2477-2014 | - | не более 1,0 | 0,40 |
| 5. Содержание водорастворимых кислот и щелочей | ГОСТ 6307-75 | - | отсутствие | отсутствие |
| 6. Массовая доля серы, % | ГОСТ 32139-2019 | не более 3,5 | не более 3,50 | 3,41 |
| 7. Содержание сероводорода, ppm (мг/кг) | ГОСТ 32505-2013 | не более 10 | не более 10 | 10,0 |
| 8. Температура вспышки в открытом тигле, °С | ГОСТ 4333-2021 | не ниже 90 | не ниже 110 | 150 |
| 9. Температура застывания, °С | ГОСТ 20287-91 (метод Б) | - | не выше 25 | 10 |
| 10. Теплота сгорания (низшая) в пересчете на сухое топливо (небракованная), кДж/кг, для мазута с содержанием серы, %: 3,50 | ГОСТ 21261-2021 | - | не менее 39900 | 39900 |
| 11. Плотность при 15 °С, кг/м³ | ГОСТ ISO 3675-2014 | - | не нормируется, определение обязательно | 1010,1 |
| 12. Выход фракции, выкипающей до 350 °С, % об. | ГОСТ 33359-2015 | не более 17 | не более 17 | 11,5 |

Заключение: Мазут топочный 100, 3,50%, зольный, 25 °С по ГОСТ 10585-2013 соответствует требованиям:

- Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (Решение Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011г. № 826) (Приложение 4);
- ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия».

Сведения о наличии присадок в топливе:

- нейтрализатор сероводорода "EVASORB FF марки 142" в количестве до 900 г/тону.

Дополнительная информация:

- показатель по п.10 является браковочным по условиям договоров и контрактов на поставку мазута;
- транспортировка и хранение по ГОСТ 1510-2022;
- изготовитель Филиал ПАО НК «Башнефть» «Башнефть-УНПЗ» гарантирует соответствие качества мазута топочного требованиям ГОСТ 10585-2013 в течение 5 лет со дня изготовления при соблюдении установленных условий транспортировки и хранения по ГОСТ 1510-2022;
- паспорт безопасности № 6762792645-58932.



Лаборант: [подпись]
Дата выдан паспорта 05.02.2023

[подпись]

Бакулика Г.Р.

Результат анализа

УХЛ ИЗЫХ СТКК ООО СУЭК-ХАКАСИЯ
(наименование лаборатории)

Регистрационный номер документа аккредитации № 73-28/14
сроком действия до 28.06.2024

| № п/п | Наименование и обозначение показателя | Ед. Изм. | Результаты испытаний |
|-------|---------------------------------------|-------------------------------|----------------------|
| 1 | Высшая теплота сгорания | Q _с кКал/кг | 7662,000 |
| 2 | Низшая теплота сгорания | Q _н кКал/кг | 5182,000 |
| 3 | Сера общая на сухое состояние | S _с ^d % | 0,45 |
| 4 | Выход летучих веществ | V _{daf} % | 40,7 |
| 5 | Влага общ. на рабочее состояние | W _f % | 13,6 |
| 6 | Зольность Угля В Сухом Состоянии | A ^d % | 17,6 |

Заведующий лабораторией _____ ЛАРИНА МАРИНА АНАТОЛЬЕВНА
(подпись) (Фамилия, И.О.)

(Печать лаборатории)

Расчеты за качество топлива
(по золе, сере, влаге)

| Кол-во тонн | Виды расчетов (по золе, сере, влаге) | Доплаты или скидки за качество | | | | сумма | |
|-------------|--------------------------------------|--|----------------------------|--------------------|------------------|-------|---|
| | | разница между расчетной нормой и фактическим содержанием | процент приплат или скидок | приплата руб. коп. | скидка руб. коп. | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |

Бухгалтер _____ (подпись) _____ (Фамилия, И.О.)

Типовая форма УПД-35
Утверждена Минтопэнерго России

| | |
|-------------|------------|
| Код по ОКУД | 2039 |
| Уголь SAP | 1000000510 |
| Партия SAP | 0001927607 |

ООО "СУЭК-Хакасия"

(предприятие)

УДОСТОВЕРЕНИЕ № 2

о качестве угля
13.01.2023 г.

Марка ДО

Класс 25-60

655162 Республика Хакасия, г. Черногорск ул. Советская д.40

(почтовый адрес)

Сертификат соответствия РОСС RU.НА32.Н00127 Сроком действия с 03.02.2021 до 02.02.2024

Тех.Условия 05.10.10-004-8119510.3-2021 от 03.02.2021

Нормы, установленные техническими условиями или ГОСТом для данного вида потребления в процентах

| | |
|--------------------|----------|
| Зола (А) сред. | не более |
| Сера (S) сред. | не более |
| Хлор (Cl) сред. | не более |
| Мышьяк (As) сред. | не более |
| Влага (W) сред. | не более |
| Мин. примеси сред. | не более |

Низшая теплота сгорания (Q) сред.

Шахта (разрез) Разрез Изьакский
ст. отправления 888201 Подсний жел. дороги Красноярская ж/д

Проба отобрана в соответствии с ГОСТ 10742-71

от партии топлива весом 225,000 тонн, 3 вагонов, отгруженного за время с 13.01.2023 по 13.01.2023 потребителям, перечисленным на обороте.

Проба помещена в банки № 2 и опломбирована

пломбиром № Ир Вес пробы лабораторной 500 г.

печатно № Ир арбитражной 500 г.

Фактическое содержание видовой породы 4,50 %, фактическое содержание испечи 15,00 %.

Уголь принят по наружному осмотру и данным предприятия
Передан через Диадок 17.01.2023 12:48 GMT+03:00
2035562c-5062-4e44-9b15-e8378ca336bd
ЗАХАРОВА ТАТЬЯНА АЛЕКСАНДРОВНА Страница 1 из 3
(Фамилия, И.О.) 13.01.2023



Рисунок 70 – Паспорта качества топлива, используемого на котельных АО «МЭС»



Акционерное общество
"Газпромнефть - Омский НПЗ"
644040, Россия, г. Омск, пр. Губкина, 1
Паспорт № 22009089
Топливо котельное (мазут)
марка ТКМ-16 с серой 2,0%, зольное
ТУ 38.401-58-74-2005 с изм.1-4
Декларация о соответствии
ЕАЭС N RU Д-RU.PA02.B.07396/21 по 26.10.2024



Продукция была изготовлена под управлением, установленным в системе менеджмента качества, соответствующей требованиям ISO 9001:2015.
Сертификат № 31101521 QM15 до 13.02.2023.

Номер резервуара: 60
Взлив, см: 1002
Количество, т: 2403
Дата изготовления: 07.05.2022 г.
Дата отбора пробы: 07.05.2022 г.
Дата проведения анализа: 07.05.2022 г.

| Наименование показателя | Метод испытания | Норма ТР | Норма НД | Факт. значения |
|---|---|----------|---|----------------|
| Вязкость при 80 °С, не более: кинематическая, мм ² /с | ГОСТ 33 | - | 118,00 | 37,94 |
| Зольность, %, не более для топлива котельного: зольного | ГОСТ 1461 | - | 0,140 | 0,035 |
| Массовая доля механических примесей, %, не более | ГОСТ 6370 | - | 1,0 | 0,037 |
| Массовая доля воды, %, не более | ГОСТ 2477 | - | 1,0 | 0,6 |
| Содержание водорастворимых кислот и щелочей | ГОСТ 6307 с дополнением по п.6.3 ТУ 38.401-58-74-2005 | - | Отсутствие | Отсутствие |
| Температура вспышки в открытом тигле, °С, не ниже | ГОСТ 4333 | 90 | 110 | 151 |
| Массовая доля серы, %, не более, для топлива: III вида | ASTM D 4294 | - | 2,60 | 1,41 |
| Массовая доля серы, %, не более | ГОСТ 32139 | 3,5 | - | 1,41 |
| Температура застывания, °С, не выше | ГОСТ 20287 (метод Б) | - | 38 | 12 |
| Теплота сгорания (низшая) в пересчете на сухое топливо (не браковочная), кДж/кг, не менее, для топлива: I, II, III вида | ГОСТ 21261 | - | 40530 | 40680 |
| Плотность при 15 °С, кг/м ³ | ГОСТ Р 51069 | - | Не нормируется. Определение обязательно | 975,6 |
| Плотность при 20 °С, г/см ³ ** | ГОСТ 3900 | - | - | 0,9697 |
| Содержание сероводорода, ppm, не более | IP 570 | - | 10 | 1,20 |
| Содержание сероводорода, ppm, не более | ГОСТ 33198 | 10 | - | 1,20 |
| Выход фракции, выкипающей до 350 °С, % об, не более | ASTM D 1160 | - | 17 | 7,7 |
| Выход фракции, выкипающей до 350 °С, % об, не более | ГОСТ 33359 | 17 | - | 7,7 |

Примечания:

- Сведения о присадках:
- продукт приготовлен без добавления присадок.
- *Дополнительные показатели включены в паспорт по требованию ПАО "Газпром нефть" для целей таможенного декларирования.
- **Дополнительный показатель включен в паспорт по требованию ПАО "Газпром нефть".
- *** Продукт предназначен для реализации на экспорт по согласованию с потребителем, норма по ТР ТС по данному показателю качества действительна только для Российской Федерации.

Заключение: Топливо котельное (мазут) марка ТКМ-16 с серой 2,0%, зольное соответствует:

- Техническому регламенту Таможенного союза ТР ТС 013/2011 "О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту" (Решение Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011 г. № 826)
- ТУ 38.401-58-74-2005 с изм.1-4

Ведущий инженер по анализу качества продукции ЛТК

Делова Т.С.

Паспорт выдан: 07.05.2022 21:04:26 (Московское время 07.05.2022 18:04:26).



Рисунок 71 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной АО «ММТП»

ООО «Болого-нефтепродукт»

170100, Тверская область, г. Тверь, ул. Симеоновская, д.39, оф.304Б
тел. (48238) 4-61-09, 4-61-10

Заключение №2943
о состоянии измерений в лаборатории
выдано ФБУ «Тверской ЦСМ»
от 26 июля 2018 года.
Действительно до 26 июля 2020 года.

**КОПИЯ
ВЕРНА**

ПАСПОРТ ПРОДУКЦИИ №2
Мазут флотский Ф5, 1,50%
ГОСТ 10585-2013

Партия № 2
Номер резервуара: Е-7
Масса нетто: 4538 т

Дата изготовления: 14.01.2020 г.
Дата отбора пробы: 14.01.2020 г.
Дата проведения анализов: 14.01.-15.01.2020 г.
Дата выдачи паспорта: 15.01.2020 г.

| № п/п | Наименование показателей | Норма ТР ТС | Норма по ГОСТ | Результаты испытаний |
|-------|---|-------------|---------------|----------------------|
| 1 | Вязкость кинематическая при 50 °С, сСт, не более | --- | 36,20 | 35,35 |
| 2 | Зольность, %, не более. | --- | 0,05 | 0,03 |
| 3 | Массовая доля механических примесей, %, не более | --- | 0,10 | 0,01 |
| 4 | Массовая доля воды, %, не более | --- | 0,3 | 0,06 |
| 5 | Содержание водорастворимых кислот и щелочей | --- | отсутствие | отсутствие |
| 6 | Массовая доля серы, %, не более | 2,0 | 1,50 | 1,177 |
| 7 | Коксуемость, %, не более | --- | 6,00 | 4,12 |
| 8 | Температура вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже | 80 | 80 | 87 |
| 9 | Температура застывания, °С, не выше | --- | минус 5 | минус 10 |
| 10 | Теплота сгорания (низшая) в пересчете на сухое топливо (небраковочная), кДж/кг, не менее, для мазута с содержанием серы, 1,50 | --- | 41454 | 41630* |
| 11 | Плотность при 15 °С, кг/м ³ , не более | --- | 958,3 | 929,0 |

*Показатель выписан на основании протокола испытаний №1512 от 10.01.2020 г. ООО «Северо-Западный Центр Экспертизы и тестов аккредитации № RA.RU.21HT27 от 01.07.2015 г.

Заключение: Мазут флотский Ф5, 1,50 %, партия № 2 соответствует требованиям ГОСТ 10585-2013
Сведения о присадках: присутствует депрессорная присадка ВЭС-408.

СВИДЕТЕЛЬСТВО О ПРИЕМКЕ

Генеральный директор (главный инженер) _____ С.А.Орехова
Начальник ОТК (лаборатории) _____ Е.В. Кучерук

ЗАКЛЮЧЕНИЕ ВОЕННОГО ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВА



Гарантийные обязательства

Исполнитель гарантирует соответствие качества мазута флотского Ф5, 1,50%, ГОСТ 10585-2013 партии №2 при соблюдении

Рисунок 72 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной №22

1.8.6. Описание преобладающего в поселении, городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе

На территории города Мурманска функционирует 14 источников тепловой энергии.

В качестве преобладающего топлива используется топочный мазут, который задействован на Мурманской ТЭЦ, Восточной котельной, Южной котельной, котлах завода ТО ТБО, котельной «Северная», котельной «Роста», котельной «Абрам-Мыс», котельной ТЦ «Росляково – 1», котельной «Фестивальная», котельной АО «ММТП», котельной №22, что составляет 96,3% от общего использования топлива.

На котлах завода ТО ТБО в качестве основного топлива используется твердые бытовые отходы, на долю которого приходится 2,1% от общего использования.

На котельной ТЦ «Росляково Южное» и угольной котельной МУП «МУК» в качестве топлива используется каменный уголь, что составляет 1,4% от общего использования.

На дизельной котельной МУП «МУК» в качестве основного топлива используется топливо дизельное, которое составляет 0,2% от общего использования.

1.8.7. Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, городского округа

Выбор приоритетного использования топлива для каждого источника рассмотрен при разработке мастер-плана развития системы теплоснабжения муниципального образования и представлен в последующих главах обосновывающих материалов настоящей схемы.

1.9. Надежность теплоснабжения

1.9.1. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей

Аварией считается отказ элементов системы, сетей и источников теплоснабжения, при котором прекращается подача тепловой энергии потребителям и абонентам на отопление и горячее водоснабжение на период более 8 часов.

Повреждения участков теплопроводов или оборудования сети, которые приводят к необходимости немедленного их отключения, рассматриваются как отказы. К отказам приводят повреждения элементов тепловых сетей: трубопроводов, задвижек, наружная коррозия.

Статистика аварий и инцидентов на тепловых сетях АО «Мурманская ТЭЦ» и АО «МЭС» за 2019-2022 гг. представлена в разделе 1.3.9.

На тепловых сетях остальных источников аварий и инцидентов за последние 3 года не зафиксировано.

1.9.2. Частота отключений потребителей

Сведения о частоте и продолжительности отключений потребителей в результате аварий и инцидентов на тепловых сетях АО «Мурманская ТЭЦ» за 2019-2022 гг. представлены в разделе 1.3.9. Восстановление теплоснабжения осуществлялось в сроки, предусмотренные СНиП 41.02.2003 «Тепловые сети. Актуализированная редакция».

1.9.3. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключения

Среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, не превышает нормативные сроки ликвидации повреждений на тепловых сетях.

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

Карты-схемы тепловых сетей и зоны безопасности, входящие в эффективный радиус теплоснабжения, представлены в пункте 1.4 настоящей схемы теплоснабжения.

1.9.5. 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. N 1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике"

Согласно полученным сведениям, за предыдущий пятилетний период аварийных ситуаций на тепловых сетях не возникало.

При прочих инцидентах на тепловых сетях значения времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений находится в допустимом интервале. Высокая надежность системы теплоснабжения достигается многократным резервированием тепловых сетей в границах кварталов от нескольких магистральных сетей.

Большинство квартальных вводов не являются резервируемыми. Ограничение теплоснабжения, по причине повреждения магистралей тепловых сетей, в большинстве случаев, приводит к отключению потребителей, подключенных между секционирующими задвижками поврежденной магистрали, но как правило не приводит к отключению горячего водоснабжения и/или снижению температуры внутри помещений у остальных потребителей системы теплоснабжения из-за технологической возможности переключения нагрузок через межлучевые перемычки и между зонами действия источников теплоснабжения

Восстановление теплоснабжения осуществляется в сроки, предусмотренные согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети. Актуализированная редакция».

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

Согласно полученным сведениям, за предыдущий пятилетний период аварийных ситуаций на тепловых сетях не возникало.

Значения времени восстановления теплоснабжения потребителей в случае аварийных отключений находится в допустимом интервале (согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети. Актуализированная редакция.»). Высокая надежность системы теплоснабжения достигается многократным резервированием тепловых сетей в границах кварталов от нескольких магистральных сетей.

1.9.7. Расчет показателей надежности системы теплоснабжения г. Мурманска

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ представлены в таблице 196.

Таблица 196 – Показатели надежности системы теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ г. Мурманска

| № п/п | Наименование показателя | Обозначение | Значение |
|-------|--|--------------|----------|
| 1 | Показатель надежности электроснабжения котельной | $K_э$ | 1 |
| 2 | Показатель надежности водоснабжения котельной | $K_в$ | 1 |
| 3 | Показатель надежности топливоснабжения котельной | $K_т$ | 0,5 |
| 4 | Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам | $K_б$ | 0,5 |
| 5 | Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети | $K_р$ | - |
| 6 | Показатель технического состояния тепловых сетей | $K_с$ | 0,71 |
| 7 | Показатель интенсивности отказов тепловых сетей | $K_{отк.мс}$ | - |
| 8 | Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла | $K_{нед}$ | - |
| 9 | Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом | $K_л$ | - |
| 10 | Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием | $K_м$ | - |
| 11 | Показатель наличия основных материально-технических ресурсов | $K_{тр}$ | - |
| 12 | Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания | $K_э$ | - |
| 13 | Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения | $K_{гот}$ | - |

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,742$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ попадает в область малонадежных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадежна.

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения от Южной котельной представлены в таблице 197.

Таблица 197 – Показатели надежности системы теплоснабжения от Южной котельной

| № п/п | Наименование показателя | Обозначение | Значение |
|-------|--|--------------|----------|
| 1 | Показатель надежности электроснабжения котельной | $K_{э}$ | 1 |
| 2 | Показатель надежности водоснабжения котельной | $K_{в}$ | 1 |
| 3 | Показатель надежности топливоснабжения котельной | $K_{т}$ | 0,5 |
| 4 | Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам | $K_{б}$ | 1 |
| 5 | Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети | $K_{р}$ | - |
| 6 | Показатель технического состояния тепловых сетей | $K_{с}$ | 0,62 |
| 7 | Показатель интенсивности отказов тепловых сетей | $K_{отк.мс}$ | - |
| 8 | Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла | $K_{нед}$ | - |
| 9 | Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом | $K_{п}$ | - |
| 10 | Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием | $K_{м}$ | - |
| 11 | Показатель наличия основных материально-технических ресурсов | $K_{мп}$ | - |
| 12 | Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания | $K_{э}$ | - |
| 13 | Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения | $K_{гот}$ | - |

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,824$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от Южной котельной попадает в область надежных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадежна.

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения от Восточной котельной представлены в таблице 198.

Таблица 198 – Показатели надежности системы теплоснабжения от Восточной котельной

| № п/п | Наименование показателя | Обозначение | Значение |
|-------|--|--------------|----------|
| 1 | Показатель надежности электроснабжения котельной | $K_{э}$ | 1 |
| 2 | Показатель надежности водоснабжения котельной | $K_{в}$ | 1 |
| 3 | Показатель надежности топливоснабжения котельной | $K_{т}$ | 0,5 |
| 4 | Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам | $K_{б}$ | 1 |
| 5 | Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети | $K_{р}$ | - |
| 6 | Показатель технического состояния тепловых сетей | $K_{с}$ | 0,32 |
| 7 | Показатель интенсивности отказов тепловых сетей | $K_{отк.мс}$ | - |
| 8 | Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла | $K_{нед}$ | - |
| 9 | Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом | $K_{п}$ | - |
| 10 | Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием | $K_{м}$ | - |
| 11 | Показатель наличия основных материально-технических ресурсов | $K_{мп}$ | - |
| 12 | Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания | $K_{э}$ | - |
| 13 | Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения | $K_{гот}$ | - |

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,764$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от Восточной котельной попадает в область надежных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадежна.

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения от котельной «Северная» представлены в таблице 199.

Таблица 199 – Показатели надежности системы теплоснабжения от котельной «Северная»

| № п/п | Наименование показателя | Обозначение | Значение |
|-------|--|--------------|----------|
| 1 | Показатель надежности электроснабжения котельной | $K_э$ | 1,0 |
| 2 | Показатель надежности водоснабжения котельной | $K_в$ | 1,0 |
| 3 | Показатель надежности топливоснабжения котельной | $K_т$ | 0,5 |
| 4 | Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам | $K_б$ | 1,0 |
| 5 | Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети | $K_р$ | - |
| 6 | Показатель технического состояния тепловых сетей | $K_с$ | 0,5 |
| 7 | Показатель интенсивности отказов тепловых сетей | $K_{отк.мс}$ | 1,0 |
| 8 | Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла | $K_{нед}$ | 1,0 |
| 9 | Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом | $K_п$ | - |
| 10 | Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием | $K_м$ | - |
| 11 | Показатель наличия основных материально-технических ресурсов | $K_{мр}$ | - |
| 12 | Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания | $K_э$ | - |
| 13 | Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения | $K_{гот}$ | - |

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,86$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от котельной «Северная» попадает в область надежных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадежна.

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения от котельной «Роста» представлены в таблице 200.

Таблица 200 – Показатели надежности системы теплоснабжения от котельной «Роста»

| № п/п | Наименование показателя | Обозначение | Значение |
|-------|--|--------------|----------|
| 1 | Показатель надежности электроснабжения котельной | $K_э$ | 1,0 |
| 2 | Показатель надежности водоснабжения котельной | $K_в$ | 1,0 |
| 3 | Показатель надежности топливоснабжения котельной | $K_т$ | 0,5 |
| 4 | Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам | $K_б$ | 1,0 |
| 5 | Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети | $K_р$ | - |
| 6 | Показатель технического состояния тепловых сетей | $K_с$ | 0,7 |
| 7 | Показатель интенсивности отказов тепловых сетей | $K_{отк.мс}$ | 0,5 |

| № п/п | Наименование показателя | Обозначение | Значение |
|-------|--|-------------|----------|
| 8 | Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла | $K_{нед}$ | 1,0 |
| 9 | Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом | K_n | - |
| 10 | Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием | K_m | - |
| 11 | Показатель наличия основных материально-технических ресурсов | $K_{тр}$ | - |
| 12 | Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания | $K_э$ | - |
| 13 | Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения | $K_{гот}$ | - |

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,81$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от котельной «Роста» попадает в область надежных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадежна.

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения от котельной «Абрам-Мыс» представлены в таблице 201.

Таблица 201 – Показатели надежности системы теплоснабжения от котельной «Абрам-Мыс»

| № п/п | Наименование показателя | Обозначение | Значение |
|-------|--|--------------|----------|
| 1 | Показатель надежности электроснабжения котельной | $K_э$ | 1,0 |
| 2 | Показатель надежности водоснабжения котельной | $K_в$ | 1,0 |
| 3 | Показатель надежности топливоснабжения котельной | K_m | 0,5 |
| 4 | Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам | $K_б$ | 1,0 |
| 5 | Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети | K_p | - |
| 6 | Показатель технического состояния тепловых сетей | K_c | 0,6 |
| 7 | Показатель интенсивности отказов тепловых сетей | $K_{отк.мс}$ | 0,8 |
| 8 | Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла | $K_{нед}$ | 1,0 |
| 9 | Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом | K_n | - |
| 10 | Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием | K_m | - |
| 11 | Показатель наличия основных материально-технических ресурсов | $K_{тр}$ | - |
| 12 | Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания | $K_э$ | - |
| 13 | Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения | $K_{гот}$ | - |

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,84$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от котельной «Абрам-Мыс» попадает в область надежных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадежна.

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения от котельной «Фестивальная» представлены в таблице 201.

Таблица 202 – Показатели надежности системы теплоснабжения от котельной «Фестивальная»

| № п/п | Наименование показателя | Обозначение | Значение |
|-------|--|--------------|----------|
| 1 | Показатель надежности электроснабжения котельной | $K_{э}$ | 1,0 |
| 2 | Показатель надежности водоснабжения котельной | $K_{в}$ | 1,0 |
| 3 | Показатель надежности топливоснабжения котельной | $K_{т}$ | 0,5 |
| 4 | Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам | $K_{б}$ | 1,0 |
| 5 | Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети | $K_{р}$ | - |
| 6 | Показатель технического состояния тепловых сетей | $K_{с}$ | 0,7 |
| 7 | Показатель интенсивности отказов тепловых сетей | $K_{отк.тс}$ | 0,5 |
| 8 | Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла | $K_{нед}$ | 1,0 |
| 9 | Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом | $K_{п}$ | - |
| 10 | Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием | $K_{м}$ | - |
| 11 | Показатель наличия основных материально-технических ресурсов | $K_{тр}$ | - |
| 12 | Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания | $K_{э}$ | - |
| 13 | Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения | $K_{гот}$ | - |

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,81$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от котельной «Фестивальная» попадает в область надежных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадежна.

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения от котельной АО «ММТП» представлены в таблице 203.

Таблица 203 – Показатели надежности системы теплоснабжения от котельной АО «ММТП»

| № п/п | Наименование показателя | Обозначение | Значение |
|-------|--|--------------|----------|
| 1 | Показатель надежности электроснабжения котельной | $K_{э}$ | 1,0 |
| 2 | Показатель надежности водоснабжения котельной | $K_{в}$ | 1,0 |
| 3 | Показатель надежности топливоснабжения котельной | $K_{т}$ | 0,5 |
| 4 | Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам | $K_{б}$ | 0,5 |
| 5 | Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети | $K_{р}$ | - |
| 6 | Показатель технического состояния тепловых сетей | $K_{с}$ | - |
| 7 | Показатель интенсивности отказов тепловых сетей | $K_{отк.тс}$ | - |
| 8 | Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла | $K_{нед}$ | - |
| 9 | Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом | $K_{п}$ | - |

| № п/п | Наименование показателя | Обозначение | Значение |
|-------|--|-------------|----------|
| 10 | Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием | K_m | - |
| 11 | Показатель наличия основных материально-технических ресурсов | K_{mp} | - |
| 12 | Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания | $K_э$ | - |
| 13 | Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения | $K_{гот}$ | - |

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,6$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от котельной АО «ММТП» попадает в область малонадежных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадежна.

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения от угольной котельной МУП «МУК» представлены в таблице 204.

Таблица 204 – Показатели надежности системы теплоснабжения от угольной котельной МУП «МУК»

| № п/п | Наименование показателя | Обозначение | Значение |
|-------|--|--------------|----------|
| 1 | Показатель надежности электроснабжения котельной | $K_э$ | 1,0 |
| 2 | Показатель надежности водоснабжения котельной | $K_в$ | 1,0 |
| 3 | Показатель надежности топливоснабжения котельной | K_m | 0,5 |
| 4 | Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам | $K_б$ | 1,0 |
| 5 | Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети | K_p | - |
| 6 | Показатель технического состояния тепловых сетей | K_c | - |
| 7 | Показатель интенсивности отказов тепловых сетей | $K_{отк.мс}$ | - |
| 8 | Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла | $K_{нед}$ | - |
| 9 | Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом | K_n | - |
| 10 | Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием | K_m | - |
| 11 | Показатель наличия основных материально-технических ресурсов | K_{mp} | - |
| 12 | Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания | $K_э$ | - |
| 13 | Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения | $K_{гот}$ | - |

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,7$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от угольной котельной МУП «МУК» попадает в область малонадежных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадежна.

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения от дизельной котельной МУП «МУК» представлены в таблице 205.

Таблица 205 – Показатели надежности системы теплоснабжения от дизельной котельной МУП «МУК»

| № п/п | Наименование показателя | Обозначение | Значение |
|-------|--|--------------|----------|
| 1 | Показатель надежности электроснабжения котельной | $K_э$ | 1,0 |
| 2 | Показатель надежности водоснабжения котельной | $K_в$ | 1,0 |
| 3 | Показатель надежности топливоснабжения котельной | $K_т$ | 0,5 |
| 4 | Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам | $K_б$ | 1,0 |
| 5 | Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети | $K_р$ | - |
| 6 | Показатель технического состояния тепловых сетей | $K_с$ | - |
| 7 | Показатель интенсивности отказов тепловых сетей | $K_{отк.мс}$ | - |
| 8 | Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла | $K_{нед}$ | - |
| 9 | Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом | K_n | - |
| 10 | Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием | K_m | - |
| 11 | Показатель наличия основных материально-технических ресурсов | $K_{мп}$ | - |
| 12 | Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания | $K_э$ | - |
| 13 | Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения | $K_{гот}$ | - |

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,7$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от дизельной котельной МУП «МУК» попадает в область малонадежных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадежна.

Результаты расчёта показателей надёжности системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково-1» представлены в таблице 206.

Таблица 206 – Показатели надежности системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково -1»

| № п/п | Наименование показателя | Обозначение | Значение |
|-------|--|--------------|----------|
| 1 | Показатель надежности электроснабжения котельной | $K_э$ | 1,0 |
| 2 | Показатель надежности водоснабжения котельной | $K_в$ | 1,0 |
| 3 | Показатель надежности топливоснабжения котельной | $K_т$ | 0,5 |
| 4 | Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам | $K_б$ | 1,0 |
| 5 | Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети | $K_р$ | - |
| 6 | Показатель технического состояния тепловых сетей | $K_с$ | 0,3 |
| 7 | Показатель интенсивности отказов тепловых сетей | $K_{отк.мс}$ | 1,0 |
| 8 | Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла | $K_{нед}$ | 1,0 |
| 9 | Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом | K_n | - |

| № п/п | Наименование показателя | Обозначение | Значение |
|-------|--|-------------|----------|
| 10 | Показатель оснащённости машинами, специальными механизмами и оборудованием | K_m | - |
| 11 | Показатель наличия основных материально-технических ресурсов | K_{mp} | - |
| 12 | Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания | $K_э$ | - |
| 13 | Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения | $K_{гот}$ | - |

Общий показатель надёжности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,83$.

По общему показателю надёжности система теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково-1» попадает в область надёжных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадёжна.

Результаты расчёта показателей надёжности системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково Южное» представлены в таблице 207.

Таблица 207 – Показатели надёжности системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково Южное»

| № п/п | Наименование показателя | Обозначение | Значение |
|-------|--|--------------|----------|
| 1 | Показатель надёжности электроснабжения котельной | $K_э$ | 1,0 |
| 2 | Показатель надёжности водоснабжения котельной | $K_в$ | 1,0 |
| 3 | Показатель надёжности топливоснабжения котельной | K_m | 0,5 |
| 4 | Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам | $K_б$ | 1,0 |
| 5 | Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети | K_p | - |
| 6 | Показатель технического состояния тепловых сетей | K_c | 0,3 |
| 7 | Показатель интенсивности отказов тепловых сетей | $K_{отк.мс}$ | 1,0 |
| 8 | Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла | $K_{нед}$ | 1,0 |
| 9 | Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом | K_n | - |
| 10 | Показатель оснащённости машинами, специальными механизмами и оборудованием | K_m | - |
| 11 | Показатель наличия основных материально-технических ресурсов | K_{mp} | - |
| 12 | Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания | $K_э$ | - |
| 13 | Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения | $K_{гот}$ | - |

Общий показатель надёжности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,76$.

По общему показателю надёжности система теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково Южное» попадает в область надёжных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадёжна.

Необходимо разработать программу по улучшению надёжности систем теплоснабжения.

Результаты расчёта показателей надёжности системы теплоснабжения от котельной № 22 представлены в таблице 208.

Таблица 208 – Показатели надежности системы теплоснабжения от котельной №22

| № п/п | Наименование показателя | Обозначение | Значение |
|-------|--|--------------|----------|
| 1 | Показатель надежности электроснабжения котельной | $K_{э}$ | 1,0 |
| 2 | Показатель надежности водоснабжения котельной | $K_{в}$ | 1,0 |
| 3 | Показатель надежности топливоснабжения котельной | $K_{т}$ | 0,5 |
| 4 | Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам | $K_{б}$ | 1,0 |
| 5 | Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети | $K_{р}$ | - |
| 6 | Показатель технического состояния тепловых сетей | $K_{с}$ | 0,3 |
| 7 | Показатель интенсивности отказов тепловых сетей | $K_{отк.мс}$ | - |
| 8 | Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла | $K_{нед}$ | - |
| 9 | Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом | $K_{п}$ | - |
| 10 | Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием | $K_{м}$ | - |
| 11 | Показатель наличия основных материально-технических ресурсов | $K_{тп}$ | - |
| 12 | Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания | $K_{э}$ | - |
| 13 | Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения | $K_{гот}$ | - |

Общий показатель надёжности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,77$.

По общему показателю надёжности система теплоснабжения от котельной №22 попадает в область надёжных.

1.10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

Согласно Постановлению Правительства РФ №1140 от 30.12.2009 г. "Об утверждении стандартов раскрытия информации организациями коммунального комплекса и субъектами естественных монополий, осуществляющих деятельность в сфере оказания услуг по передаче тепловой энергии", раскрытию подлежит информация:

1. О ценах (тарифах) на регулируемые товары и услуги и надбавках к этим ценам (тарифам);
2. Об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемых организаций, включая структуру основных производственных затрат (в части регулируемой деятельности);
3. Об основных потребительских характеристиках регулируемых товаров и услуг регулируемых организаций и их соответствии государственным и иным утвержденным стандартам качества;
4. Об инвестиционных программах и отчетах об их реализации;
5. О наличии (отсутствии) технической возможности доступа к регулируемым товарам и услугам регулируемых организаций, а также о регистрации и ходе реализации заявок на подключение к системе теплоснабжения;
6. Об условиях, на которых осуществляется поставка регулируемых товаров и (или) оказание регулируемых услуг;
7. О порядке выполнения технологических и других мероприятий, связанных с подключением к системе теплоснабжения.

Описание результатов хозяйственной деятельности осуществлено в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими и теплосетевыми организациями.

1.10.1. Техничко-экономические показатели АО «Мурманская ТЭЦ»

АО «Мурманская ТЭЦ» является теплоснабжающей организацией и осуществляет деятельность по передаче и распределению пара и горячей воды (тепловой энергии), обеспечению работоспособности котельных и тепловых сетей и оптовой торговле тепловой энергией (без их передачи и распределения).

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности АО «Мурманская ТЭЦ» представлена в таблице 209.

Таблица 209 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «Мурманская ТЭЦ»

| № п/п | Показатели | Ед. изм. | Общее (пр-во + передача) 2020 | Общее (пр-во + передача) 2021 | Общее (пр-во + передача) 2022 |
|-------|---|----------|--|--|--|
| | Расчет подконтрольных расходов (операционные расходы) | | | | |
| 1 | Расходы на приобретение сырья и материалов | тыс.руб. | 158 083 | 162 412 | 167 767 |
| 2 | Расходы на ремонт основных средств | тыс.руб. | 48 956 | 50 297 | 51 955 |
| 3 | Расходы на оплату труда | тыс.руб. | 516 782 | 530 934 | 548 437 |
| 4 | Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями | тыс.руб. | 19 617 | 20 155 | 20 819 |
| 5 | Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая: | тыс.руб. | 132 633 | 136 265 | 140 757 |
| 6 | Расходы на служебные командировки | тыс.руб. | 825 | 848 | 876 |
| 7 | Расходы на обучение персонала | тыс.руб. | 1 942 | 1 995 | 2 061 |
| 8 | Лизинговый платеж | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 |
| 9 | Арендная плата | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 |
| 10 | Другие расходы, в том числе: | тыс.руб. | 56 559 | 58 108 | 60 024 |
| | ИТОГО базовый уровень операционных расходов | тыс.руб. | 935 397 | 961 013 | 992 696 |
| | Расчет неподконтрольных расходов | | | | |
| 1.1 | Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности | тыс.руб. | 4 579 | 6 060 | 5 192 |
| 1.2 | Арендная плата | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 |
| 1.3 | Концессионная плата | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 |
| 1.4 | Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе: | тыс.руб. | 28 793 | 29 724 | 26 171 |
| 1.5 | Отчисления на социальные нужды | тыс.руб. | 159 132 | 162 133 | 168 919 |
| 1.6 | Расходы по сомнительным долгам | тыс.руб. | 80 288 | 78 169 | 76 759 |
| 1.7 | Амортизация основных средств и нематериальных активов | тыс.руб. | 94 154 | 109 840 | 127 309 |
| 1.8 | Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним | тыс.руб. | 404 293 | 245 561 | 133 025 |
| | ИТОГО | тыс.руб. | 771 239 | 631 487 | 537 375 |
| 2 | Налог на прибыль | тыс.руб. | 42 700 | 67 337 | 12 537 |
| 3 | Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регулирования | | 0 | 0 | 0 |
| 4 | Итого неподконтрольных расходов | тыс.руб. | 813 939 | 698 824 | 549 912 |

| № п/п | Показатели | Ед. изм. | Общее (пр-во + передача) 2020 | Общее (пр-во + передача) 2021 | Общее (пр-во + передача) 2022 |
|----------|---|------------------|--|--|--|
| | Расходы на приобретение энергетических ресурсов | | | | |
| 1 | Расходы на топливо | тыс.руб. | 2 959 876 | 3 244 552 | 5 153 306 |
| 2 | Расходы на электрическую энергию | тыс.руб. | 204 504 | 232 027 | 224 829 |
| 3 | Расходы на тепловую энергию | тыс.руб. | 104 999 | 168 904 | 296 339 |
| 4 | Расходы на холодную воду | тыс.руб. | 30 049 | 35 153 | 36 508 |
| 5 | Расходы на теплоноситель | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 |
| 6 | ИТОГО | | 3 299 428 | 3 680 636 | 5 710 982 |
| | | | | | |
| 1 | ПРИБЫЛЬ (нормативная, расчетная предпринимательская) | тыс.руб. | 95 126 | 355 505 | 625 012 |
| | | | | | |
| | Размер корректировки НВВ с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов | | | | |
| 1 | Операционные расходы | тыс.руб. | -104 284 | - 182 870 | -55 034 |
| 2 | Неподконтрольные расходы | тыс.руб. | | - 80 915 | |
| 3 | Расходы на топливо | тыс.руб. | 135 705 | 22 131 | |
| 4 | Расходы на электрическую энергию | тыс.руб. | 2 178 | 4 374 | |
| 5 | Расходы на холодную воду | тыс.руб. | 194 | 388 | |
| 6 | Прочие расходы | тыс.руб. | 152 701 | 276 008 | |
| 7 | ИТОГО | тыс.руб. | 186 494 | 39 116 | -55 034 |
| | | | | | |
| | Итого НВВ на производство и передачу | тыс.руб. | 5 330 385 | 5 735 094 | 7 823 567 |
| | Выработка | тыс. Гкал | 2 210,66 | 2 282,58 | 2 177,46 |
| | Полезный отпуск население | тыс. Гкал | 1 990 | 2 053 | 1 993 |
| | прочие потребители | тыс. Гкал | 1 408 | 1 369 | 1 367 |
| | Тариф (себестоимость) | руб./Гкал | 2 678,35 | 2 793,57 | 3 925,64 |

1.10.2. Техничко-экономические показатели АО «МЭС»

АО «МЭС» является теплоснабжающей организацией и осуществляет деятельность по производству, передаче и распределению пара и горячей воды (тепловой энергии), обеспечению работоспособности котельных и тепловых сетей.

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности АО «МЭС» представлена в таблицах 210 - 212.

Таблица 210 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «МЭС» по производству тепловой энергии за 2020-2022 гг.

(без района Росляково)

| № п/п | Показатели | Ед. изм. | 2020 | | 2020 | | 2021 | | 2022 |
|-----------|--|----------|--------------------------|----------------------|----------|-------------------------------|--------------------------|----------------|--------------------------|
| | | | Общее (пр-во + передача) | Производство, в т.ч. | Передача | Котельная по ул. Фестивальная | Общее (пр-во + передача) | Производство | Общее (пр-во + передача) |
| | Расчет подконтрольных расходов (операционные расходы) | | | | | | | | |
| 1 | Расходы на приобретение сырья и материалов | тыс.руб. | 10 438 | 10 438 | | 264 | 11 041 | 11 041 | 11 401 |
| 2 | Расходы на ремонт основных средств | тыс.руб. | 83 971 | 83 971 | | 0 | 88 822 | 88 822 | 91 715 |
| 3 | Расходы на оплату труда | тыс.руб. | 375 600 | 375 600 | | 6 193 | 397 296 | 397 296 | 410 235 |
| 4 | Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями | тыс.руб. | 0 | 0 | | 0 | 0 | | |
| 5 | Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая: | тыс.руб. | 41 453 | 41 453 | 0 | 2 047 | 43 847 | 43 847 | 45 275 |
| 5.1 | Расходы на оплату услуг связи | тыс.руб. | 0 | 0 | | 0 | 0 | | |
| 5.2 | Расходы на оплату вневедомственной охраны | тыс.руб. | 0 | 0 | | 0 | 0 | | |
| 5.3 | Расходы на оплату коммунальных услуг | тыс.руб. | 0 | 0 | | 0 | 0 | | |
| 5.4 | Расходы на оплату юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг | тыс.руб. | 0 | 0 | | 0 | 0 | | |
| 5.5 | Расходы на оплату услуг по стратегическому управлению организацией | тыс.руб. | 0 | 0 | | 2 047 | 0 | | |
| 5.6 | Расходы на оплату других работ и услуг | тыс.руб. | 41 453 | 41 453 | | 0 | 43 847 | 43 847 | |
| 6 | Расходы на служебные командировки (Компенсация личного транспорта мастеру) | тыс.руб. | 0 | 0 | | 0 | 0 | | |
| 7 | Расходы на обучение персонала | тыс.руб. | 0 | 0 | | 0 | 0 | | |
| 8 | Лизинговый платеж | тыс.руб. | 0 | 0 | | 0 | 0 | | |
| 9 | Арендная плата | тыс.руб. | 0 | 0 | | 0 | 0 | | |
| 10 | Другие расходы, в том числе: | тыс.руб. | 88 858 | 88 858 | 0 | 1 512 | 93 991 | 93 991 | 97 052 |
| 10.1 | Расходы по охране труда и технике безопасности | тыс.руб. | 3 163 | 3 163 | | 148 | 3 346 | 3 346 | 3 455 |
| 10.2 | Льготный проезд | тыс.руб. | 0 | 0 | | 0 | 0 | | |
| 10.3 | Цеховые расходы | тыс.руб. | 0 | 0 | | 0 | 0 | | 51 771 |
| 10.4 | Другие услуги (общехозяйственные расходы) | тыс.руб. | 85 695 | 85 695 | | 1 363 | 90 645 | 90 645 | 41 826 |
| | ИТОГО операционные расходы | тыс.руб. | 600 319 | 600 319 | 0 | 10 016 | 634 996 | 634 996 | 655 678 |

| № п/п | Показатели | Ед. изм. | 2020 | | 2020 | | 2021 | | 2022 |
|-------|---|----------|--------------------------|----------------------|----------|-------------------------------|--------------------------|------------------|--------------------------|
| | | | Общее (пр-во + передача) | Производство, в т.ч. | Передача | Котельная по ул. Фестивальная | Общее (пр-во + передача) | Производство | Общее (пр-во + передача) |
| | Расчет неподконтрольных расходов | | | | | | | | |
| 1.1 | Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности | тыс.руб. | 5 699 | 5 699 | | 0 | 3 472 | 3 472 | 6 347 |
| 1.2 | Арендная плата | тыс.руб. | 67 869 | 67 869 | | 0 | 69 323 | 69 323 | 67 122 |
| 1.4 | Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе: | тыс.руб. | 753 | 753 | | 89 | 1 229 | 1 229 | 1 796 |
| 1.4.1 | плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду | тыс.руб. | | | | | | | 1 220 |
| 1.4.2 | расходы на обязательное страхование | тыс.руб. | | | | | | | 45 |
| 1.4.3 | иные расходы | тыс.руб. | 0 | 0 | | | 0 | | 164 |
| 1.4.5 | налог на имущество | тыс.руб. | 0 | 0 | | 0 | 398 | 398 | 366 |
| 1.5 | Отчисления на социальные нужды | тыс.руб. | 119 969 | 119 969 | | 1 983 | 126 876 | 126 876 | 131 009 |
| 1.6 | Расходы по сомнительным долгам | тыс.руб. | 28 740 | 28 740 | | 0 | 27 416 | 27 416 | 28 050 |
| 1.7 | Амортизация основных средств и нематериальных активов | тыс.руб. | 9 362 | 9 362 | | 8 | 15 079 | 15 079 | 13 352 |
| 1.8 | Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним | тыс.руб. | 44 135 | 44 135 | | 21 | 45 026 | 45 026 | 59 869 |
| | ИТОГО | тыс.руб. | 276 526 | 276 526 | 0 | 2 101 | 288 422 | 288 422 | 307 545 |
| 2 | Налог на прибыль | тыс.руб. | 0 | 0 | | | 0 | | 0 |
| 3 | Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регулирования | тыс.руб. | 0 | 0 | | | 0 | | 0 |
| 4 | ИТОГО неподконтрольных расходов | тыс.руб. | 276 526 | 276 526 | 0 | 2 101 | 288 422 | 288 422 | 307 545 |
| | Расходы на приобретение энергетических ресурсов | | | | | | | | |
| 1 | Расходы на топливо | тыс.руб. | 1 069 757 | 1 069 757 | | 15 084 | 1 284 163 | 1 284 163 | 1 943 306 |
| 2 | Расходы на электрическую энергию | тыс.руб. | 77 591 | 77 591 | | 3 539 | 80 125 | 80 125 | 83 204 |
| 3 | Расходы на тепловую энергию | тыс.руб. | 0 | 0 | | 0 | 0 | | |
| 4 | Расходы на холодную воду | тыс.руб. | 11 489 | 11 489 | | 13 | 13 842 | 13 842 | 14 780 |
| 5 | Расходы на теплоноситель | тыс.руб. | 0 | 0 | | 0 | 0 | | |
| 6 | ИТОГО расходы на приобретение энергетических ресурсов | тыс.руб. | 1 158 837 | 1 158 837 | 0 | 18 636 | 1 378 130 | 1 378 130 | 2 041 290 |
| | Прибыль | тыс.руб. | 46 306 | 46 306 | | 1 088 | 47 611 | 47 611 | 50 045 |

| № п/п | Показатели | Ед. изм. | 2020 | | 2020 | | 2021 | | 2022 |
|----------|---|------------------|--------------------------|----------------------|---------------|-------------------------------|--------------------------|------------------|--------------------------|
| | | | Общее (пр-во + передача) | Производство, в т.ч. | Передача | Котельная по ул. Фестивальная | Общее (пр-во + передача) | Производство | Общее (пр-во + передача) |
| | Размер корректировки НВВ с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов | | 0 | 0 | | | 0 | | 34 068 |
| 1 | Операционные расходы | тыс.руб. | 0 | 0 | | | 0 | | |
| 2 | Неподконтрольные расходы | тыс.руб. | 0 | 0 | | | 0 | | |
| 3 | Расходы на топливо | тыс.руб. | 0 | 0 | | | 0 | | |
| 4 | Расходы на электрическую энергию | тыс.руб. | 0 | 0 | | | 0 | | |
| 5 | Расходы на холодную воду | тыс.руб. | 0 | 0 | | | 0 | | |
| 6 | ИТОГО | тыс.руб. | 15 616 | 15 616 | 0 | 0 | -141 080 | -141 080 | 34 068 |
| | Итого НВВ на производство и передачу | тыс.руб. | 2 097 604 | 2 097 604 | 0 | 31 841 | 2 208 078 | 2 208 078 | 3 088 626 |
| | Выработка | тыс. Гкал | 731,0 | 731,0 | | 12,6 | 747,2 | 747,2 | 740,1 |
| | Собственные нужды котельной | тыс. Гкал | 44,1 | 44,1 | | 0,3 | 48,2 | 48,2 | 50,8 |
| | Собственные нужды котельной | % | 6,0% | 6,0% | | 2,3% | 6,4% | 6,4% | 6,9% |
| | Отпуск | тыс. Гкал | 686,9 | 686,9 | | 12,3 | 699,1 | 699,1 | 689,3 |
| | Полезный отпуск | тыс. Гкал | 608,5 | 608,5 | 4,2 | 12,2 | 620,4 | 620,4 | 610,7 |
| | население | | 476,3 | 475,3 | 1,0 | | 490,3 | 486,2 | |
| | прочие потребители | | 132,2 | 129,0 | 3,2 | | 130,1 | 130,1 | |
| | Тариф (себестоимость) | руб./Гкал | 3 447,44 | 3 447,44 | 802,65 | 2 614,63 | 4 398,27 | 3 558,86 | 5 057,77 |

Таблица 211 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «МЭС» по производству тепловой энергии за 2020-2022 гг. (жилой район Росляково)

| № п/п | Показатели | Ед. изм. | 2020 | 2021 | 2022 |
|-------|---|----------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| | | | Производство и передача | Производство и передача | Производство и передача |
| | Расчет подконтрольных расходов (операционные расходы) | | | | |
| 1 | Расходы на приобретение сырья и материалов | тыс.руб. | 171 | 176 | 181 |
| 2 | Расходы на ремонт основных средств | тыс.руб. | 7 423 | 7 629 | 7 877 |
| 3 | Расходы на оплату труда | тыс.руб. | 90 635 | 93 139 | 96 172 |
| 4 | Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями | тыс.руб. | | | |
| 5 | Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая: | тыс.руб. | 4 085 | 4 198 | 4 334 |
| 6 | Расходы на служебные командировки (Компенсация личного транспорта мастеру) | тыс.руб. | | | |
| 7 | Расходы на обучение персонала | тыс.руб. | | | |
| 8 | Лизинговый платеж | тыс.руб. | | | |
| 9 | Арендная плата | тыс.руб. | | | |
| 10 | Другие расходы, в том числе: | тыс.руб. | 6 350 | 6 526 | 6 738 |
| 10.1 | Расходы по охране труда и технике безопасности | тыс.руб. | 197 | 202 | 209 |
| 10.2 | Льготный проезд | тыс.руб. | | | |
| 10.3 | Цеховые расходы | тыс.руб. | | | 1 877 |
| 10.4 | Другие услуги (общехозяйственные расходы) | тыс.руб. | 6 154 | 6 324 | 4 653 |
| | ИТОГО операционные расходы | тыс.руб. | 108 664 | 111 667 | 115 304 |
| | Расчет неподконтрольных расходов | | | | |
| 1.1 | Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регули-руемые виды деятельности | тыс.руб. | 247 | 139 | 133 |
| 1.2 | Арендная плата | тыс.руб. | 3 744 | 3 744 | 3 744 |
| 1.4 | Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе: | тыс.руб. | 148 | 208 | 485 |
| 1.4.1 | плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду | | | | 474 |
| 1.4.2 | расходы на обязательное страхование | тыс.руб. | | | 8 |
| 1.4.3 | иные расходы | тыс.руб. | | | 3 |
| 1.5 | Отчисления на социальные нужды | тыс.руб. | 29 348 | 30 166 | 31 148 |
| 1.6 | Расходы по сомнительным долгам | тыс.руб. | 4 220 | 4 004 | 3 911 |
| 1.7 | Амортизация основных средств и нематериальных активов | тыс.руб. | 636 | 1 386 | 1 737 |
| 1.8 | Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним | тыс.руб. | 5 146 | 5 166 | 5 729 |
| | ИТОГО | тыс.руб. | 43 488 | 44 813 | 46 886 |

| № п/п | Показатели | Ед. изм. | 2020 | 2021 | 2022 |
|----------|---|------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| | | | Производство и передача | Производство и передача | Производство и передача |
| 2 | Налог на прибыль | тыс.руб. | 0 | | |
| 3 | Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регулирования | | 0 | | |
| 4 | ИТОГО неподконтрольных расходов | тыс.руб. | 43 488 | 44 813 | 46 886 |
| | Расходы на приобретение энергетических ресурсов | | | | |
| 1 | Расходы на топливо | тыс.руб. | 136 721 | 159 233 | 198 308 |
| 2 | Расходы на электрическую энергию | тыс.руб. | 12 225 | 13 124 | 10 993 |
| 3 | Расходы на тепловую энергию | тыс.руб. | | | |
| 4 | Расходы на холодную воду | тыс.руб. | 1 485 | 1 774 | 1 497 |
| 5 | Расходы на теплоноситель | тыс.руб. | | | |
| 6 | ИТОГО расходы на приобретение энергетических ресурсов | тыс.руб. | 150 430 | 174 130 | 210 798 |
| | Прибыль | тыс.руб. | 8 366 | 8 619 | 8 961 |
| | Размер корректировки НВВ с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов | | | | 4090 |
| 1 | Операционные расходы | тыс.руб. | | | |
| 2 | Неподконтрольные расходы | тыс.руб. | | | |
| 3 | Расходы на топливо | тыс.руб. | | | |
| 4 | Расходы на электрическую энергию | тыс.руб. | | | |
| 5 | Расходы на холодную воду | тыс.руб. | | | |
| 6 | ИТОГО | тыс.руб. | -78 846 | -26 798 | 4090 |
| | Итого НВВ на производство и передачу | тыс.руб. | 232 103 | 312 431 | 386 039 |
| | Выработка | тыс.Гкал | 94,1 | 93,4 | 77,9 |
| | Собственные нужды котельной | тыс.Гкал | 5,4 | 5,4 | 4,4 |
| | Собственные нужды котельной | | | | |
| | Отпуск | тыс. Гкал | 88,7 | 88,0 | 73,5 |
| | Полезный отпуск | тыс.Гкал | 79,8 | 79,1 | 64,6 |
| | население | | 68,9 | 67,3 | - |
| | прочие потребители | | 11,0 | 11,8 | - |
| | Тариф (себестоимость) | руб./Гкал | 2 906,96 | 3 950,62 | 5 973,82 |

Таблица 212 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «МЭС» по обеспечению передачи тепловой энергии за 2020-2022 гг.

| № п/п | Показатели | Ед. изм. | 2020 | 2021 | 2022 |
|------------|--|-----------------|----------------|----------------|----------------|
| | | | Передача | Передача | Передача |
| | Расчет подконтрольных расходов (операционные расходы) | | | | |
| 1 | Расходы на приобретение сырья и материалов | тыс.руб. | 4 774 | 4 883 | 5 042 |
| 2 | Расходы на ремонт основных средств | тыс.руб. | 27 713 | 28 488 | 29 416 |
| 3 | Расходы на оплату труда | тыс.руб. | 114 789 | 114 147 | 117 865 |
| 4 | Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями | тыс.руб. | | | |
| 5 | Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая: | тыс.руб. | 6 326 | 6 501 | 6 712 |
| 5.1 | Расходы на оплату услуг связи | тыс.руб. | | | |
| 5.2 | Расходы на оплату вневедомственной охраны | тыс.руб. | | | |
| 5.3 | Расходы на оплату коммунальных услуг | тыс.руб. | | | |
| 5.4 | Расходы на оплату юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг | тыс.руб. | | | |
| 5.5 | Расходы на оплату услуг по стратегическому управлению организацией | тыс.руб. | | | |
| 5.6 | Расходы на оплату других работ и услуг | тыс.руб. | 6 326 | 6 501 | 6 712 |
| 6 | Расходы на служебные командировки (Компенсация личного транспорта мастеру) | тыс.руб. | | | |
| 7 | Расходы на обучение персонала | тыс.руб. | | | |
| 8 | Лизинговый платеж | тыс.руб. | | | |
| 9 | Арендная плата | тыс.руб. | | | |
| 10 | Другие расходы, в том числе: | тыс.руб. | 20 438 | 20 715 | 21 390 |
| 10.1 | Расходы по охране труда и технике безопасности | тыс.руб. | 1 051 | 1 081 | 1 116 |
| 10.2 | Льготный проезд | тыс.руб. | | | |
| 10.3 | Цеховые расходы | тыс.руб. | | | 8 055 |
| 10.4 | Другие услуги (общехозяйственные расходы) | тыс.руб. | 19 387 | 19 635 | 12 219 |
| | ИТОГО операционные расходы | тыс.руб. | 174 039 | 174 734 | 180 425 |
| | Расчет неподконтрольных расходов | | | | |
| 1.1 | Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регули-руемые виды деятельности | тыс.руб. | 3 931 | 4 597 | 5 235 |
| 1.2 | Арендная плата | тыс.руб. | 56 960 | 55 165 | 52 439 |
| 1.4 | Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе: | тыс.руб. | 11 | 167 | 853 |
| 1.4.2 | расходы на обязательное страхование | тыс.руб. | | | 0 |
| 1.4.5 | иные расходы | тыс.руб. | | | 35 |
| 1.4.5 | налог на имущество | тыс.руб. | 0 | 154 | 819 |
| 1.5 | Отчисления на социальные нужды | тыс.руб. | 34 835 | 33 624 | 35 913 |
| 1.6 | Расходы по сомнительным долгам | тыс.руб. | | | |

| № п/п | Показатели | Ед. изм. | 2020 | 2021 | 2022 |
|-------|---|-----------|----------------|----------------|----------------|
| | | | Передача | Передача | Передача |
| 1.7 | Амортизация основных средств и нематериальных активов | тыс.руб. | 5 471 | 6 280 | 10 489 |
| 1.8 | Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним | тыс.руб. | | | |
| | ИТОГО | тыс.руб. | 101 208 | 99 833 | 104 929 |
| 2 | Налог на прибыль | тыс.руб. | | | |
| 3 | Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регулирования | | | | |
| 4 | ИТОГО неподконтрольных расходов | тыс.руб. | 101 208 | 99 833 | 104 929 |
| | Расходы на приобретение энергетических ресурсов | | | | |
| 1 | Расходы на топливо | тыс.руб. | | | |
| 2 | Расходы на электрическую энергию | тыс.руб. | 13 313 | 13 521 | 11 600 |
| 3 | Расходы на тепловую энергию | тыс.руб. | 289 925 | 298 510 | 419 478 |
| 4 | Расходы на холодную воду | тыс.руб. | 2 999 | 0 | 0 |
| 5 | Расходы на теплоноситель | тыс.руб. | | | |
| 6 | ИТОГО расходы на приобретение энергетических ресурсов | тыс.руб. | 306 237 | 312 031 | 431 078 |
| | Прибыль | тыс.руб. | 16 293 | 16 316 | 16 888 |
| | Размер корректировки НВВ с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов | | | | |
| 1 | Операционные расходы | тыс.руб. | | | |
| 2 | Неподконтрольные расходы | тыс.руб. | | | |
| 3 | Расходы на топливо | тыс.руб. | | | |
| 4 | Расходы на электрическую энергию | тыс.руб. | | | |
| 5 | Расходы на холодную воду | тыс.руб. | | | |
| 6 | ИТОГО | тыс.руб. | -51 130 | -39 339 | -40 214 |
| | Итого НВВ на производство и передачу | тыс.руб. | 546 647 | 563 575 | 693 106 |
| | Выработка | тыс. Гкал | | | |
| | Собственные нужды котельной | тыс. Гкал | | | |
| | Собственные нужды котельной | | | | |
| | Отпуск | тыс. Гкал | 1 865,2 | 1 826,5 | 1 795,2 |
| | Полезный отпуск | тыс. Гкал | 1 757,1 | 1 719,7 | 1 688,3 |
| | население | | 1 757,1 | 1 719,7 | |
| | прочие потребители | | | | |
| | Тариф (себестоимость) | руб./Гкал | 311,11 | 327,72 | 410,53 |

1.10.3. Техничко-экономические показатели МУП «МУК»

МУП «МУК» является теплоснабжающей организацией и осуществляет деятельность по производству пара и горячей воды (тепловой энергии) котельными, передаче и распределению горячей воды (тепловой энергии), обеспечению работоспособности котельных и тепловых сетей.

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности МУП «МУК» представлена в таблицах 213-214.

Таблица 213 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности МУП «МУК» (угольная котельная)

| № | Показатели | Ед. изм. | Год | | | | |
|---------------------------------------|---|----------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|
| | | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
| Подконтрольные (операционные) расходы | | | | | | | |
| 1 | Расходы на приобретение сырья и материалов | тыс.руб. | 163,316 | 218,99 | 269,778 | 276,695 | 325,687 |
| 2 | Расходы на ремонт основных средств | тыс.руб. | 0 | 114,042 | 140,491 | 144,093 | 623,105 |
| 3 | Расходы на оплату труда | тыс.руб. | 4989,001 | 5675,081 | 5826,038 | 5 975,418 | 7 837,304 |
| 4 | Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями | тыс.руб. | 1503,378 | 894,789 | 1102,308 | 1 130,571 | 50,000 |
| 5 | Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая: | тыс.руб. | 445,48 | 392,59 | 483,637 | 496,037 | 597,522 |
| 5.1 | Расходы на оплату услуг связи | тыс.руб. | 0,723 | 0,665 | 0,82 | 0,841 | 1,029 |
| 5.2 | Расходы на оплату вневедомственной охраны | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5.3 | Расходы на оплату коммунальных услуг | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5.4 | Расходы на оплату юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг | тыс.руб. | 195,31 | 170,944 | 210,589 | 215,989 | 300,993 |
| 5.5 | Расходы на оплату услуг по стратегическому управлению организацией | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | 0,000 | |
| 5.6 | Расходы на оплату других работ и услуг | тыс.руб. | 249,443 | 220,979 | 272,228 | 279,208 | 295,500 |
| 6 | Расходы на служебные командировки (Компенсация личного транспорта мастеру) | тыс.руб. | 13,304 | 17,094 | 17,549 | 17,999 | 16,306 |
| 7 | Расходы на обучение персонала | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | Лизинговый платеж | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 9 | Арендная плата | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | Другие расходы, в том числе: | тыс.руб. | 5343,238 | 3419,076 | 4212,027 | 4 320,023 | 6 655,498 |
| 10.1 | Расходы по охране труда и технике безопасности | тыс.руб. | 170,839 | 169,721 | 209,083 | 214,444 | 214,238 |
| 10.2 | Льготный проезд | тыс.руб. | 80,45 | 56,898 | 70,093 | 71,890 | |
| 10.3. | Цеховые расходы | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10.4. | Другие услуги (общехозяйственные расходы) | тыс.руб. | 5091,949 | 3192,457 | 3932,851 | 4 033,689 | 6 441,260 |
| | ИТОГО базовый уровень операционных расходов | тыс.руб. | 12457,717 | 10731,662 | 12051,828 | 12 360,837 | 16 105,422 |
| Неподконтрольные расходы | | | | | | | |

| № | Показатели | Ед. изм. | Год | | | | |
|--|---|----------|-----------|----------|----------|-----------|------------|
| | | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
| 1.1 | Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1.2 | Арендная плата | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1.3 | Концессионная плата | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1.4 | Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе: | тыс.руб. | 2695,02 | 70,61 | 64,663 | 0 | 0 |
| 1.4.1 | 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 | 0 | 0 | | |
| 1.4.2 | расходы на обязательное страхование | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | | |
| 1.4.3 | иные расходы (списание НДС на расходы) | тыс.руб. | 2619,013 | 0 | 0 | | |
| 1.4.4. | транспортный налог | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | | |
| 1.4.5. | налог на имущество | тыс.руб. | 76,006 | 70,613 | 64,663 | | |
| 1.5 | Отчисления на социальные нужды | тыс.руб. | 1712,209 | 1713,874 | 1759,463 | 2 056,830 | 2 614,827 |
| 1.6 | Расходы по сомнительным долгам | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 1.7 | Амортизация основных средств и нематериальных активов | тыс.руб. | 270,459 | 245,126 | 245,126 | 245,126 | 273,838 |
| 1.8 | Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | | |
| | ИТОГО | тыс.руб. | 4677,69 | 2029,61 | 2069,252 | 2 301,956 | 2 888,665 |
| 2 | Налог на прибыль | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регулирования | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | Итого неподконтрольных расходов | тыс.руб. | 4677,69 | 2029,61 | 2069,252 | 2 301,956 | 2 888,665 |
| Расходы на приобретение энергетических ресурсов | | | | | | | |
| 1 | Расходы на топливо | тыс.руб. | 9 235,090 | 5473,343 | 5748,32 | 7 330,810 | 21 068,836 |
| 2 | Расходы на электрическую энергию | тыс.руб. | 1 067,104 | 1105,022 | 1463,925 | 1 520,448 | 1 489,691 |
| 3 | Расходы на тепловую энергию | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | | |
| 4 | Расходы на холодную воду | тыс.руб. | 72,109 | 24,634 | 67,796 | 80,128 | 42,188 |
| 5 | Расходы на теплоноситель | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | | |

| № | Показатели | Ед. изм. | Год | | | | |
|--|--------------------------------------|----------|------------|-----------|----------|------------|------------|
| | | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
| 6 | ИТОГО | | 10 374,303 | 6602,999 | 7280,041 | 8 931,386 | 22 600,715 |
| Размер корректировки НВВ с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов | | | | | | | |
| 1 | Операционные расходы | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 2 | Неподконтрольные расходы | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 3 | Расходы на топливо | тыс.руб. | 0 | -832,63 | -918,59 | -871,28 | |
| 4 | Расходы на электрическую энергию | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 5 | Расходы на холодную воду | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 6 | ИТОГО | тыс.руб. | 0 | -832,63 | -918,59 | -871,28 | |
| НВВ на производство и передачу | | | | | | | |
| | Итого НВВ на производство и передачу | тыс.руб. | 27 509,710 | 18531,641 | 20482,53 | 22 722,900 | 41 594,8 |
| | Тариф | руб/Гкал | | 4155,08 | 4696,75 | 4,444 | 4,338 |

Таблица 214 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности МУП «МУК» (дизельная котельная)

| № | Показатели | Ед. изм. | Год | | | | |
|---------------------------------------|---|----------|-----------------|-----------------|----------------|-----------------|-----------------|
| | | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
| Подконтрольные (операционные) расходы | | | | | | | |
| 1 | Расходы на приобретение сырья и материалов | тыс.руб. | 172,097 | 63,817 | 78,618 | 80,63 | 64,90 |
| 2 | Расходы на ремонт основных средств | тыс.руб. | 28,2 | 75,917 | 93,523 | 95,92 | 2,19 |
| 3 | Расходы на оплату труда | тыс.руб. | 2 201,09 | 1742,756 | 1789,113 | 1 834,99 | 3 151,84 |
| 4 | Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями | тыс.руб. | 417,157 | 431,84 | 531,992 | 545,63 | 50,00 |
| 5 | Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая: | тыс.руб. | 156,856 | 167,69 | 206,587 | 211,88 | 229,66 |
| 5.1 | Расходы на оплату услуг связи | тыс.руб. | 0,747 | 1,419 | 1,748 | 1,79 | 1,20 |
| 5.2 | Расходы на оплату вневедомственной охраны | тыс.руб. | | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5.3 | Расходы на оплату коммунальных услуг | тыс.руб. | | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5.4 | Расходы на оплату юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг | тыс.руб. | 153,959 | 166,276 | 204,839 | 210,09 | 227,96 |
| 5.5 | Расходы на оплату услуг по стратегическому управлению организацией | тыс.руб. | | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5.6 | Расходы на оплату других работ и услуг | тыс.руб. | 2,15 | 0 | 0 | 0 | 0,50 |
| 6 | Расходы на служебные командировки (Компенсация личного транспорта мастеру) | тыс.руб. | 10,8 | 14,918 | 15,315 | 15,71 | 13,09 |
| 7 | Расходы на обучение персонала | тыс.руб. | | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | Лизинговый платеж | тыс.руб. | | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 9 | Арендная плата | тыс.руб. | 14,267 | 14,78 | 15,173 | 15,56 | 14,88 |
| 10 | Другие расходы, в том числе: | тыс.руб. | 2 337,40 | 2304,73 | 2837,608 | 2 910,36 | 2 665,69 |
| 10.1 | Расходы по охране труда и технике безопасности | тыс.руб. | 0,481 | 19,414 | 23,916 | 24,53 | 1,97 |
| 10.2 | Льготный проезд | тыс.руб. | 0 | 7,936 | 8,147 | 8,36 | 19,93 |
| 10.3. | Цеховые расходы | тыс.руб. | | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10.4. | Другие услуги (общехозяйственные расходы) | тыс.руб. | 2 336,92 | 2277,376 | 2805,545 | 2 877,48 | 2 643,79 |
| | ИТОГО базовый уровень операционных расходов | тыс.руб. | 5 337,87 | 4816,444 | 5567,93 | 5 710,69 | 6 192,25 |

| № | Показатели | Ед. изм. | Год | | | | |
|--|---|----------|----------|----------|----------|------------|------------|
| | | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
| Неподконтрольные расходы | | | | | | | |
| 1.1 | Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности | тыс.руб. | | 0 | 0 | | |
| 1.2 | Арендная плата | тыс.руб. | | 0 | 0 | | |
| 1.3 | Концессионная плата | тыс.руб. | | 0 | 0 | | |
| 1.4 | Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе: | тыс.руб. | 2 545,83 | 143,266 | 151,061 | | |
| 1.4.1 | 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 | 0 | | |
| 1.4.2 | расходы на обязательное страхование | тыс.руб. | | 0 | 0 | | |
| 1.4.3 | иные расходы (списание НДС на расходы) | тыс.руб. | 2 379,18 | | 0 | | |
| 1.4.4. | транспортный налог | тыс.руб. | | 0 | 0 | | |
| 1.4.5. | налог на имущество | тыс.руб. | 166,653 | 143,266 | 151,061 | | |
| 1.5 | Отчисления на социальные нужды | тыс.руб. | 655,328 | 526,312 | 540,31 | 553,767 | 947,732 |
| 1.6 | Расходы по сомнительным долгам | тыс.руб. | | 0 | 0 | | |
| 1.7 | Амортизация основных средств и нематериальных активов | тыс.руб. | 354,353 | 354,353 | 354,353 | 354,353 | 354,353 |
| 1.8 | Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним | тыс.руб. | | 0 | 0 | | |
| | ИТОГО | тыс.руб. | 3 555,52 | 1023,931 | 1045,724 | 908,12 | 1 302,09 |
| 2 | Налог на прибыль | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регулирования | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | Итого неподконтрольных расходов | тыс.руб. | 3 555,52 | 1023,931 | 1045,724 | 908,12 | 1 302,09 |
| Расходы на приобретение энергетических ресурсов | | | | | | | |
| 1 | Расходы на топливо | тыс.руб. | 12619,00 | 11719,54 | 18588,39 | 19 648,357 | 21 454,213 |
| 2 | Расходы на электрическую энергию | тыс.руб. | 444,946 | 472,594 | 626,553 | 656,999 | 684,890 |
| 3 | Расходы на тепловую энергию | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | Расходы на холодную воду | тыс.руб. | 7,054 | 22,99 | 26,756 | 14,468 | 4,788 |

| № | Показатели | Ед. изм. | Год | | | | |
|--|--------------------------------------|----------|------------|----------|-----------|------------|------------|
| | | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
| 5 | Расходы на теплоноситель | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6 | ИТОГО | | 13 071,004 | 12215,12 | 19241,701 | 20 319,824 | 22 143,891 |
| Размер корректировки НВВ с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов | | | | | | | |
| 1 | Операционные расходы | тыс.руб. | 0 | | | | |
| 2 | Неподконтрольные расходы | тыс.руб. | 0 | | | | |
| 3 | Расходы на топливо | тыс.руб. | 0 | -424,672 | -251,43 | | |
| 4 | Расходы на электрическую энергию | тыс.руб. | 0 | | | | |
| 5 | Расходы на холодную воду | тыс.руб. | 0 | | | | |
| 6 | ИТОГО | тыс.руб. | 0 | -424,66 | -251,43 | | |
| НВВ на производство и передачу | | | | | | | |
| | Итого НВВ на производство и передачу | тыс.руб. | 21 964,384 | 17630,84 | 25603,925 | 26 453,789 | 29 638,231 |
| | Тариф | руб/Гкал | | 6603,31 | 8232,77 | 8 239,38 | 9 989,29 |

1.10.4. Техничко-экономические показатели АО «Завод ТО ТБО»

АО «Завод ТО ТБО» является теплоснабжающей организацией и осуществляет деятельность по производству и сбыта пара (тепловой энергии).

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности АО «Завод ТО ТБО» представлена в таблице 215.

Таблица 215 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «Завод ТО ТБО» за 2018-2020 год

| № п.п. | Показатели | Единица измерения | 2018 | 2019 | 2020 (ожидаемое) |
|--|---|-------------------|-----------|-----------|------------------|
| Расчет подконтрольных расходов (операционные расходы) | | | | | |
| 1 | Расходы на приобретение сырья и материалов | тыс.руб. | 16 707,00 | 7 573,48 | 7 876,42 |
| 2 | Расходы на ремонт основных средств | тыс.руб. | 15 293,00 | 1 900,21 | 1 900,21 |
| 3 | Расходы на оплату труда, в том числе | тыс.руб. | 62 214,00 | 67 386,05 | 67 386,05 |
| | -расходы на оплату труда ППП | тыс.руб. | 46 765,50 | 51 842,73 | 51 842,79 |
| | -расходы на оплату труда цехового и АУП персонала | тыс.руб. | 15 448,50 | 15 543,28 | 15 543,28 |
| 4 | Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями | тыс.руб. | 10 494,00 | 844,48 | 857,57 |
| 5 | Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая: | тыс.руб. | 10 977,00 | 6 787,62 | 10 082,38 |
| 5.1 | Расходы на оплату услуг связи | тыс.руб. | 330,00 | 197,10 | 216,81 |
| 5.2 | Расходы на оплату вневедомственной охраны | тыс.руб. | 616,00 | 840,00 | 960,00 |
| 5.3 | Расходы на оплату коммунальных услуг | тыс.руб. | | | |
| 5.4 | Расходы на оплату юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг | тыс.руб. | 10 031,00 | 3 360,00 | 6 276,00 |
| 5.5 | Расходы на оплату услуг по стратегическому управлению организацией | тыс.руб. | | | |
| 5.6 | Расходы на оплату других работ и услуг | тыс.руб. | | 2 390,52 | 2 629,57 |
| 6 | Расходы на служебные командировки | тыс.руб. | 23,00 | | |
| 7 | Расходы на обучение персонала | тыс.руб. | 59,00 | | |
| 8 | Лизинговый платеж | тыс.руб. | | | |
| 9 | Арендная плата | тыс.руб. | 3 734,00 | 3 429,76 | 3 772,74 |
| 10 | Другие расходы, в том числе: | тыс.руб. | 1 407,00 | 33 983,91 | 36 550,00 |
| 10.1 | Расходы по охране труда и технике безопасности | тыс.руб. | 1 407,00 | | |
| 10.2 | Расходы на канцелярские товары | тыс.руб. | | | |
| 10.3. | Клининговые услуги | тыс.руб. | | | |
| 10.4. | Другие услуги, в том числе | тыс.руб. | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | прочие расходы | | | 6 236,00 | |
| 10.2. | услуги по приему шлака Региональным оператором | тыс.руб. | | 27 747,91 | 36 550,00 |

| № п.п. | Показатели | Единица измерения | 2018 | 2019 | 2020 (ожидаемое) |
|---|---|-------------------|------------|------------|------------------|
| | ИТОГО базовый уровень операционных расходов | тыс.руб. | 120 908,00 | 121 905,52 | 128 425,37 |
| Расчет неподконтрольных расходов | | | | | |
| 1.1 | Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности | тыс.руб. | | | |
| 1.2 | Арендная плата | тыс.руб. | | 3 429,2 | 3 429,2 |
| 1.3 | Концессионная плата | тыс.руб. | | | |
| 1.4 | Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе: | тыс.руб. | 1 796,2 | 2 936,4 | 12 994,5 |
| 1.4.1 | 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. | 56,0 | 503,1 | 10 386,0 |
| 1.4.2 | расходы на обязательное страхование | тыс.руб. | 179,0 | 166,6 | 183,3 |
| 1.4.3 | иные расходы | тыс.руб. | 226,0 | | |
| 1.4.4 | транспортный налог | тыс.руб. | 50,2 | 62,0 | |
| 1.4.5 | налог на имущество | тыс.руб. | 1 285,0 | 2 204,7 | 2 425,2 |
| 1.5 | Отчисления на социальные нужды | тыс.руб. | 18 788,6 | 20 350,6 | 20 350,6 |
| | -отчисления на соц. нужды от оплаты труда ППП | тыс.руб. | 14 123,2 | 15 656,5 | 15 656,5 |
| | -отчисления на соц. нужды от оплаты труда цехового и АУП персонала | тыс.руб. | 4 665,4 | 4 694,1 | 4 694,1 |
| 1.6 | Расходы по сомнительным долгам | тыс.руб. | 698,0 | | |
| 1.7 | Амортизация основных средств и нематериальных активов | тыс.руб. | 2 983,0 | 3 743,0 | 2 983,0 |
| 1.8 | Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним | тыс.руб. | 2 561,0 | | |
| | ИТОГО | тыс.руб. | 26 826,8 | 30 459,2 | 36 328,1 |
| 2 | Налог на прибыль | тыс.руб. | | | |
| 3 | Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регулирования | | | | |
| 4 | Итого неподконтрольных расходов | тыс.руб. | 26 826,8 | 30 459,2 | 36 328,1 |
| Расходы на приобретение энергетических ресурсов | | | | | |
| 1 | Расходы на топливо | тыс.руб. | 4799 | 6888 | 5768 |
| 2 | Расходы на электрическую энергию | тыс.руб. | 13629 | 13739 | 19369 |
| 3 | Расходы на тепловую энергию | тыс.руб. | 2063 | 5236 | 5236 |
| 4 | Расходы на холодную воду | тыс.руб. | 2644 | 3538 | 3892 |
| 5 | Расходы на теплоноситель | тыс.руб. | | 14795 | |
| 6 | ИТОГО | | 23 135,00 | 44 196,65 | 34 265,55 |
| | Прибыль | | | | |
| 1 | Нормативная прибыль | тыс.руб. | 1 509,03 | | 933,58 |
| | Нормативный уровень прибыли | % | 1,23% | 0,50% | 0,40% |

| № п.п. | Показатели | Единица измерения | 2018 | 2019 | 2020 (ожидаемое) |
|--------|---|-------------------|------------|------------|------------------|
| 2 | Расчетная предпринимательская прибыль | | | | |
| 3 | Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования | тыс.руб. | | | |
| | ИТОГО НВВ на производство | тыс.руб. | 172 378,88 | 196 561,36 | 199 952,57 |
| | Баланс тепловой энергии | | | | |
| | отпуск теплоэнергии, тыс. Гкал, в том числе | тыс. Гкал | 130,70 | 135,00 | 135,00 |
| | - Сторонняя реализация | тыс. Гкал | 84,00 | 81,00 | 81,00 |
| | - Собственные источника нужды | | 46,70 | 54,00 | 54,00 |
| | Энергетическая утилизация ТКО | тыс. Гкал | 84,00 | 72,90 | 81,00 |
| | Тариф расчетный (себестоимость с рентабельностью) | руб./Гкал | 1 318,89 | 1 291,00 | 1 481,13 |
| | Тариф утвержденный КТР на период | руб./Гкал | 1260,06 | 1269,37 | 1324,63 |

1.10.5. Техничко-экономические показатели АО «ММТП»

АО «ММТП» является теплоснабжающей организацией и осуществляет деятельность по производству пара и горячей воды (тепловой энергии) котельной.

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности АО «ММТП» представлена в таблице 216.

Таблица 216 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «ММТП» за 2021 - 2022 года

| № п/п | Наименование показателя | Единица измерения | 2021 | 2022 |
|-------|---|-------------------|----------|----------|
| 1 | Расходы на приобретение сырья и материалов | тыс.руб. | - | - |
| 2 | Расходы на ремонт основных средств | тыс.руб. | - | - |
| 3 | Расходы на оплату труда | тыс.руб. | 4315,72 | 4582,88 |
| 4 | Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями | тыс.руб. | - | - |
| 5 | Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями | тыс.руб. | - | - |
| 6 | Другие расходы | тыс.руб. | 3435,08 | 5867,66 |
| 7 | Расходы по охране труда и технике безопасности | тыс.руб. | - | - |
| 8 | Арендная плата | тыс.руб. | 164,26 | |
| 9 | Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей | тыс.руб. | - | - |
| 10 | Отчисления на социальные нужды | тыс.руб. | 1270,68 | 1364,75 |
| 11 | Амортизация основных средств и нематериальных активов | тыс.руб. | 1 289,09 | 1791,43 |
| 12 | Расходы на топливо | тыс.руб. | 8145,70 | 11144,46 |
| 13 | Расходы на электрическую энергию | тыс.руб. | 780,44 | 707,69 |
| 14 | Расходы на холодную воду | тыс.руб. | 70,19 | 123,81 |
| 15 | Итого НВВ на производство и передачу | тыс.руб. | 19471,15 | 23791,24 |
| 16 | Полезный отпуск | тыс. Гкал | 16,459 | 14,857 |

1.10.6. Техничко-экономические показатели ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ

ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ является теплоснабжающей организацией и осуществляет деятельность по передаче и распределению пара и горячей воды (тепловой энергии).

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ представлена в таблице 217.

Таблица 217 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ (с 01.07.2017 по 31.12.2017)

| № п/п | Наименование показателя | Единица измерения | с 01.07.2017 по 31.12.2017* | |
|-------|--|---|--------------------------------|------------|
| 1 | Вид регулируемой деятельности | | производство, тепловой энергии | |
| 2 | Выручка от регулируемой деятельности | тыс.руб. | 132 898,25 | |
| 3 | Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе: | тыс.руб. | 1 474 127,96 | |
| 3.1 | Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность) | тыс.руб. | | |
| 3.2 | Расходы на топливо всего | тыс.руб. | 872 091,35 | |
| | в том числе по видам топлив | | | |
| 3.2.1 | мазут М-100 | Стоимость | тыс.руб. | 73 408,61 |
| | | Объем | тн. | 3 968,58 |
| | | Стоимость 1й единицы объема с учетом доставки (транспортировки) | тыс.руб. | |
| | | Способ приобретения | | |
| 3.2.1 | мазут флотский ф-5 | Стоимость | тыс.руб. | 631 893,96 |
| | | Объем | тн. | 23 567,53 |
| | | Стоимость 1й единицы объема с учетом доставки (транспортировки) | тыс.руб. | |
| | | Способ приобретения | | |
| 3.2.2 | уголь каменный | Стоимость | тыс.руб. | 139,805,53 |
| | | Объем | тн | 40 417,20 |
| | | Стоимость 1й единицы объема с учетом доставки (транспортировки) | тыс.руб. | |
| | | Способ приобретения | | |
| 3.2.3 | электроэнергия (как вид топлива) | Стоимость | тыс.руб. | 14 144,07 |
| | | Объем | тыс. кВт*ч | 306,79 |
| | | Стоимость 1й единицы объема с учетом доставки (транспортировки) | тыс. руб. | |
| | | Способ приобретения | | |
| 3.2.4 | дизельное топливо | Стоимость | тыс.руб. | 12 839,18 |
| | | Объем | тн. | 306,79 |
| | | Стоимость 1й единицы объема с учетом доставки (транспортировки) | тыс.руб. | |
| | | Способ приобретения | | |
| 3.3 | Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе: | тыс.руб. | 61 407,42 | |
| 3.3.1 | Средневзвешенная стоимость 1 кВт*ч | руб. | 4,70 | |
| 3.3.2 | Объем приобретенной электрической энергии | тыс. кВт*ч | 13 072 347,9 | |

| № п/п | Наименование показателя | Единица измерения | с 01.07.2017 по 31.12.2017* |
|-------|---|-------------------|-----------------------------|
| 3.4 | Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе | тыс.руб. | 9 939,64 |
| 3.5 | Расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе | тыс.руб. | 31,43 |
| 3.6 | Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала | тыс.руб. | 374 330,21 |
| 3.7 | Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала | тыс.руб. | 23 166,90 |
| 3.8 | Расходы на амортизацию основных производственных средств | тыс.руб. | 2 267,91 |
| 3.10 | Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт | тыс.руб. | 112 658,26 |
| 3.11 | Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт | тыс.руб. | 8 942,52 |
| 3.12 | 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 % суммы расходов по указанной статье расходов) | тыс.руб. | |
| 3.13 | Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством Российской Федерации | тыс.руб. | 8 878,55 |
| 8 | Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе по каждому источнику тепловой энергии (Гкал/час) | Гкал/час | 703,6 |
| 9 | тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (Гкал/час) | Гкал/час | 280,18 |
| 10 | Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии | тыс. Гкал | 236,06 |
| 11 | Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии | тыс. Гкал | 0,00 |
| 12 | Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе: | тыс. Гкал | 43,51 |
| | По приборам учета | тыс. Гкал | 13,05 |
| | По нормативам потребления | тыс. Гкал | 30,45 |
| 13 | Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом | Гкал/ч.мес | 93 200 |
| 14 | фактические объемы потерь при передаче тепловой энергии | тыс. Гкал | 28,46 |
| 15 | среднесписочная численность основного производственного персонала | чел. | 1 518,05 |
| 16 | среднесписочная численность административно-управленческого персонала | чел. | 42 |
| 17 | удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемую в тепловую сеть, с разбивкой по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности | кг у.т./Гкал | 0,74 |
| 18 | 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 | 59 |
| 19 | Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам | куб. м/Гкал | 0,7 |

*данные об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемой организации за 2018-2020 гг. не предоставлены

1.11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

1.11.1. Описание динамики утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет

1.11.1.1. Динамика утвержденных тарифов АО «Мурманская ТЭЦ»

Сведения об утвержденных тарифах АО «Мурманская ТЭЦ», устанавливаемых Комитетом по тарифному регулированию Мурманской области, представлены в таблице 218.

Динамика изменения утвержденных тарифов на тепловую энергию за период с 2020 по 2022 год, поставляемую АО «Мурманская ТЭЦ» потребителям и устанавливаемых Комитетом по тарифному регулированию Мурманской области, графически представлена на рисунках 73-78.

Таблица 218 – Сведения о размере и динамики утвержденных тарифов АО «Мурманская ТЭЦ»

| № п/п | Наименование | 2020 | 2020 | 2021 | 2021 | 2022 | 2022 |
|-------|--|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| | | 01.01.20-30.06.20 | 01.07.20-31.12.20 | 01.01.21-30.06.21 | 01.07.21-31.12.21 | 01.01.22-30.06.22 | 01.07.22-31.12.22 |
| 1. | Потребители (кроме населения) (без НДС) | | | | | | |
| 1.1 | Тариф на тепловую энергию для потребителей АО «Мурманская ТЭЦ» в г. Мурманске, присоединенных к сетям АО «Мурманская ТЭЦ» (не льготные прочие потребители) | 2678,35 | 2678,35 | 2678,35 | 2952,07 | 2952,07 | 5226,71 |
| | Изменение тарифа, % | | | | 5,11% | | 45,26% |
| 1.2 | Тариф на тепловую энергию для потребителей АО «Мурманская ТЭЦ» в г. Мурманске, присоединенных к сетям АО «Мурманская ТЭЦ» (льготные прочие потребители) | - | - | - | - | 2952,07 | 3394,88 |
| | Изменение тарифа, % | | | | | | |
| 1.3 | Тариф на тепловую энергию для потребителей АО «Мурманская ТЭЦ» в г. Кола, присоединенных к сетям АО «Мурманская ТЭЦ» (не льготные прочие потребители) | 2678,35 | 2678,35 | 2678,35 | 2967,89 | 2967,89 | 5431,42 |
| | Изменение тарифа, % | | | | 5,41% | | 48,76% |
| 1.4 | Тариф на тепловую энергию для потребителей АО «Мурманская ТЭЦ» в г. Кола, присоединенных к сетям АО «Мурманская ТЭЦ» (льготные прочие потребители) | - | - | - | - | 2967,89 | 3413,07 |
| | Изменение тарифа, % | | | | | | |
| 1.5 | Тариф на тепловую энергию для потребителей АО «Мурманская ТЭЦ» в г. Мурманске, присоединенных к сетям АО «Мурманэнергосбыт» (не льготные прочие потребители) | 2989,46 | 2989,46 | 2989,46 | 3294,19 | 3294,19 | 5784,42 |
| | Изменение тарифа, % | | | | 5,10% | | 44,48% |
| 1.6 | Тариф на тепловую энергию для потребителей АО «Мурманская ТЭЦ» в г. Мурманске, присоединенных к сетям АО «Мурманэнергосбыт» (льготные прочие потребители) | - | - | - | - | 3294,19 | 3623,61 |
| | Изменение тарифа, % | | | | | | |
| 1.7 | Тариф на тепловую энергию для потребителей АО «Мурманская ТЭЦ» в г. Мурманске, присоединенных к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (не льготные прочие потребители) | 2950,59 | 4411,07 | 3632,98 | 3632,98 | 3632,98 | 6399,24 |
| | Изменение тарифа, % | | | | -1,30% | | 38,07% |
| 1.8 | Тариф на тепловую энергию для потребителей АО «Мурманская ТЭЦ» в г. Мурманске, присоединенных к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (льготные прочие потребители) | - | - | - | - | 3632,98 | 3789,2 |
| | Изменение тарифа, % | | | | | | |

| № п/п | Наименование | 2020 | 2020 | 2021 | 2021 | 2022 | 2022 |
|----------|--|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| | | 01.01.20- 30.06.20 | 01.07.20- 31.12.20 | 01.01.21- 30.06.21 | 01.07.21- 31.12.21 | 01.01.22- 30.06.22 | 01.07.22- 31.12.22 |
| 2. | Льготный тариф на тепловую энергию, поставляемую населению (с учетом НДС) | | | | | | |
| 2.1 | Льготный тариф для потребителей в г. Мурманске, присоединенных к сетям АО «Мурманская ТЭЦ» | 3099,33 | 3127,22 | 3127,22 | 3149,11 | 3149,11 | 3284,53 |
| | Изменение тарифа, % | | | | 0,80% | | 2,51% |
| 2.2 | Льготный тариф для потребителей в г. Кола, присоединенных к сетям АО «Мурманская ТЭЦ» | 3099,33 | 3254,3 | 3254,3 | 3400 | 3400 | 3546,2 |
| | Изменение тарифа, % | | | | 4,73% | | 4,39% |
| 2.3 | Льготный тариф для потребителей в г. Мурманске, присоединенных к сетям АО «Мурманэнергосбыт» | 3324,63 | 3351,23 | 3351,23 | 3384,74 | 3384,74 | 3513,36 |
| | Изменение тарифа, % | | | | 0,90% | | 2,41% |
| 2.4 | Льготный тариф для потребителей в г. Мурманске, присоединенных к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ | 2047,38 | 2092,43 | 2092,43 | 2180,31 | 2180,31 | 2311,56 |
| | Изменение тарифа, % | | | | 3,21% | | 5,13% |

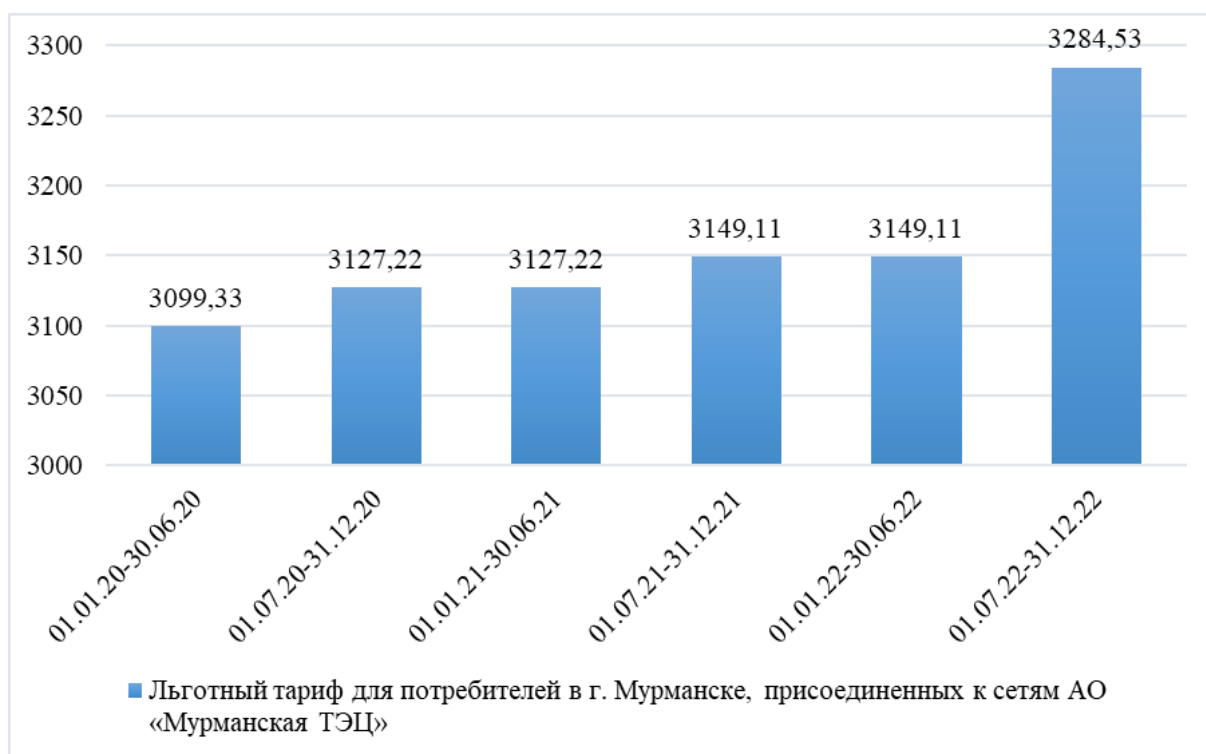


Рисунок 73. Динамика установленных тарифов для потребителей (население), присоединенных к сетям АО «Мурманская ТЭЦ»

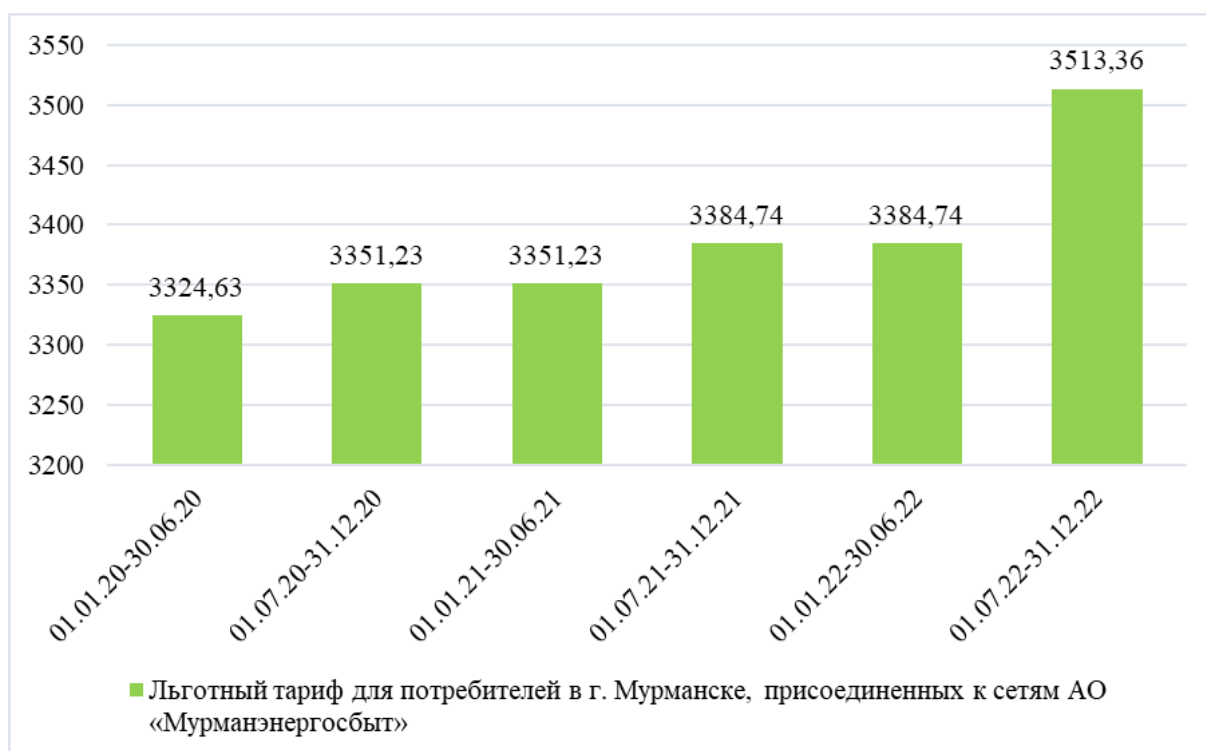


Рисунок 74. Динамика установленных тарифов для потребителей (население), присоединенных к сетям АО «Мурманэнергосбыт»



Рисунок 75. Динамика установленных тарифов для потребителей (население), присоединенных к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ

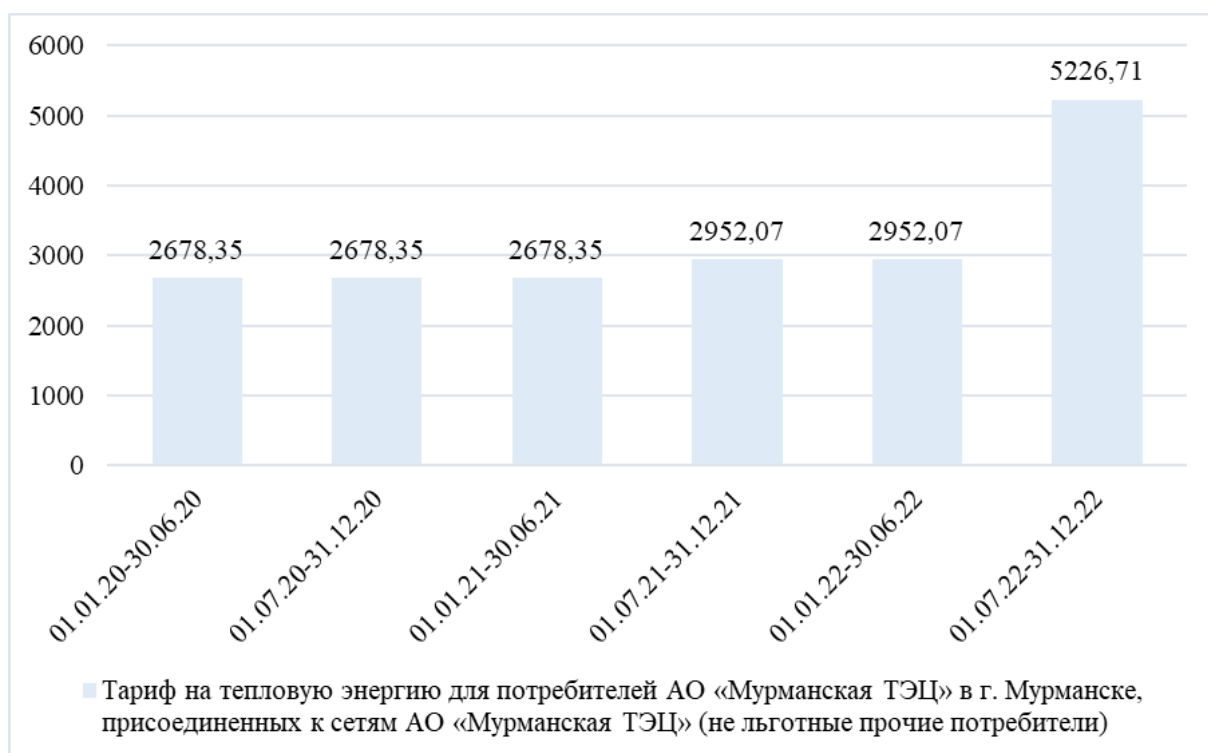


Рисунок 76. Динамика установленных тарифов для потребителей, присоединенных к сетям АО «Мурманская ТЭЦ» (не льготные прочие потребители)

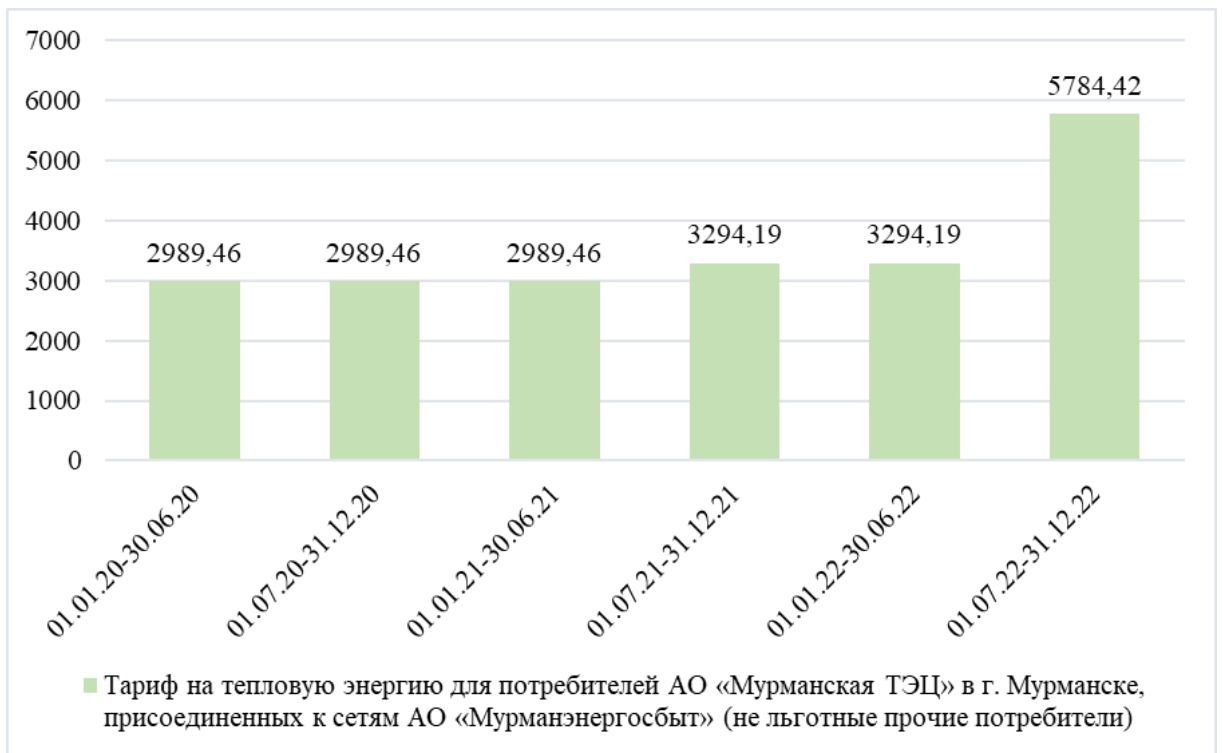


Рисунок 77. Динамика установленных тарифов для потребителей, присоединенных к сетям АО «Мурманэнергосбыт» (не льготные прочие потребители)

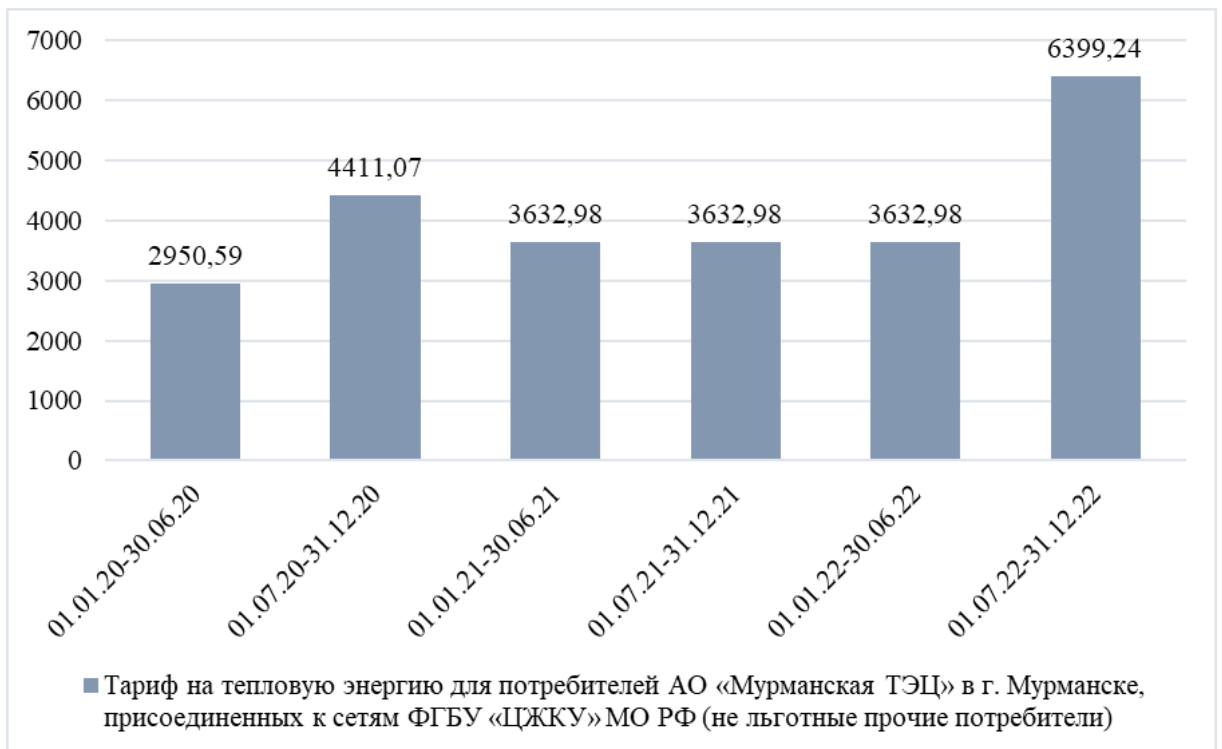


Рисунок 78. Динамика установленных тарифов для потребителей, присоединенных к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (не льготные прочие потребители)

1.11.1.2. Динамика утвержденных тарифов АО «МЭС»

Сведения об утвержденных тарифах АО «МЭС», устанавливаемых Комитетом по тарифному регулированию Мурманской области, представлены в таблице 219.

Динамика изменения утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «МЭС» потребителям, приведена в таблице 219 и графически представлена на рисунках 79-81.

Таблица 219 – Сведения о размере тарифов АО «МЭС»

| ТАРИФЫ, руб./Гкал | Тариф 2020 г. | | Тариф 2021 г. | | Тариф 2022 г. | | | | |
|--|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|
| | 01.01.2020 - 30.06.2020 | 01.07.2020 - 31.12.2020 | 01.01.2021 - 30.06.2021 | 01.07.2021 - 31.12.2021 | 01.01.2022 - 30.06.2022 | 01.07.2022 - 30.11.2022 | 01.07.2022- 31.08.2022 | 01.09.2022- 30.11.2022 | 01.12.2022- 31.12.2022 |
| Тарифы на тепловую энергию | | | | | | | | | |
| Городской округ город-герой Мурманск - горячая вода | | | | | | | | | |
| потребители (без НДС) | | | 3 489,91 | 3 648,47 | 3 648,47 | 6 889,31 | | | 3 165,40 |
| Изменение тарифа, % | | | | - | | | | | 38,93% |
| потребители (кроме населения) (без НДС) | 3 424,87 | 3 489,91 | - | - | 3 648,47 | 3 805,35 | | | - |
| Изменение тарифа, % | | | | - | | | | | - |
| население (с НДС) | 3 457,63 | 3 457,63 | 3 457,63 | 3 457,63 | 3 457,63 | 3 513,36 | | | 3 724,16 |
| Изменение тарифа, % | | | | - | | | | | 1,31% |
| потребители присоединенные к сетям ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ (без НДС) | | | 4 398,27 | 4 398,27 | 4 398,27 | - | 8 318,47 | 7 331,67 | 3 165,42 |
| Изменение тарифа, % | | | | - | | | | | 29,19% |
| потребители (кроме населения) присоединенные к сетям ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ (без НДС) | 3 424,87 | 5 496,97 | - | - | 4 398,27 | 4 587,40 | | | |
| Изменение тарифа, % | | | | - | | | | | - |
| население, присоед. к сетям ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ (с НДС) | 2 047,38 | 2 092,43 | 2 092,43 | 2 180,31 | 2 180,31 | 2 311,56 | | | 2 519,60 |
| Изменение тарифа, % | | | | 3,21% | | | | | 5,94% |
| ул.Ивченко 19 (население) (с НДС) | 2 047,38 | 2 092,43 | 2 092,43 | 2 180,31 | 2 180,31 | 2 311,56 | | | 2 519,60 |
| Изменение тарифа, % | | | | 3,21% | | | | | 5,94% |
| с целью компенсации потерь тепловой энергии (без НДС) | | | | | 3 648,47 | 6 889,31 | | | 3 165,42 |
| Изменение тарифа, % | | | | - | | | | | - |
| Городской округ город-герой Мурманск (мазутная котельная ул. Фестивальная) (с 20.01.2020) | | | | | | | | | |
| потребители (без НДС) | | | 2 925,74 | 4 381,72 | 4 381,72 | 5 936,38 | | | 3 165,42 |
| Изменение тарифа, % | | | | | | | | | 34,88% |
| потребители (кроме населения) (без НДС) | | | 2 925,74 | 3 648,47 | 3 648,47 | 3 805,35 | | | |
| Изменение тарифа, % | | | | | | | | | 13,16% |
| население (с НДС) | | | 3 510,89 | 3 510,89 | 3 510,89 | 3 513,36 | | | 3 724,16 |
| Изменение тарифа, % | | | | | | | | | 0,54% |

| ТАРИФЫ, руб./Гкал | Тариф 2020 г. | | Тариф 2021 г. | | Тариф 2022 г. | | | | |
|--|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|
| | 01.01.2020 - 30.06.2020 | 01.07.2020 - 31.12.2020 | 01.01.2021 - 30.06.2021 | 01.07.2021 - 31.12.2021 | 01.01.2022 - 30.06.2022 | 01.07.2022 - 30.11.2022 | 01.07.2022- 31.08.2022 | 01.09.2022- 30.11.2022 | 01.12.2022- 31.12.2022 |
| п. Росляково (Мурманск) | | | | | | | | | |
| потребители (без НДС) | | | 2 906,96 | 5 107,24 | 5 107,24 | 6 973,37 | | | 4 492,58 |
| Изменение тарифа, % | | | | | | | | | 45,58% |
| потребители (кроме населения) (без НДС) | 2 906,96 | 2 906,96 | 2 906,96 | 3 343,00 | 3 343,00 | 3 677,30 | | | 3 897,94 |
| Изменение тарифа, % | | | | 7,50% | | | | | 12,91% |
| население (с НДС) | 3 488,36 | 3 488,36 | 3 488,36 | 3 488,36 | 3 488,36 | 3 513,36 | | | 3 724,16 |
| Изменение тарифа, % | | | | 0,00% | | | | | 0,86% |
| Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии | | | | | | | | | |
| Городской округ город-герой Мурманск | | | | | | | | | |
| потребители (без НДС) | 311,11 | 311,11 | 311,11 | 352,00 | 352,00 | 501,02 | | | 490,78 |
| Изменение тарифа, % | | | | 6,57% | | | | | 28,38% |

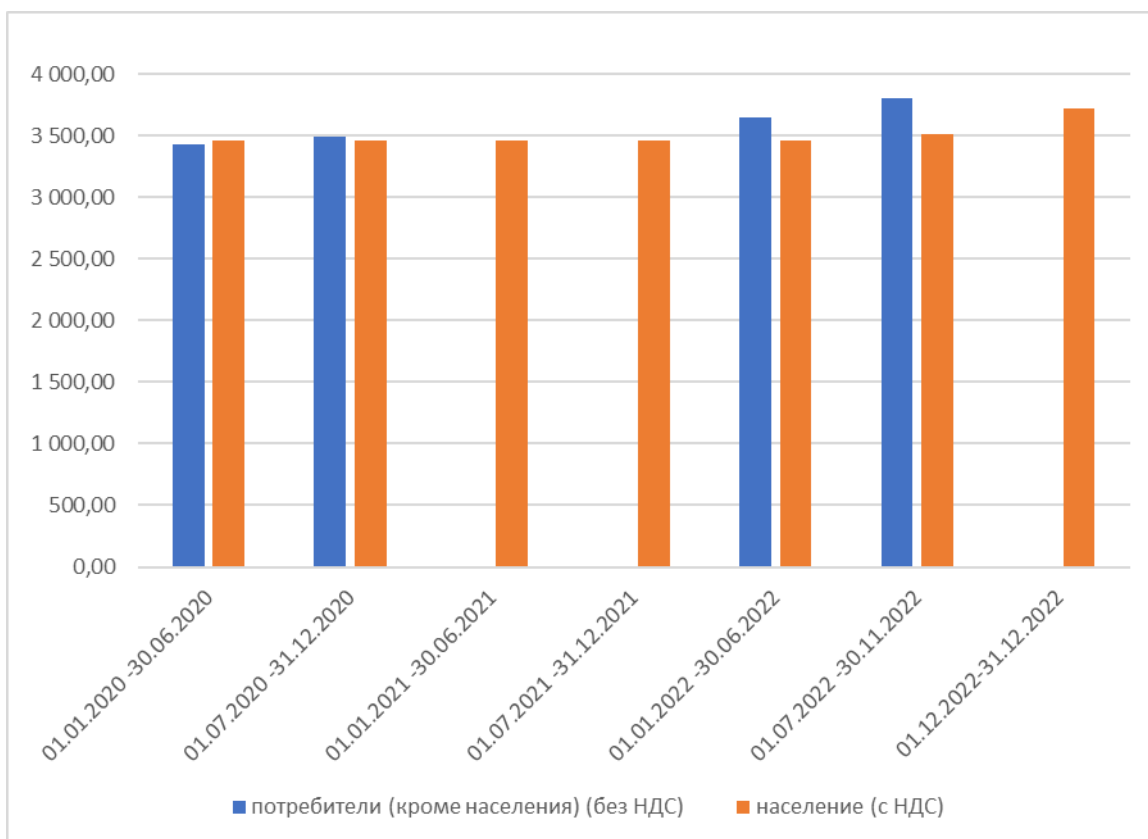


Рисунок 79. Динамика установленных тарифов на тепловую энергию для потребителей АО «МЭС» (г. Мурманск)

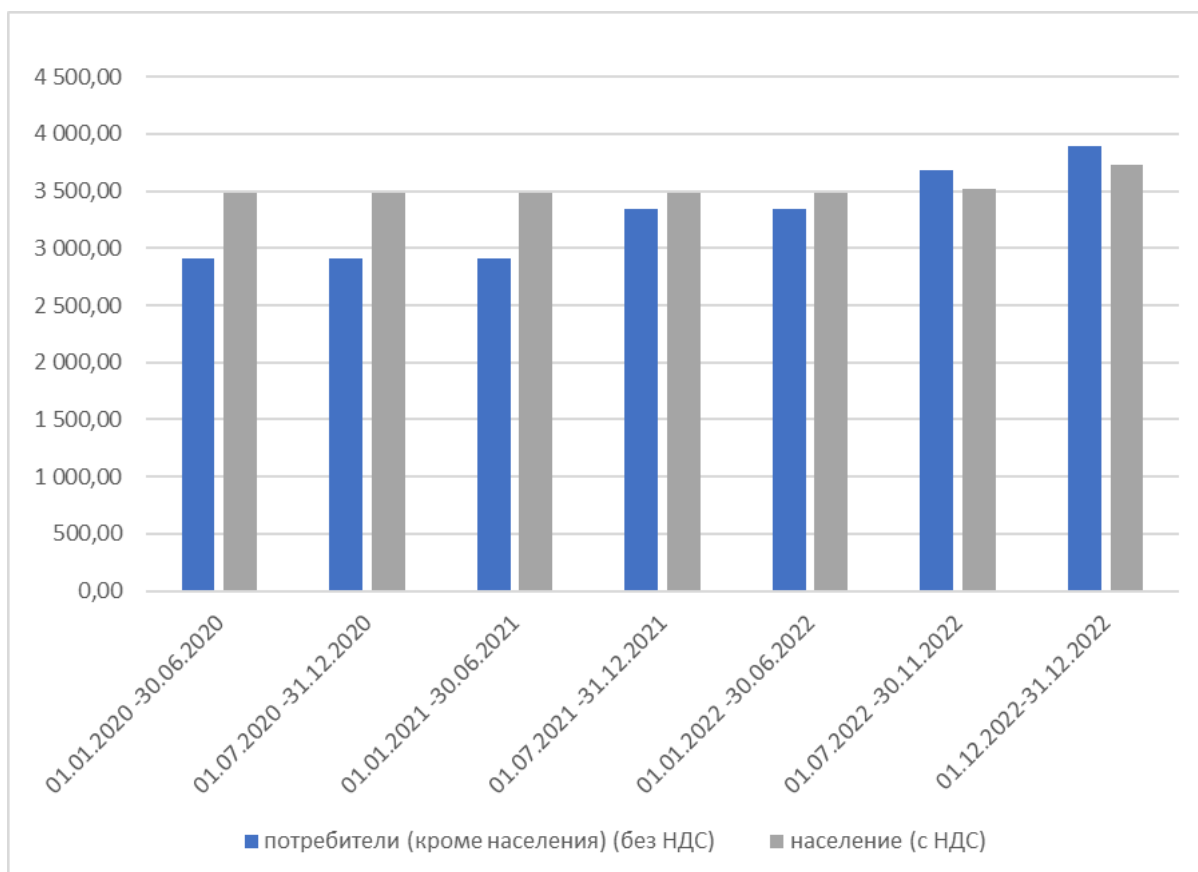


Рисунок 80. Динамика установленных тарифов на тепловую энергию для потребителей АО «МЭС» (п. Росляково)

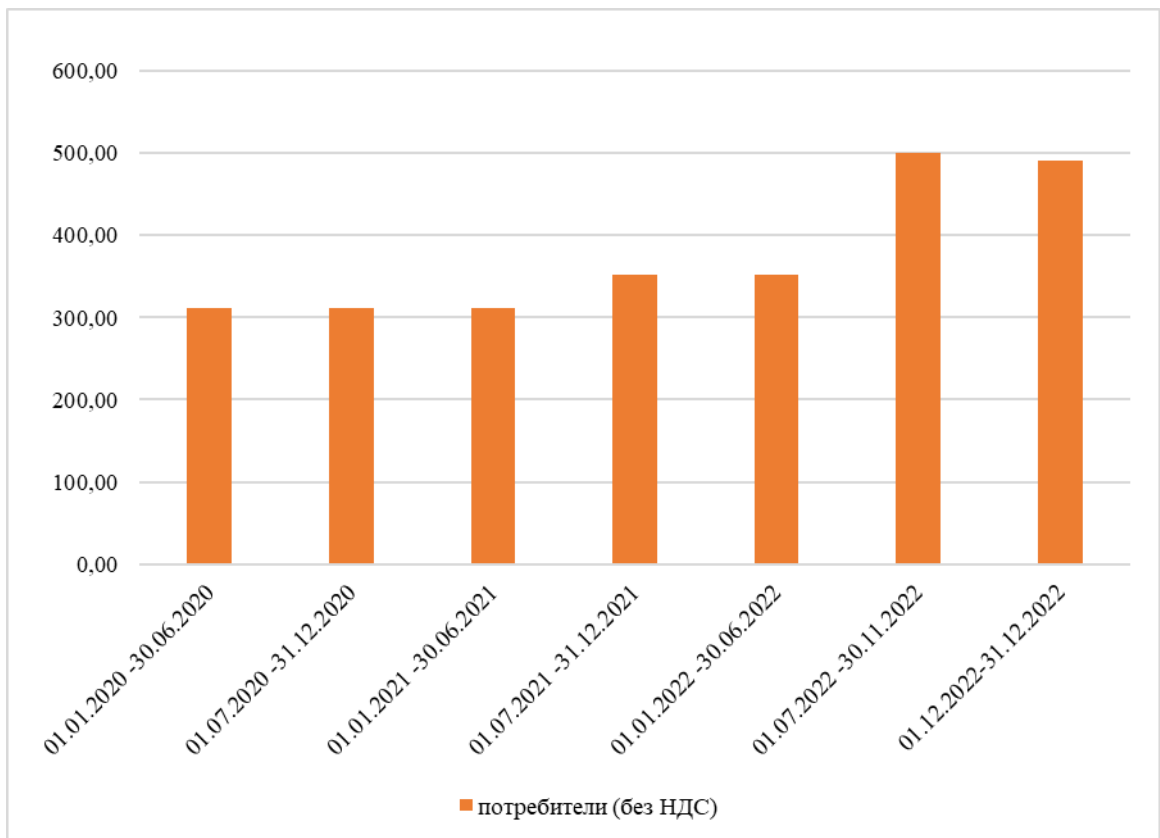


Рисунок 81. Динамика установленных тарифов на передачу тепловой энергии с ГВ АО «МЭС»

1.11.1.3. Динамика утвержденных тарифов МУП «МУК»

Сведения об утвержденных тарифах МУП «МУК», устанавливаемых Комитетом по тарифному регулированию Мурманской области, представлены в таблице 220.

Таблица 220 – Сведения о размере тарифов МУП «МУК» без учета НДС

| № п/п | Наименование энергоуслуги | Дата ввода тарифа | Тариф, руб./Гкал | | Реквизиты постановлений Комитета по тарифному регулированию Мурманской области |
|------------|--|-------------------|------------------|----------|--|
| | | | Население* | Прочие | |
| 1. | ГВ, поставляемая потребителям района Дровяное г. Мурманска (дизельная котельная) | 01.01.2017 | 4780,77 | 4171,27 | от 14.12.2016 г. № 53/5 |
| | | 01.07.2017 | 4780,77 | 4171,27 | |
| | | 01.01.2018 | 4780,77 | 4171,27 | от 12.10.2017 № 42/1 |
| | | 01.07.2018 | 4780,77 | 4171,27 | |
| | | 01.01.2019 | 4861,8 | 4171,27 | от 13.12.2018 № 46/31 |
| | | 01.07.2019 | 4861,8 | 4363,15 | |
| | | 01.01.2020 | 4861,8 | 4363,15 | от 10.02.2020 № 7/1 |
| | | 01.07.2020 | 4861,8 | 5017,62 | |
| | | 01.01.2021 | 3364,36 | 6021,14 | от 17.12.2020 №56/56 |
| | | 01.07.2021 | 3457,63 | 6237,90 | |
| | | 01.01.2022 | 3457,63 | 6237,90 | от 16.12.2021 № 50/18 |
| | | 01.07.2022 | 3513,36 | 6506,13 | |
| | | 01.01.2023 | 3 804,36 | 6 506,13 | от 18.11.2022 № 44/36 |
| 01.07.2023 | | | | | |
| 2. | ГВ, поставляемая потребителям района Дровяное г. Мурманска (угольная котельная) | 01.01.2017 | 2374,91 | 4095,81 | от 05.12.2014 № 55/7 |
| | | 01.07.2017 | 2512,66 | 4095,81 | |
| | | 01.01.2018 | 2512,66 | 4095,81 | от 12.10.2017 № 42/1 |
| | | 01.07.2018 | 2650,86 | 4195,17 | |
| | | 01.01.2019 | 2695,79 | 4195,17 | от 13.12.2018 № 46/31 |
| | | 01.07.2019 | 2822,49 | 4388,15 | |
| | | 01.01.2020 | 2799,49 | 4181,45 | от 10.02.2020 № 7/1 |
| | | 01.07.2020 | 2927,99 | 4181,45 | |
| | | 01.01.2021 | 2927,99 | 4696,75 | от 17.12.2020 №56/56 |
| | | 01.07.2021 | 3057,29 | 4865,83 | |
| | | 01.01.2022 | 3057,29 | 4865,83 | от 16.12.2021 № 50/18 |
| | | 01.07.2022 | 3188,75 | 5075,06 | |
| | | 01.01.2023 | 3 380,07 | 5 075,06 | от 18.11.2022 № 44/36 |
| 01.07.2023 | | | | | |

* - тарифы указываются с учетом НДС

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую МУП «МУК» потребителям, представлена в таблице 221 и графически приведена на рисунках 82-83.

Таблица 221 – Динамика утвержденных тарифов МУП «МУК»

| № п/п | Установленный тариф, руб./Гкал | | | | | | Изменение тарифа, % | | | | | |
|----------|--|------------|------------|------------|------------|------------|---------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| | 01.07.2018 | 01.07.2019 | 01.07.2020 | 01.07.2021 | 01.07.2022 | 01.01.2023 | 01.07.2018 | 01.07.2019 | 01.07.2020 | 01.07.2021 | 01.07.2022 | 01.01.2023 |
| 1. | <i>ГВ, поставляемая потребителям района Дровяное г. Мурманска (дизельная котельная) - население</i> | | | | | | | | | | | |
| | 4780,77 | 4861,8 | 4861,8 | 3457,63 | 3513,36 | 3 804,36 | - | 1,69% | 0,00% | -28,88% | 1,61% | 8,28% |
| 2. | <i>ГВ, поставляемая потребителям района Дровяное г. Мурманска (дизельная котельная) – прочие потребители</i> | | | | | | | | | | | |
| | 4171,27 | 4363,15 | 5017,62 | 6237,9 | 6506,13 | 6 506,13 | - | 4,60% | 15,00% | 24,32% | 4,3% | 0% |
| 3. | <i>ГВ, поставляемая потребителям района Дровяное г. Мурманска (угольная котельная) – население</i> | | | | | | | | | | | |
| | 2650,86 | 2822,49 | 2927,99 | 3057,29 | 3188,75 | 3 380,07 | - | 6,47% | 3,74% | 4,42% | 4,3% | 6% |
| 4. | <i>ГВ, поставляемая потребителям района Дровяное г. Мурманска (угольная котельная) – прочие потребители</i> | | | | | | | | | | | |
| | 4195,17 | 4388,15 | 4181,45 | 4865,83 | 5075,06 | 5 075,06 | - | 4,60% | -4,71% | 16,37% | 4,3% | 0% |

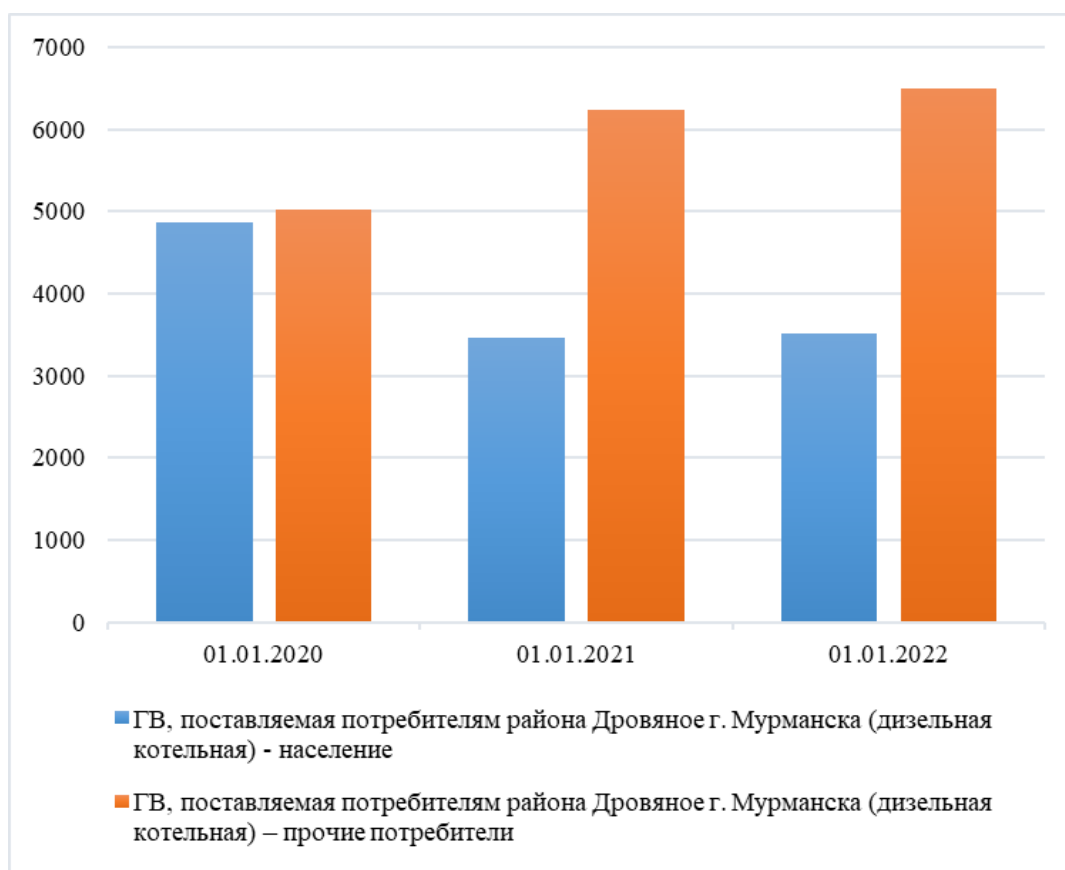


Рисунок 82. Динамика установленных тарифов на ГВ от дизельной котельной

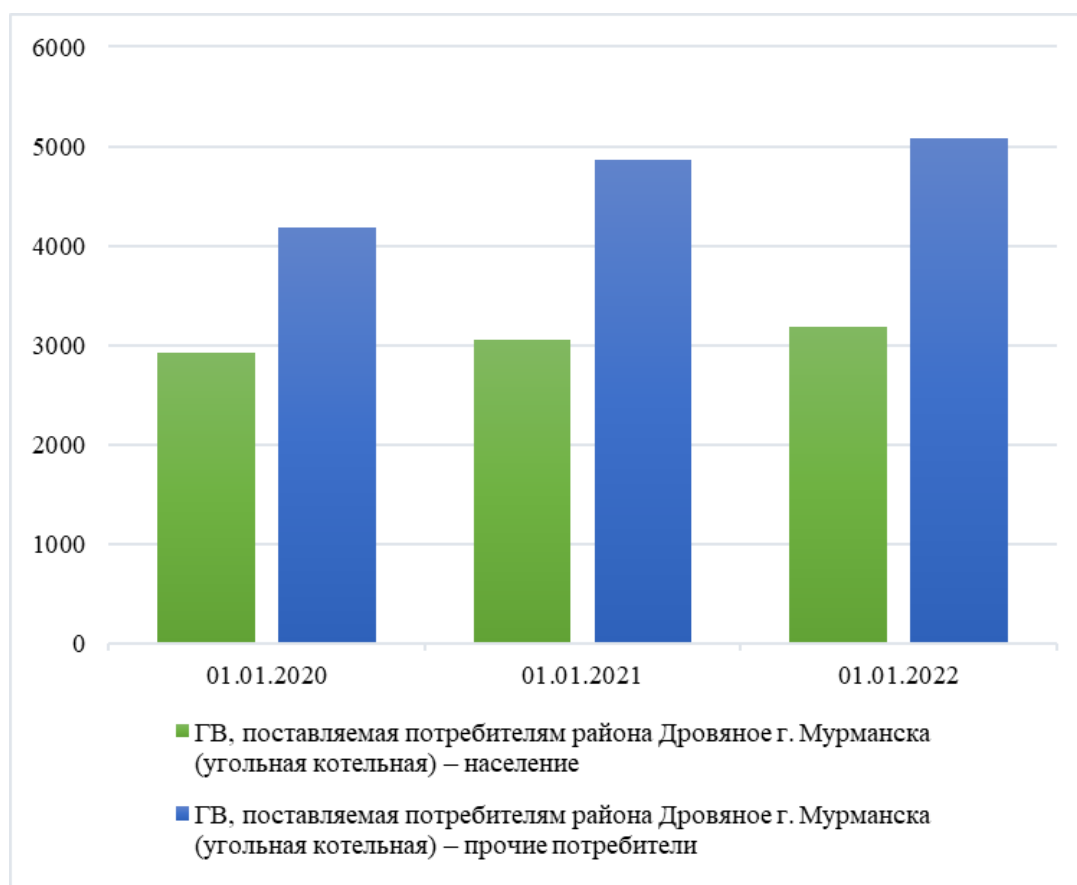


Рисунок 83. Динамика установленных тарифов на ГВ от угольной котельной

1.11.1.4. Динамика утвержденных тарифов АО «Завод ТО ТБО»

Сведения об утвержденных тарифах АО «Завод ТО ТБО», устанавливаемых Комитетом по тарифному регулированию Мурманской области, представлены в таблице 222.

Таблица 222 – Сведения о размере тарифов АО «Завод ТО ТБО» без учета НДС

| № п/п | Наименование энергоуслуги | Дата ввода тарифа | Тариф, руб./Гкал | | Реквизиты постановлений Комитета по тарифному регулированию Мурманской области |
|------------|--|-------------------|------------------|----------|--|
| | | | Население* | Прочие | |
| 1. | Отборный пар под давлением свыше 13,0 кг/см ² , поставляемый потребителям | 01.01.2017 | - | 1281,9 | от 12.10.2016 № 40/1 |
| | | 01.07.2017 | - | 1281,9 | |
| | | 01.01.2018 | - | 1260,06 | от 12.10.2017 № 42/2 |
| | | 01.07.2018 | - | 1260,06 | |
| | | 01.01.2019 | - | 1260,06 | от 13.11.2018 № 38/3 |
| | | 01.07.2019 | - | 1278,67 | |
| | | 01.01.2020 | - | 1278,67 | от 06.11.2019 № 39/3 |
| | | 01.07.2020 | - | 1324,76 | |
| | | 01.01.2021 | - | 1324,76 | от 17.12.2020 № 56/14 |
| | | 01.07.2021 | - | 2 978,02 | |
| | | 01.01.2022 | - | 2 592,47 | от 20.12.2021 № 52/3 |
| | | 01.07.2022 | - | 2 592,47 | |
| | | 01.01.2023 | - | 2 512,58 | от 17.11.2022 № 43/1 |
| 01.07.2023 | - | 2 512,58 | | | |

* - тарифы указываются с учетом НДС

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «Завод ТО ТБО» потребителям, представлена в таблице 223.

Таблица 223 – Динамика тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «Завод ТО ТБО»

| № п/п | Установленный тариф, руб./Гкал | | | | | | |
|-------|--|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| | 01.07.2017 | 01.07.2018 | 01.07.2019 | 01.07.2020 | 01.07.2021 | 01.07.2022 | 01.01.2023 |
| 1. | <i>Отборный пар под давлением свыше 13,0 кг/см², поставляемый потребителям - прочие потребители</i> | | | | | | |
| | 1281,9 | 1260,06 | 1278,67 | 1324,76 | 2 978,02 | 2 592,47 | 2512,58 |
| | Динамика изменения тарифа, % | | | | | | |
| 2. | - | -1,70% | 1,48% | 3,60% | 125% | -13% | -3,08% |

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «Завод ТО ТБО» потребителям, графически представлена на рисунке 84.

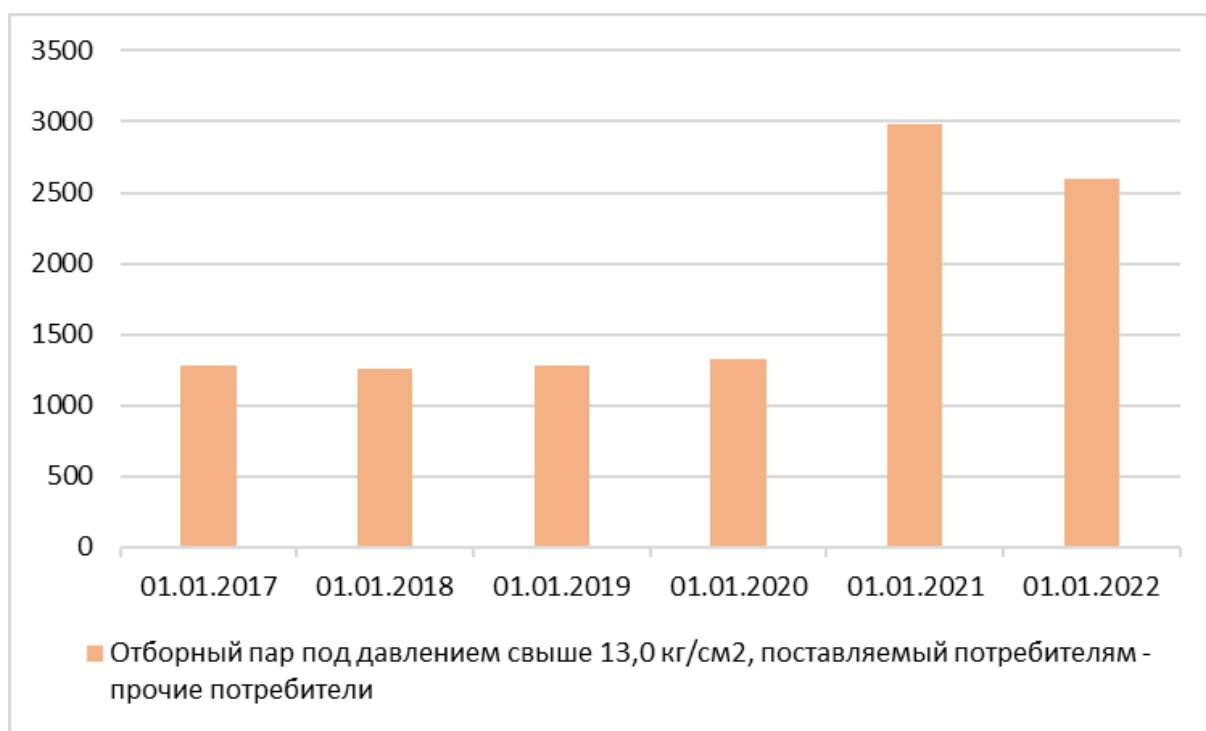


Рисунок 84. Динамика установленных тарифов на отборный пар потребителям АО «Завод ТО ТБО»

1.11.1.5. Динамика установленных тарифов АО «ММТП»

Сведения об утвержденных тарифах АО «ММТП», устанавливаемых Комитетом по тарифному регулированию Мурманской области, представлены в таблице 224.

Таблица 224 – Сведения о размере тарифов АО «ММТП»

| № п/п | Наименование энергоуслуги | Дата ввода тарифа | Тариф, руб./Гкал | | Реквизиты постановлений Комитета по тарифному регулированию Мурманской области |
|----------------------------------|---------------------------|-------------------|------------------|----------|--|
| | | | Население* | Прочие | |
| 1. ГВ, поставляемая потребителям | | 01.01.2017 | - | 3774,09 | от 02.12.2015 № 54/3 |
| | | 01.07.2017 | - | 4052,08 | |
| | | 01.01.2018 | - | 3960,6 | от 05.12.2017 №52/3 |
| | | 01.07.2018 | - | 4766,52 | |
| | | 01.01.2019 | - | 4766,52 | от 14.12.2018 №47/22 |
| | | 01.07.2019 | - | 6122,87 | |
| | | 01.01.2020 | - | 5305,41 | от 06.11.2019 №39/2 |
| | | 01.07.2020 | - | 5305,41 | |
| | | 01.01.2021 | - | 4984,74 | от 28.10.2020 №41/2 |
| | | 01.07.2021 | - | 4984,74 | |
| | | 01.01.2022 | - | 4984,74 | от 10.11.2021 № 40/2 |
| | | 01.07.2022 | - | 5 469,61 | |
| | | 01.01.2023 | - | 5 700,67 | от 14.11.2022 № 40/1 |
| | | 01.07.2023 | - | 5 700,67 | |

* - тарифы указываются с учетом НДС

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «ММТП» потребителям, представлена в таблице 225 и графически приведена на рисунке 85.

Таблица 225 – Динамика утвержденных тарифов АО «ММТП»

| № п/п | Установленный тариф, руб./Гкал | | | | | | |
|----------|---|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| | 01.07.2017 | 01.07.2018 | 01.07.2019 | 01.07.2020 | 01.07.2021 | 01.07.2022 | 01.01.2023 |
| 1. | <i>ГВ, поставляемая потребителям - прочие потребители</i> | | | | | | |
| | 4052,08 | 3960,6 | 6122,87 | 5305,41 | 4984,74 | 5 469,61 | 5 700,67 |
| | Динамика изменения тарифа, % | | | | | | |
| 2. | - | -2% | 55% | -13% | -6% | 10% | 4% |

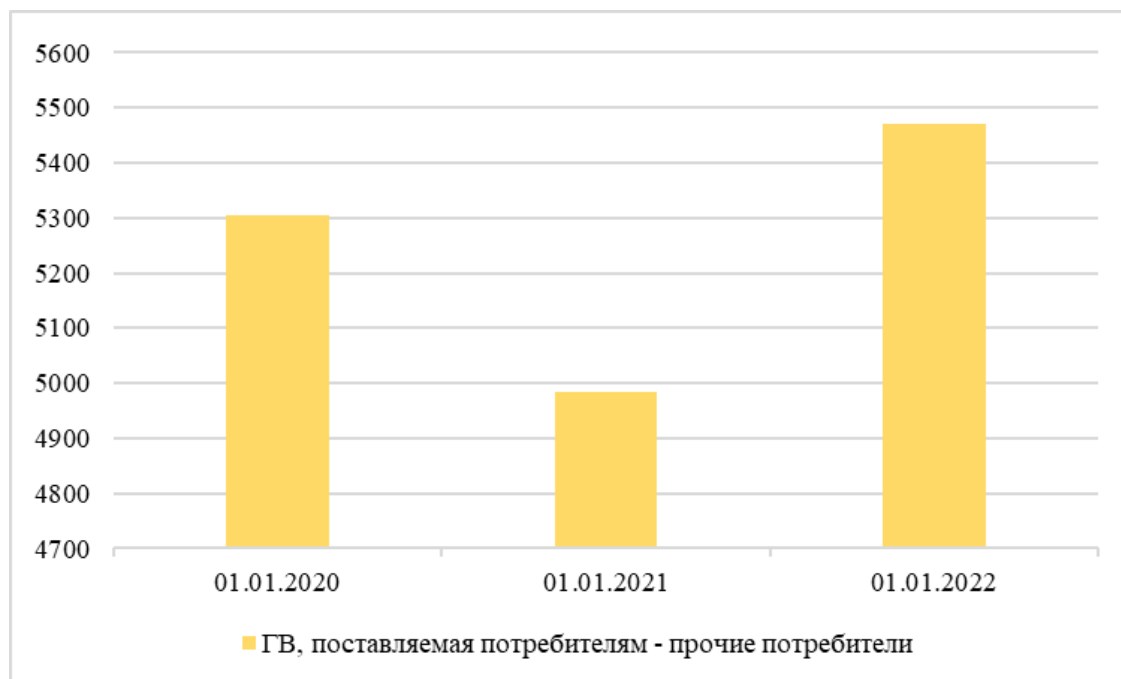


Рисунок 85. Динамика установленных тарифов на ГВ АО «ММТП»

**1.11.1.6. Динамика установленных тарифов ЖКС №1
(г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ**

Сведения об утвержденных тарифах ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ, устанавливаемых Комитетом по тарифному регулированию Мурманской области, представлены в таблице 226.

Таблица 226 – Сведения о размере тарифов ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ

| № п/п | Наименование энергоуслуги | Дата ввода тарифа | Тариф, руб./Гкал | | Реквизиты постановлений Комитета по тарифному регулированию Мурманской области |
|-------|-------------------------------|-------------------|------------------|----------|--|
| | | | Население* | Прочие | |
| 1. | ГВ, поставляемая потребителям | 01.01.2017 | 1638,32 | 5562,64 | от 16.12.2015 № 57/11 |
| | | 01.07.2017 | 1736,32 | 5670,26 | |
| | | 01.01.2018 | 1736,62 | 5577,78 | от 13.12.2017 № 53/14 |
| | | 01.07.2018 | 1840,82 | 5577,78 | |
| | | 01.01.2019 | 1872,01 | 5577,78 | от 20.12.2018 № 51/18 |
| | | 01.07.2019 | 2115,38 | 5711,61 | |
| | | 01.01.2020 | 2047,38 | 5711,61 | от 18.12.2019 № 55/60 |
| | | 01.07.2020 | 2092,43 | 6665,64 | |
| | | 01.01.2021 | 2 092,43 | 6 665,64 | от 16.12.2020 № 55/8 |
| | | 01.07.2021 | 2 180,31 | 7 946,34 | |
| | | 01.01.2022 | 2 180,31 | 6 560,29 | от 17.12.2021 № 51/59 |
| | | 01.07.2022 | 2 311,56 | 6 560,29 | |
| | | 01.01.2023 | 1611,90 | 1343,25 | от 18.11.2022 № 44/53 |
| | | 01.07.2023 | 1611,90 | 1343,25 | |

* - тарифы указываются с учетом НДС

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ потребителям, представлена в таблице 227 и графически на рисунке 86.

Таблица 227 – Динамика установленных тарифов ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ

| № п/п | Установленный тариф, руб./Гкал | | | | | | |
|-------|---|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| | 01.07.2017 | 01.07.2018 | 01.07.2019 | 01.07.2020 | 01.07.2021 | 01.07.2022 | 01.01.2023 |
| 1. | <i>ГВ, поставляемая потребителям - прочие потребители</i> | | | | | | |
| | 5670,26 | 5577,78 | 5711,61 | 6665,64 | 7 946,34 | 6 560,29 | 1343,25 |
| | - | -2% | 2% | 17% | 19% | -17% | -80% |

| № п/п | Установленный тариф, руб./Гкал | | | | | | |
|----------|--|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| | 01.07.2017 | 01.07.2018 | 01.07.2019 | 01.07.2020 | 01.07.2021 | 01.07.2022 | 01.01.2023 |
| 2. | <i>ГВ, поставляемая потребителям - население</i> | | | | | | |
| | 1736,32 | 1840,82 | 2115,38 | 2092,43 | 2 180,31 | 2 311,56 | 1343,25 |
| | - | 6% | 15% | -1% | 4% | 6% | -30% |

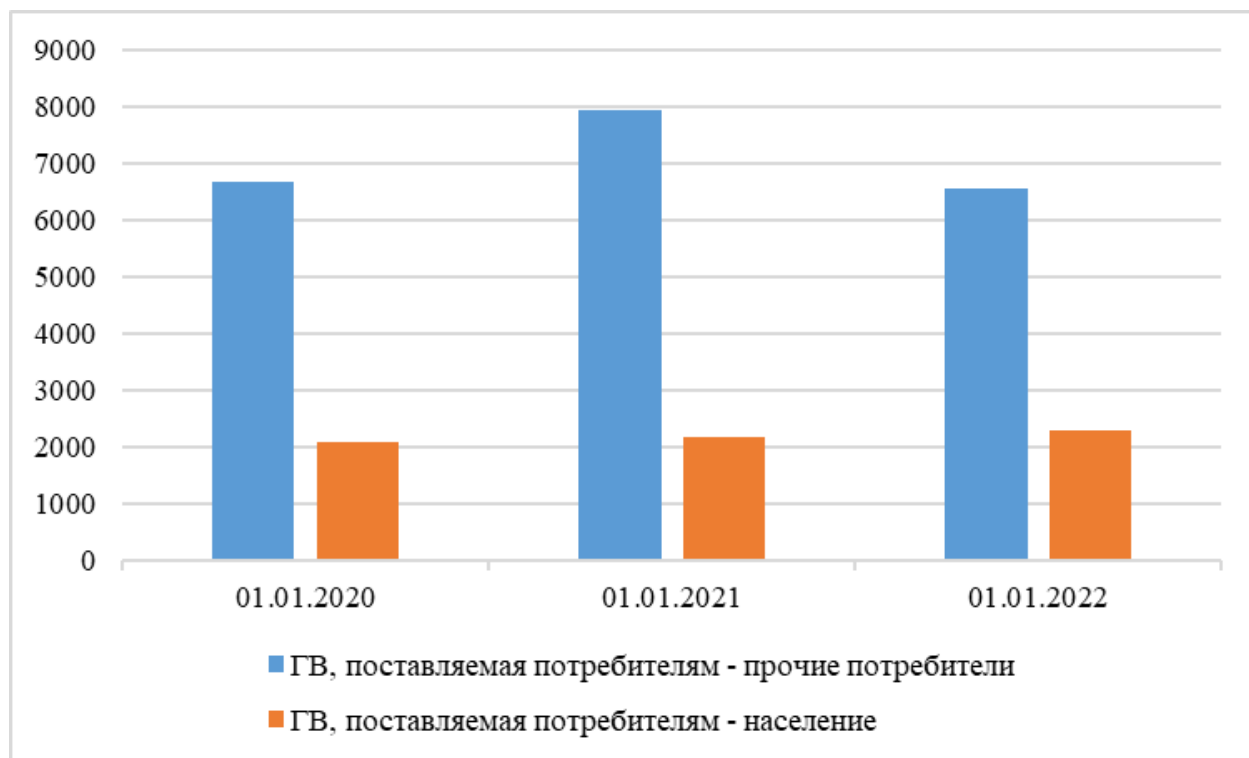


Рисунок 86. Динамика установленных тарифов на ГВ ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ

1.11.2. Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

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

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

- на топливо;
- на покупаемую электрическую и тепловую энергию;
- на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулирующую деятельность;
- на сырье и материалы;
- на ремонт основных средств;
- на оплату труда и отчисления на социальные нужды;
- на амортизацию основных средств и нематериальных активов;
- прочие расходы.

1.11.2.1. Структура цен (тарифов) АО «Мурманская ТЭЦ»

Расходы АО «Мурманская ТЭЦ», связанные с производством и реализацией тепловой энергии, представлены в таблице 228.

Таблица 228 – Расходы АО «Мурманская ТЭЦ» за 2020-2021 годы, связанные с производством и реализацией тепловой энергии

| № п/п | Показатели | Ед. изм. | Общее (пр-во + передача) 2020 | Общее (пр-во + передача) 2021 | Общее (пр-во + передача) 2022 |
|-------|---|----------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| | Расчет подконтрольных расходов (операционные расходы) | | | | |
| 1 | Расходы на приобретение сырья и материалов | тыс.руб. | 158 083 | 162 412 | 167 767 |
| 2 | Расходы на ремонт основных средств | тыс.руб. | 48 956 | 50 297 | 51 955 |
| 3 | Расходы на оплату труда | тыс.руб. | 516 782 | 530 934 | 548 437 |
| 4 | Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями | тыс.руб. | 19 617 | 20 155 | 20 819 |

| № п/п | Показатели | Ед. изм. | Общее (пр-во + передача) 2020 | Общее (пр-во + передача) 2021 | Общее (пр-во + передача) 2022 |
|-------|---|-----------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| 5 | Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая: | тыс.руб. | 132 633 | 136 265 | 140 757 |
| 6 | Расходы на служебные командировки | тыс.руб. | 825 | 848 | 876 |
| 7 | Расходы на обучение персонала | тыс.руб. | 1 942 | 1 995 | 2 061 |
| 8 | Лизинговый платеж | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 |
| 9 | Арендная плата | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 |
| 10 | Другие расходы, в том числе: | тыс.руб. | 56 559 | 58 108 | 60 024 |
| | ИТОГО базовый уровень операционных расходов | тыс.руб. | 935 397 | 961 013 | 992 696 |
| | Расчет неподконтрольных расходов | | | | |
| 1.1 | Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регули-руемые виды деятельности | тыс.руб. | 4 579 | 6 060 | 5 192 |
| 1.2 | Арендная плата | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 |
| 1.3 | Концессионная плата | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 |
| 1.4 | Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе: | тыс.руб. | 28 793 | 29 724 | 26 171 |
| 1.5 | Отчисления на социальные нужды | тыс.руб. | 159 132 | 162 133 | 168 919 |
| 1.6 | Расходы по сомнительным долгам | тыс.руб. | 80 288 | 78 169 | 76 759 |
| 1.7 | Амортизация основных средств и нематериальных активов | тыс.руб. | 94 154 | 109 840 | 127 309 |
| 1.8 | Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним | тыс.руб. | 404 293 | 245 561 | 133 025 |
| | ИТОГО | тыс.руб. | 771 239 | 631 487 | 537 375 |
| 2 | Налог на прибыль | тыс.руб. | 42 700 | 67 337 | 12 537 |
| 3 | Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регулирования | | 0 | 0 | 0 |
| 4 | Итого неподконтрольных расходов | тыс.руб. | 813 939 | 698 824 | 549 912 |
| | Расходы на приобретение энергетических ресурсов | | | | |
| 1 | Расходы на топливо | тыс.руб. | 2 959 876 | 3 244 552 | 5 153 306 |
| 2 | Расходы на электрическую энергию | тыс.руб. | 204 504 | 232 027 | 224 829 |
| 3 | Расходы на тепловую энергию | тыс.руб. | 104 999 | 168 904 | 296 339 |
| 4 | Расходы на холодную воду | тыс.руб. | 30 049 | 35 153 | 36 508 |
| 5 | Расходы на теплоноситель | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 |
| 6 | ИТОГО | | 3 299 428 | 3 680 636 | 5 710 982 |
| | | | | | |
| 1 | ПРИБЫЛЬ (нормативная, расчетная предпринимательская) | тыс.руб. | 95 126 | 355 505 | 625 012 |
| | | | | | |
| | Размер корректировки НВВ с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов | | | | |
| 1 | Операционные расходы | тыс.руб. | -104 284 | - 182 870 | -55 034 |
| 2 | Неподконтрольные расходы | тыс.руб. | | - 80 915 | |
| 3 | Расходы на топливо | тыс.руб. | 135 705 | 22 131 | |
| 4 | Расходы на электрическую энергию | тыс.руб. | 2 178 | 4 374 | |
| 5 | Расходы на холодную воду | тыс.руб. | 194 | 388 | |
| 6 | Прочие расходы | тыс.руб. | 152 701 | 276 008 | |
| 7 | ИТОГО | тыс.руб. | 186 494 | 39 116 | -55 034 |
| | | | | | |
| | Итого НВВ на производство и передачу | тыс.руб. | 5 330 385 | 7 703 110 | 7 823 567 |
| | Выработка | тыс. Гкал | 2 210,66 | 2 282,58 | 2 177,46 |

| № п/п | Показатели | Ед. изм. | Общее (пр-во + передача) 2020 | Общее (пр-во + передача) 2021 | Общее (пр-во + передача) 2022 |
|-------|-----------------------|-----------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| | Полезный отпуск | тыс. Гкал | 1 990 | 2 053 | 1 993 |
| | население | тыс. Гкал | 1 408 | 1 369 | 1 367 |
| | прочие потребители | тыс. Гкал | 582 | 684 | 626 |
| | Тариф (себестоимость) | руб./Гкал | 2 678,35 | 2 793,57 | 3 925,64 |

1.11.2.2. Структура цен (тарифов) АО «МЭС»

Расходы АО «МЭС», связанные с производством и реализацией тепловой энергии, представлены в таблицах 229-230.

Таблица 229 – Расходы АО «МЭС», связанные с производством и реализацией тепловой энергии

| № п/п | Показатели | Ед. изм. | 2021 | 2022 |
|-------|---|----------|--------------------------|--------------------------|
| | | | Общее (пр-во + передача) | Общее (пр-во + передача) |
| | Расчет подконтрольных расходов (операционные расходы) | | | |
| 1 | Расходы на приобретение сырья и материалов | тыс.руб. | 11 041 | 11 401 |
| 2 | Расходы на ремонт основных средств | тыс.руб. | 88 822 | 91 715 |
| 3 | Расходы на оплату труда | тыс.руб. | 397 296 | 410 235 |
| 4 | Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями | тыс.руб. | 0 | |
| 5 | Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая: | тыс.руб. | 43 847 | 45 275 |
| 5.1 | Расходы на оплату услуг связи | тыс.руб. | 0 | |
| 5.2 | Расходы на оплату вневедомственной охраны | тыс.руб. | 0 | |
| 5.3 | Расходы на оплату коммунальных услуг | тыс.руб. | 0 | |
| 5.4 | Расходы на оплату юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг | тыс.руб. | 0 | |
| 5.5 | Расходы на оплату услуг по стратегическому управлению организацией | тыс.руб. | 0 | |
| 5.6 | Расходы на оплату других работ и услуг | тыс.руб. | 43 847 | |
| 6 | Расходы на служебные командировки (Компенсация личного транспорта мастеру) | тыс.руб. | 0 | |
| 7 | Расходы на обучение персонала | тыс.руб. | 0 | |
| 8 | Лизинговый платеж | тыс.руб. | 0 | |
| 9 | Арендная плата | тыс.руб. | 0 | |
| 10 | Другие расходы, в том числе: | тыс.руб. | 93 991 | 97 052 |
| 10.1 | Расходы по охране труда и технике безопасности | тыс.руб. | 3 346 | 3 455 |
| 10.2 | Льготный проезд | тыс.руб. | 0 | |
| 10.3 | Цеховые расходы | тыс.руб. | 0 | 51 771 |
| 10.4 | Другие услуги (общехозяйственные расходы) | тыс.руб. | 90 645 | 41 826 |
| | ИТОГО операционные расходы | тыс.руб. | 634 996 | 655 678 |
| | Расчет неподконтрольных расходов | | | |
| 1.1 | Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности | тыс.руб. | 3 472 | 6 347 |
| 1.2 | Арендная плата | тыс.руб. | 69 323 | 67 122 |
| 1.4 | Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе: | тыс.руб. | 1 229 | 1 796 |

| № п/п | Показатели | Ед. изм. | 2021 | 2022 |
|-----------|---|------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| | | | Общее (пр-во + передача) | Общее (пр-во + передача) |
| 1.4. 1 | плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду | тыс.руб. | | 1 220 |
| 1.4. 2 | расходы на обязательное страхование | тыс.руб. | | 45 |
| 1.4. 3 | иные расходы | тыс.руб. | 0 | 164 |
| 1.4. 5 | налог на имущество | тыс.руб. | 398 | 366 |
| 1.5 | Отчисления на социальные нужды | тыс.руб. | 126 876 | 131 009 |
| 1.6 | Расходы по сомнительным долгам | тыс.руб. | 27 416 | 28 050 |
| 1.7 | Амортизация основных средств и нематериальных активов | тыс.руб. | 15 079 | 13 352 |
| 1.8 | Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним | тыс.руб. | 45 026 | 59 869 |
| | ИТОГО | тыс.руб. | 288 422 | 307 545 |
| 2 | Налог на прибыль | тыс.руб. | 0 | 0 |
| 3 | Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регули-рования | тыс.руб. | 0 | 0 |
| 4 | ИТОГО неподконтрольных расходов | тыс.руб. | 288 422 | 307 545 |
| | Расходы на приобретение энергетических ресурсов | | | |
| 1 | Расходы на топливо | тыс.руб. | 1 284 163 | 1 943 306 |
| 2 | Расходы на электрическую энергию | тыс.руб. | 80 125 | 83 204 |
| 3 | Расходы на тепловую энергию | тыс.руб. | 0 | |
| 4 | Расходы на холодную воду | тыс.руб. | 13 842 | 14 780 |
| 5 | Расходы на теплоноситель | тыс.руб. | 0 | |
| 6 | ИТОГО расходы на приобретение энергетических ресурсов | тыс.руб. | 1 378 130 | 2 041 290 |
| | Прибыль | тыс.руб. | 47 611 | 50 045 |
| | Размер корректировки НВВ с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов | | 0 | 34 068 |
| 1 | Операционные расходы | тыс.руб. | 0 | |
| 2 | Неподконтрольные расходы | тыс.руб. | 0 | |
| 3 | Расходы на топливо | тыс.руб. | 0 | |
| 4 | Расходы на электрическую энергию | тыс.руб. | 0 | |
| 5 | Расходы на холодную воду | тыс.руб. | 0 | |
| 6 | ИТОГО | тыс.руб. | -141 080 | 34 068 |
| | Итого НВВ на производство и передачу | тыс.руб. | 2 208 078 | 3 088 626 |
| | Выработка | тыс. Гкал | 747,2 | 740,1 |
| | Собственные нужды котельной | тыс. Гкал | 48,2 | 50,8 |
| | Собственные нужды котельной | % | 6,4% | 6,9% |
| | Отпуск | тыс. Гкал | 699,1 | 689,3 |
| | Полезный отпуск | тыс. Гкал | 620,4 | 610,7 |
| | население | | 490,3 | |
| | прочие потребители | | 130,1 | |
| | Тариф (себестоимость) | руб./Гкал | 4 398,27 | 5 057,77 |

Таблица 230 – Расходы АО «МЭС», связанные с передачей тепловой энергии

| № п/п | Показатели | Ед. изм. | 2020 | 2021 | 2022 |
|-------|--|-----------|----------------|----------------|----------------|
| | | | Передача | Передача | Передача |
| | Расчет подконтрольных расходов (операционные расходы) | | | | |
| 1 | Расходы на приобретение сырья и материалов | тыс.руб. | 4 774 | 4 883 | 5 042 |
| 2 | Расходы на ремонт основных средств | тыс.руб. | 27 713 | 28 488 | 29 416 |
| 3 | Расходы на оплату труда | тыс.руб. | 114 789 | 114 147 | 117 865 |
| 4 | Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями | тыс.руб. | | | |
| 5 | Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая: | тыс.руб. | 6 326 | 6 501 | 6 712 |
| 5.1 | Расходы на оплату услуг связи | тыс.руб. | | | |
| 5.2 | Расходы на оплату вневедомственной охраны | тыс.руб. | | | |
| 5.3 | Расходы на оплату коммунальных услуг | тыс.руб. | | | |
| 5.4 | Расходы на оплату юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг | тыс.руб. | | | |
| 5.5 | Расходы на оплату услуг по стратегическому управлению организацией | тыс.руб. | | | |
| 5.6 | Расходы на оплату других работ и услуг | тыс.руб. | 6 326 | 6 501 | 6 712 |
| 6 | Расходы на служебные командировки (Компенсация личного транспорта мастеру) | тыс.руб. | | | |
| 7 | Расходы на обучение персонала | тыс.руб. | | | |
| 8 | Лизинговый платеж | тыс.руб. | | | |
| 9 | Арендная плата | тыс.руб. | | | |
| 10 | Другие расходы, в том числе: | тыс.руб. | 20 438 | 20 715 | 21 390 |
| 10.1 | Расходы по охране труда и технике безопасности | тыс.руб. | 1 051 | 1 081 | 1 116 |
| 10.2 | Льготный проезд | тыс.руб. | | | |
| 10.3 | Цеховые расходы | тыс.руб. | | | 8 055 |
| 10.4 | Другие услуги (общехозяйственные расходы) | тыс.руб. | 19 387 | 19 635 | 12 219 |
| | ИТОГО операционные расходы | тыс.руб. | 174 039 | 174 734 | 180 425 |
| | Расчет неподконтрольных расходов | | | | |
| 1.1 | Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регули-руемые виды деятельности | тыс.руб. | 3 931 | 4 597 | 5 235 |
| 1.2 | Арендная плата | тыс.руб. | 56 960 | 55 165 | 52 439 |
| 1.4 | Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе: | тыс.руб. | 11 | 167 | 853 |
| 1.4.2 | расходы на обязательное страхование | тыс.руб. | | | 0 |
| 1.4.5 | иные расходы | тыс.руб. | | | 35 |
| 1.4.5 | налог на имущество | тыс.руб. | 0 | 154 | 819 |
| 1.5 | Отчисления на социальные нужды | тыс.руб. | 34 835 | 33 624 | 35 913 |
| 1.6 | Расходы по сомнительным долгам | тыс.руб. | | | |
| 1.7 | Амортизация основных средств и нематериальных активов | тыс.руб. | 5 471 | 6 280 | 10 489 |
| 1.8 | Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним | тыс.руб. | | | |
| | ИТОГО | тыс.руб. | 101 208 | 99 833 | 104 929 |
| 2 | Налог на прибыль | тыс.руб. | | | |
| 3 | Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регулирования | | | | |
| 4 | ИТОГО неподконтрольных расходов | тыс.руб. | 101 208 | 99 833 | 104 929 |
| | Расходы на приобретение энергетических ресурсов | | | | |
| 1 | Расходы на топливо | тыс.руб. | | | |
| 2 | Расходы на электрическую энергию | тыс.руб. | 13 313 | 13 521 | 11 600 |
| 3 | Расходы на тепловую энергию | тыс.руб. | 289 925 | 298 510 | 419 478 |
| 4 | Расходы на холодную воду | тыс.руб. | 2 999 | 0 | 0 |
| 5 | Расходы на теплоноситель | тыс.руб. | | | |
| 6 | ИТОГО расходы на приобретение энергетических ресурсов | тыс.руб. | 306 237 | 312 031 | 431 078 |
| | Прибыль | тыс.руб. | 16 293 | 16 316 | 16 888 |
| | Размер корректировки НВВ с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов | тыс.руб. | -51 130 | -39 339 | -40 214 |
| | Итого НВВ на производство и передачу | тыс.руб. | 546 647 | 563 575 | 693 106 |
| | Выработка | тыс. Гкал | | | |
| | Собственные нужды котельной | тыс. Гкал | | | |
| | Собственные нужды котельной | тыс. Гкал | | | |
| | Отпуск | тыс. Гкал | 1 865,2 | 1 826,5 | 1 795,2 |
| | Полезный отпуск | тыс. Гкал | 1 757,1 | 1 719,7 | 1 688,3 |
| | население | | 1 757,1 | 1 719,7 | |
| | прочие потребители | | | | |
| | Тариф (себестоимость) | руб./Гкал | 311,11 | 327,72 | 410,53 |

1.11.2.3. Структура цен (тарифов) МУП «МУК»

Расходы МУП «МУК», связанные с производством и реализацией тепловой энергии, представлены в таблицах 231-232.

Таблица 231 – Расходы МУП «МУК», связанные с производством и реализацией тепловой энергии (угольная котельная)

| № | Показатели | Ед. изм. | Год | | | | |
|---------------------------------------|---|----------|------------------|------------------|------------------|-------------------|-------------------|
| | | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
| Подконтрольные (операционные) расходы | | | | | | | |
| 1 | Расходы на приобретение сырья и материалов | тыс.руб. | 163,316 | 218,99 | 269,778 | 276,695 | 325,687 |
| 2 | Расходы на ремонт основных средств | тыс.руб. | 0 | 114,042 | 140,491 | 144,093 | 623,105 |
| 3 | Расходы на оплату труда | тыс.руб. | 4989,001 | 5675,081 | 5826,038 | 5 975,418 | 7 837,304 |
| 4 | Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями | тыс.руб. | 1503,378 | 894,789 | 1102,308 | 1 130,571 | 50,000 |
| 5 | Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая: | тыс.руб. | 445,48 | 392,59 | 483,637 | 496,037 | 597,522 |
| 6 | Расходы на служебные командировки (Компенсация личного транспорта мастеру) | тыс.руб. | 13,304 | 17,094 | 17,549 | 17,999 | 16,306 |
| 7 | Расходы на обучение персонала | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | Лизинговый платеж | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 9 | Арендная плата | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | Другие расходы | тыс.руб. | 5343,238 | 3419,076 | 4212,027 | 4 320,023 | 6 655,498 |
| | ИТОГО базовый уровень операционных расходов | тыс.руб. | 12457,717 | 10731,662 | 12051,828 | 12 360,837 | 16 105,422 |
| Неподконтрольные расходы | | | | | | | |
| 1.1 | Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1.2 | Арендная плата | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1.3 | Концессионная плата | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1.4 | Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе: | тыс.руб. | 2695,02 | 70,61 | 64,663 | 0 | 0 |
| 1.5 | Отчисления на социальные нужды | тыс.руб. | 1712,209 | 1713,874 | 1759,463 | 2 056,830 | 2 614,827 |
| 1.6 | Расходы по сомнительным долгам | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 1.7 | Амортизация основных средств и нематериальных активов | тыс.руб. | 270,459 | 245,126 | 245,126 | 245,126 | 273,838 |
| 1.8 | Расходы на выплаты по договорам займа и | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | | |

| № | Показатели | Ед. изм. | Год | | | | |
|---|---|----------|------------|-----------|----------|------------|------------|
| | | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
| | кредитным договорам, включая проценты по ним | | | | | | |
| | ИТОГО | тыс.руб. | 4677,69 | 2029,61 | 2069,252 | 2 301,956 | 2 888,665 |
| 2 | Налог на прибыль | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регулирования | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | Итого неподконтрольных расходов | тыс.руб. | 4677,69 | 2029,61 | 2069,252 | 2 301,956 | 2 888,665 |
| Расходы на приобретение энергетических ресурсов | | | | | | | |
| 1 | Расходы на топливо | тыс.руб. | 9 235,090 | 5473,343 | 5748,32 | 7 330,810 | 21 068,836 |
| 2 | Расходы на электрическую энергию | тыс.руб. | 1 067,104 | 1105,022 | 1463,925 | 1 520,448 | 1 489,691 |
| 3 | Расходы на тепловую энергию | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | | |
| 4 | Расходы на холодную воду | тыс.руб. | 72,109 | 24,634 | 67,796 | 80,128 | 42,188 |
| 5 | Расходы на теплоноситель | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | | |
| 6 | ИТОГО | | 10 374,303 | 6602,999 | 7280,041 | 8 931,386 | 22 600,715 |
| Размер корректировки НВВ с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов | | | | | | | |
| 1 | Операционные расходы | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 2 | Неподконтрольные расходы | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 3 | Расходы на топливо | тыс.руб. | 0 | -832,63 | -918,59 | -871,28 | |
| 4 | Расходы на электрическую энергию | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 5 | Расходы на холодную воду | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 6 | ИТОГО | тыс.руб. | 0 | -832,63 | -918,59 | -871,28 | |
| НВВ на производство и передачу | | | | | | | |
| | Итого НВВ на производство и передачу | тыс.руб. | 27 509,710 | 18531,641 | 20482,53 | 22 722,900 | 41 594,8 |
| | Тариф | руб/Гкал | | 4155,08 | 4696,75 | 4,444 | 4,338 |

Таблица 232 – Расходы МУП «МУК», связанные с производством и реализацией тепловой энергии (дизельная котельная)

| № | Показатели | Ед. изм. | Год | | | | |
|---------------------------------------|---|----------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
| Подконтрольные (операционные) расходы | | | | | | | |
| 1 | Расходы на приобретение сырья и материалов | тыс.руб. | 172,097 | 63,817 | 78,618 | 80,63 | 64,90 |
| 2 | Расходы на ремонт основных средств | тыс.руб. | 28,2 | 75,917 | 93,523 | 95,92 | 2,19 |
| 3 | Расходы на оплату труда | тыс.руб. | 2 201,09 | 1742,756 | 1789,113 | 1 834,99 | 3 151,84 |
| 4 | Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями | тыс.руб. | 417,157 | 431,84 | 531,992 | 545,63 | 50,00 |
| 5 | Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая: | тыс.руб. | 156,856 | 167,69 | 206,587 | 211,88 | 229,66 |
| 6 | Расходы на служебные командировки (Компенсация личного транспорта мастеру) | тыс.руб. | 10,8 | 14,918 | 15,315 | 15,71 | 13,09 |
| 7 | Расходы на обучение персонала | тыс.руб. | | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | Лизинговый платеж | тыс.руб. | | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 9 | Арендная плата | тыс.руб. | 14,267 | 14,78 | 15,173 | 15,56 | 14,88 |
| 10 | Другие расходы, в том числе: | тыс.руб. | 2 337,40 | 2304,73 | 2837,608 | 2 910,36 | 2 665,69 |
| | ИТОГО базовый уровень операционных расходов | тыс.руб. | 5 337,87 | 4816,444 | 5567,93 | 5 710,69 | 6 192,25 |
| Неподконтрольные расходы | | | | | | | |
| 1.1 | Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности | тыс.руб. | | 0 | 0 | | |
| 1.2 | Арендная плата | тыс.руб. | | 0 | 0 | | |
| 1.3 | Концессионная плата | тыс.руб. | | 0 | 0 | | |
| 1.4 | Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе: | тыс.руб. | 2 545,83 | 143,266 | 151,061 | | |
| 1.5 | Отчисления на социальные нужды | тыс.руб. | 655,328 | 526,312 | 540,31 | 553,767 | 947,732 |
| 1.6 | Расходы по сомнительным долгам | тыс.руб. | | 0 | 0 | | |
| 1.7 | Амортизация основных средств и нематериальных активов | тыс.руб. | 354,353 | 354,353 | 354,353 | 354,353 | 354,353 |
| 1.8 | Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним | тыс.руб. | | 0 | 0 | | |
| | ИТОГО | тыс.руб. | 3 555,52 | 1023,931 | 1045,724 | 908,12 | 1 302,09 |
| 2 | Налог на прибыль | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

| № | Показатели | Ед. изм. | Год | | | | |
|---|--|----------|------------|----------|-----------|------------|------------|
| | | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
| | текущем долгосрочном периоде регулирования | | | | | | |
| 4 | Итого неподконтрольных расходов | тыс.руб. | 3 555,52 | 1023,931 | 1045,724 | 908,12 | 1 302,09 |
| Расходы на приобретение энергетических ресурсов | | | | | | | |
| 1 | Расходы на топливо | тыс.руб. | 12619,00 | 11719,54 | 18588,39 | 19 648,357 | 21 454,213 |
| 2 | Расходы на электрическую энергию | тыс.руб. | 444,946 | 472,594 | 626,553 | 656,999 | 684,890 |
| 3 | Расходы на тепловую энергию | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | Расходы на холодную воду | тыс.руб. | 7,054 | 22,99 | 26,756 | 14,468 | 4,788 |
| 5 | Расходы на теплоноситель | тыс.руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6 | ИТОГО | | 13 071,004 | 12215,12 | 19241,701 | 20 319,824 | 22 143,891 |
| Размер корректировки НВВ с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов | | | | | | | |
| 1 | Операционные расходы | тыс.руб. | 0 | | | | |
| 2 | Неподконтрольные расходы | тыс.руб. | 0 | | | | |
| 3 | Расходы на топливо | тыс.руб. | 0 | -424,672 | -251,43 | | |
| 4 | Расходы на электрическую энергию | тыс.руб. | 0 | | | | |
| 5 | Расходы на холодную воду | тыс.руб. | 0 | | | | |
| 6 | ИТОГО | тыс.руб. | 0 | -424,66 | -251,43 | | |
| НВВ на производство и передачу | | | | | | | |
| | Итого НВВ на производство и передачу | тыс.руб. | 21 964,384 | 17630,84 | 25603,925 | 26 453,789 | 29 638,231 |
| | Тариф | руб/Гкал | | 6603,31 | 8232,77 | 8 239,38 | 9 989,29 |

1.11.2.4. Структура цен (тарифов) АО «Завод ТО ТБО»

Расходы АО «Завод ТО ТБО», связанные с производством и реализацией тепловой энергии, представлены в таблице 233.

Таблица 233 – Расходы АО «Завод ТО ТБО», связанные с производством и реализацией тепловой энергии

| № п.п. | Показатели | Единица измерения | 2019 |
|--|---|-------------------|------------|
| Расчет подконтрольных расходов (операционные расходы) | | | |
| 1 | Расходы на приобретение сырья и материалов | тыс.руб. | 7 573,48 |
| 2 | Расходы на ремонт основных средств | тыс.руб. | 1 900,21 |
| 3 | Расходы на оплату труда, в том числе | тыс.руб. | 67 386,05 |
| | -расходы на оплату труда ППП | тыс.руб. | 51 842,73 |
| | -расходы на оплату труда цехового и АУП персонала | тыс.руб. | 15 543,28 |
| 4 | Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями | тыс.руб. | 844,48 |
| 5 | Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая: | тыс.руб. | 6 787,62 |
| 6 | Расходы на служебные командировки | тыс.руб. | |
| 7 | Расходы на обучение персонала | тыс.руб. | |
| 8 | Лизинговый платеж | тыс.руб. | |
| 9 | Арендная плата | тыс.руб. | 3 429,76 |
| 10 | Другие расходы, в том числе: | тыс.руб. | 33 983,91 |
| | ИТОГО базовый уровень операционных расходов | тыс.руб. | 121 905,52 |

| № п.п. | Показатели | Единица измерения | 2019 |
|--|---|-------------------|------------|
| Расчет неподконтрольных расходов | | | |
| 1.1 | Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности | тыс.руб. | |
| 1.2 | Арендная плата | тыс.руб. | 3 429,20 |
| 1.3 | Концессионная плата | тыс.руб. | |
| 1.4 | Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе: | тыс.руб. | 2 936,40 |
| 1.5 | Отчисления на социальные нужды | тыс.руб. | 20 350,60 |
| 1.6 | Расходы по сомнительным долгам | тыс.руб. | |
| 1.7 | Амортизация основных средств и нематериальных активов | тыс.руб. | 3 743,00 |
| 1.8 | Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним | тыс.руб. | |
| | ИТОГО | тыс.руб. | 30 459,20 |
| 2 | Налог на прибыль | тыс.руб. | |
| 3 | Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регулирования | | |
| 4 | Итого неподконтрольных расходов | тыс.руб. | 30 459,20 |
| Расходы на приобретение энергетических ресурсов | | | |
| 1 | Расходы на топливо | тыс.руб. | 6888 |
| 2 | Расходы на электрическую энергию | тыс.руб. | 13739 |
| 3 | Расходы на тепловую энергию | тыс.руб. | 5236 |
| 4 | Расходы на холодную воду | тыс.руб. | 3538 |
| 5 | Расходы на теплоноситель | тыс.руб. | 14795 |
| 6 | ИТОГО | | 44 196,65 |
| Прибыль | | | |
| 1 | Нормативная прибыль | тыс.руб. | |
| | Нормативный уровень прибыли | % | 0,50% |
| 2 | Расчетная предпринимательская прибыль | | |
| 3 | Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования | тыс.руб. | |
| | ИТОГО НВВ на производство | тыс.руб. | 196 561,36 |
| | Баланс тепловой энергии | | |
| | отпуск теплоэнергии, тыс. Гкал, в том числе | тыс. Гкал | 135 |
| | - Сторонняя реализация | тыс. Гкал | 81 |
| | - Собственные источники нужды | | 54 |
| | Энергетическая утилизация ТКО | тыс. Гкал | 72,9 |
| | Тариф расчетный (себестоимость с рентабельностью) | руб./Гкал | 1 291,00 |
| | Тариф утвержденный КТР на период | руб./Гкал | 1269,37 |

1.11.2.5. Структура цен (тарифов) АО «ММТП»

Расходы АО «ММТП», связанные с производством и реализацией тепловой энергии, представлены в таблице 234.

Таблица 234 – Расходы АО «ММТП», связанные с производством и реализацией тепловой энергии

| № п/п | Наименование показателя | Единица измерения | 2021 | 2022 |
|-------|--|-------------------|----------|----------|
| 1 | Расходы на приобретение сырья и материалов | тыс.руб. | - | - |
| 2 | Расходы на ремонт основных средств | тыс.руб. | - | - |
| 3 | Расходы на оплату труда | тыс.руб. | 4315,72 | 4582,88 |
| 4 | Расходы на оплату работ и услуг производственного характера | тыс.руб. | - | - |
| 5 | Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями | тыс.руб. | - | - |
| 6 | Другие расходы | тыс.руб. | 3435,08 | 5867,66 |
| 7 | Расходы по охране труда и технике безопасности | тыс.руб. | - | - |
| 8 | Арендная плата | тыс.руб. | 164,26 | |
| 9 | Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей | тыс.руб. | - | - |
| 10 | Отчисления на социальные нужды | тыс.руб. | 1270,68 | 1364,75 |
| 11 | Амортизация основных средств и нематериальных активов | тыс.руб. | 1 289,09 | 1791,43 |
| 12 | Расходы на топливо | тыс.руб. | 8145,70 | 11144,46 |
| 13 | Расходы на электрическую энергию | тыс.руб. | 780,44 | 707,69 |
| 14 | Расходы на холодную воду | тыс.руб. | 70,19 | 123,81 |
| 15 | Итого НВВ на производство и передачу | тыс.руб. | 19471,15 | 23791,24 |
| 16 | Полезный отпуск | тыс. Гкал | 16,459 | 14,857 |

1.11.2.6. Структура цен (тарифов) ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ

Расходы ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ, связанные с производством и реализацией тепловой энергии, представлены в таблице 235.

Таблица 235 – Расходы ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ, связанные с производством и реализацией тепловой энергии

| № п/п | Наименование показателя | Единица измерения | с 01.07.2017 по 31.12.2017 |
|-------|--|-------------------|----------------------------|
| 1. | Расходы на топливо всего | тыс.руб. | 872 091,35 |
| 2. | Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе: | тыс.руб. | 61 407,42 |
| 3. | Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе | тыс.руб. | 9 939,64 |
| 4. | Расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе | тыс.руб. | 31,43 |
| 5. | Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала | тыс.руб. | 374 330,21 |
| 6. | Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала | тыс.руб. | 23 166,90 |
| 7. | Расходы на амортизацию основных производственных средств | тыс.руб. | 2 267,91 |
| 8. | Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт | тыс.руб. | 112 658,26 |
| 9. | Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт | тыс.руб. | 8 942,52 |
| 10. | Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством Российской Федерации | тыс.руб. | 8 878,55 |

1.11.3. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности

В настоящее время, в соответствии с постановлениями Комитета по тарифному регулированию Мурманской области (№2/1 от 27.01.2021 г., №12/1 от 12.03.2021 г., №21/3 от 04.06.2021г.), установлена величина платы за подключение к системе теплоснабжения АО «Мурманская ТЭЦ» в следующем размере:

- плата за подключение к системе теплоснабжения АО «Мурманская ТЭЦ» в отношении заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч – 38,033 тыс.руб./Гкал/ч (без НДС);

- плата за подключение к системе теплоснабжения АО «Мурманская ТЭЦ» в отношении заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых превышает 1,5 Гкал/ч – 8,077 тыс.руб./Гкал/ч (без НДС);

- плата за подключение к системе теплоснабжения АО «Мурманская ТЭЦ» в случае наличия технической возможности подключения (расходы на создание тепловых сетей от существующих или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (включая проектирование) – 3054,604 тыс.руб./Гкал/ч (без НДС).

Величина платы за подключение объектов заявителей к системе теплоснабжения АО «МЭС» представлена в таблице ниже.

Таблица 236 – Плата за подключение объектов заявителей при наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения АО «МЭС»

| № п/п | Наименование | Значение, тыс.руб./Гкал/ч, без НДС | | |
|---------|---|------------------------------------|-----------|------------|
| | | 2020 | 2021 | 2022 |
| 1 | Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П1) | - | 46,002 | 143,983 |
| 2 | Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов) от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (включая проектирование) (П2.1), в том числе: | | | |
| 2.2 | Подземная прокладка, в том числе: | | | |
| 2.2.1 | канальная прокладка | | | |
| 2.2.1.1 | до 250 мм | - | 9 091,197 | 12 469,110 |
| 4 | Налог на прибыль | - | 9,200 | |

*На 2023 год для АО «МЭС» плата за подключение объектов заявителей в общем порядке не устанавливалась

1.11.4. Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей

В настоящее время, в соответствии с постановлением Комитета по тарифному регулированию Мурманской области №44/46 от 17.11.2022 г., на 2023 год установлена величина платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности при отсутствии потребления тепловой энергии для отдельных категорий (групп) социально значимых потребителей АО «Мурманская ТЭЦ» в следующем размере:

- плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности АО «Мурманская ТЭЦ» – 489,35 тыс.руб./Гкал/ч в мес. (без НДС).

1.12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения города

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

1. Наличие дефицита тепловой мощности нетто Мурманской ТЭЦ. Зона действия Мурманской ТЭЦ является зоной с дефицитом тепловой мощности нетто (дефицит составляет 27,98 Гкал/ч). Наличие дефицита тепловой мощности приводит к невозможности обеспечения потребителей расчетным количеством тепловой энергии.

2. Применение у ряда потребителей трехтрубной схемы тепловых сетей после ЦТП и ИТП, отсутствие циркуляции ГВС. Отсутствие циркуляции ГВС ведет к снижению качества горячей воды и ее нерациональному использованию, так как потребителям приходится сливать остывшую воду из тупиковых участков после ночного спада потребления ГВС.

3. Отсутствие циркуляции теплоносителя по тепловой сети в системе теплоснабжения котельной «Северная». Отсутствие циркуляции ГВС ведет к снижению качества горячей воды и ее нерациональному использованию. В период периодического протапливания дошкольных учреждений, а также объектов образования циркуляция теплоносителя в системах теплоснабжения зданий обеспечивается посредством слива теплоносителя из тепловой сети котельной «Северная» в хозяйственно-бытовую канализацию. Данный метод приводит к сверхнормативным утечкам из тепловой сети и, как следствие, повышению затрат на тепловую энергию.

4. Несоответствие качества горячего водоснабжения в системах теплоснабжения от котельных ж.р. Росляково нормативным значениям. Превышение качества горячей воды по показателям «цветность» и «железо» связано с несоответствием качества исходной (холодной, питьевой) воды требованиям СанПиН 2.1.4.1074-01 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества».

Также усугубляет положение плохое техническое состояние водопроводных и внутридомовых систем, связанное с высоким физическим износом трубопроводов. При прохождении по металлическим сетям горячего водоснабжения, имеющим большой

процент износа, вода приобретает дополнительное содержание «железа» и соответственно «цветность».

Отсутствие циркуляционного трубопровода ГВС вызывает «застойные» зоны в наружных и внутридомовых сетях в часы минимального водоразбора, и как следствие создается благоприятная среда для размножения сульфатредуцирующих бактерий, продуктом жизнедеятельности которых является сероводород. Именно этот фактор оказывает принципиальное влияние на качество ГВС по показателю «запах».

1.12.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения города (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

1. Высокий износ основных фондов. В системах теплоснабжения Мурманской ТЭЦ, Южной котельной, котельной «Северная», котельной «Роста», котельной «Абрам-Мыс» доля тепловых сетей со сроком эксплуатации более 30 лет колеблется от 30 до 70 %. Также на источниках осуществляется эксплуатация основного теплоэнергетического оборудования 60-х годов. Связано это с недофинансированием из-за высокой стоимости мазута, коротким межотопительным периодом для проведения замены тепловых сетей и оборудования, а также с ограниченным количеством специализированных организаций, имеющих материально-техническую базу для выполнения работ на тепловых сетях в кратчайшие сроки.

2. Невысокий уровень обслуживания, ремонта и эксплуатации внутридомовых систем теплоснабжения. Из-за частой смены управляющих компаний, и соответственно, обслуживающего персонала, эксплуатация внутридомовых систем не осуществляется на должном уровне.

3. Кадровая проблема в теплоэнергетике в Мурманской области. Отсутствие мотивации у молодых и перспективных специалистов, закончивших профессиональные высшие учебные учреждения, работать в условиях крайнего севера.

1.12.3. Описание существующих проблемы развития систем теплоснабжения

1. Использование на большинстве источников мазута в качестве основного топлива. Использование мазута в качестве основного вида топлива ведет к увеличению

собственных нужд источников теплоснабжения по сравнению с газовыми и твердотопливными источниками. Высокая стоимость мазута по сравнению с природным газом и твердым топливом ведет за собой высокую стоимость тепловой энергии.

1.12.4. Существующие проблемы надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

Поставка топлива для источников тепловой энергии осуществляется железнодорожным и автомобильным транспортом.

На всех источниках организован и поддерживается нормативный запас топлива. Нарушений в поставке топлива за период 2017-2022 гг. не выявлено.

1.12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения

Предписания надзорных органов, влияющие на безопасность и надежность системы теплоснабжения, отсутствуют.