



**Схема теплоснабжения
муниципального образования
городской округ город-герой Мурманск
на период с 2023 по 2042 годы
(актуализация на 2027 год)**

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

"__" _____ 2026 г.

СОГЛАСОВАНО:

Председатель Комитета по жилищной

политике администрации города Мурманска

_____ А.Ю. Червинко

"__" _____ 2026 г.

**Схема теплоснабжения
муниципального образования
городской округ город-герой Мурманск
на период с 2023 по 2042 годы
(актуализация на 2027 год)**

Обосновывающие материалы

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

Санкт-Петербург

2026 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
Найденко С.В.	Ведущий специалист ООО "Невская Энергетика". Разработка схемы теплоснабжения, разработка электронной модели схемы теплоснабжения.
Бочков А.И.	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	Наименование документа
Глава 1	"Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения"
Глава 1. Приложения А-И	«Принципиальные технологические схемы источников»
Глава 1. Приложение К	«Зоны действия источников тепловой энергии»
Глава 1. Приложение Л	«Схема тепловых сетей»
Глава 1. Приложение М	«Зоны эксплуатационной ответственности»
Глава 1 Приложение Н	«Оценка надежности 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 3. Приложения 1	«Результаты калибровки гидравлических режимов»
Глава 3. Приложения 2	«Альбом характеристик тепловых сетей»
Глава 3. Приложения 3	«Характеристики потребителей тепловой энергии»
Глава 3. Приложения 4	«Характеристики насосных станций и ЦТП»
Глава 3. Приложения 5	«Гидравлические режимы работы тепловых сетей»
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	Наименование документа
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.....	11
Перечень рисунков.....	20
Определения.....	23
Перечень принятых обозначений.....	25
Введение.....	26
ГЛАВА 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения.....	29
1.1. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	29
1.1.1. Зоны деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними.....	30
1.1.2. Структура договорных отношений теплоснабжающих организаций.....	39
1.1.3. Зоны действия производственных котельных.....	41
1.1.4. Зоны действия индивидуального теплоснабжения.....	41
1.1.5. Описание изменений в функциональной структуре теплоснабжения города Мурманска за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	41
1.2. ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ.....	42
1.2.1. АО «Мурманская ТЭЦ».....	42
1.2.2. АО «МЭС».....	78
1.2.3. МУП «МУК».....	113
1.2.4. ООО «Тепло Людям. Кандалакша».....	120
1.2.5. АО «ММТП».....	128
1.2.6. ООО «ИТЭ».....	135
1.3. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ НА НИХ И ТЕПЛОВЫЕ ПУНКТЫ.....	142
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.....	142
1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе.....	158
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.....	160
1.3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.....	175
1.3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов.....	175
1.3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.....	176
1.3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.....	190

1.3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики тепловых сетей	194
1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет....	194
1.3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет	197
1.3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов	197
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....	198
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 отпущенной тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.....	203
1.3.14. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года	213
1.3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения	214
1.3.16. Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям	214
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	218
1.3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи	219
1.3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.....	222
1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.....	224
1.3.21. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию	224
1.3.22. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)	226
1.4. Зоны действия источников тепловой энергии	227
1.5. ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	229
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	229
1.5.2. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии	231
1.5.3. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии	232
1.5.4. Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом.....	234
1.5.5. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	234

1.5.6. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии	238
1.6. БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	241
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	241
1.6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии от источников тепловой энергии.....	246
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	248
1.6.4. Описание причины возникновения дефицита тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения	250
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	251
1.7. БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ.....	252
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	252
1.7.2. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения	261
1.8. ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ	263
1.8.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника теплоснабжения	263
1.8.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями.....	276
1.8.3. Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки	277
1.8.4. Использование местных видов топлива	277
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	277
1.8.6. Описание преобладающего в поселении, городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе.....	286
1.8.7. Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, городского округа	286
1.9. НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	287
1.9.1. Общие положения	287

1.9.2. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей	288
1.9.3. Частота отключений потребителей	294
1.9.4. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключения	294
1.9.5. Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)	298
1.9.6. Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. N 1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике"	312
1.9.7. Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении	313
1.9.8. Расчет показателей надежности системы теплоснабжения г. Мурманска.....	313
1.10. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ.....	314
1.10.1. Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения.....	314
1.10.2. Описание показателей хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования	318
1.11. ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	332
1.11.1. Описание динамики утвержденных цен (тарифов) за период с предыдущей актуализации схемы теплоснабжения.....	332
1.11.2. 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	336
1.11.3. Структура тарифов, установленных на момент разработки схемы теплоснабжения	362
1.11.4. Плата за подключение к системе теплоснабжения.....	366
1.11.5. Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей	370
1.11.6. Описание динамики предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения	373
1.11.7. Описание фактической цены на тепловую энергию в ценовой зоне теплоснабжения.....	373
1.11.8. Описание средневзвешенного уровня сложившихся цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения	374
1.12. ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА	375

1.12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).....	375
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).....	376
1.12.3. Описание существующих проблемы развития систем теплоснабжения.....	376
1.12.4. Существующие проблемы надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения	377
1.12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.....	377

Перечень таблиц

Таблица 1 – Структура систем теплоснабжения г. Мурманск.....	36
Таблица 2 – Реестр единых теплоснабжающих организаций согласно ранее утвержденной схеме теплоснабжения на территории муниципального образования городской округ город-герой Мурманск.....	37
Таблица 3 – Технические характеристики котлоагрегатов АО «Мурманская ТЭЦ».....	46
Таблица 4 – Технические характеристики турбоагрегатов на Мурманской ТЭЦ.....	48
Таблица 5 – Технические характеристики энергетических котлоагрегатов Мурманской ТЭЦ.....	48
Таблица 6 – Технические характеристики пиковых водогрейных котлоагрегатов Мурманской ТЭЦ.....	48
Таблица 7 – Количество горелок и тягодутьевых установок на теплоисточниках АО «Мурманская ТЭЦ».....	49
Таблица 8 – Технические характеристики теплообменных аппаратов Мурманской ТЭЦ.....	50
Таблица 9 – Технические характеристики теплообменных аппаратов Южной котельной.....	51
Таблица 10 – Технические характеристики теплообменных аппаратов Восточной котельной.....	51
Таблица 11 – Характеристика деаэраторов, установленных на теплоисточниках АО «Мурманская ТЭЦ».....	52
Таблица 12 – Технические характеристики вспомогательного оборудования на Мурманской ТЭЦ.....	52
Таблица 13 – Технические характеристики вспомогательного оборудования на Восточной котельной.....	53
Таблица 14 – Технические характеристики вспомогательного оборудования на Южной котельной.....	54
Таблица 15 – Эксплуатационные показатели Мурманской ТЭЦ в 2019 – 2025 гг.	55
Таблица 16 – Эксплуатационные показатели Южной котельной в 2019 – 2025 гг.	57
Таблица 17 – Эксплуатационные показатели Восточной котельной в 2019 – 2025 гг.	58
Таблица 18 – Характеристика мощности теплоисточников АО «Мурманская ТЭЦ».....	60
Таблица 19 – Выработка, отпуск тепловой энергии, расход условного топлива по источникам АО «Мурманская ТЭЦ» за 2021-2025 годы.....	61
Таблица 20 – Сроки эксплуатации основного оборудования на источниках тепловой энергии АО «Мурманская ТЭЦ».....	63
Таблица 21 – Данные по оборудованию насосных станций АО «Мурманская ТЭЦ».....	66
Таблица 22 – Нарботка основного оборудования АО «Мурманская ТЭЦ» за 2023-2025 гг.	68
Таблица 23 – Коэффициенты использования установленной электрической мощности и установленной тепловой мощности Мурманской ТЭЦ.....	74
Таблица 24 – Характеристика узлов учета тепловой энергии АО «Мурманская ТЭЦ».....	75
Таблица 25 – Статистика отказов оборудования на источниках.....	76
Таблица 26 – Характеристика источников теплоснабжения АО «МЭС».....	79
Таблица 27 – Характеристика водогрейных котлов котельной «Северная».....	80
Таблица 28 – Характеристика паровых котлов котельной «Северная».....	80
Таблица 29 – Структура и характеристика насосного оборудования котельной «Северная».....	80
Таблица 30 – Структура и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Северная».....	81

Таблица 31 – Структура и характеристика оборудования мазутонасосной котельной «Северная».....	81
Таблица 32 – Структура и характеристика оборудования мазутонасосной котельной «Северная».....	81
Таблица 33. – Характеристика водогрейных котлов котельной «Роста»	82
Таблица 34. – Характеристика паровых котлов котельной «Роста»	82
Таблица 35. – Структура и характеристика насосного оборудования котельной «Роста»	82
Таблица 36. – Структура и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Роста».....	83
Таблица 37 – Состав и характеристика оборудования мазутонасосной котельной «Роста»... ..	83
Таблица 38 – Состав и характеристика насосного оборудования мазутонасосной котельной «Роста».....	83
Таблица 39. – Характеристика паровых котлов котельной «Абрам-Мыс»	84
Таблица 40 – Структура и характеристика насосного оборудования котельной «Абрам-Мыс»	84
Таблица 41 – Структура и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Абрам-Мыс»	84
Таблица 42 – Состав и характеристика оборудования мазутонасосной котельной «Абрам-Мыс»	85
Таблица 43 – Состав и характеристика насосного оборудования мазутонасосной котельной «Абрам-Мыс».....	85
Таблица 44. – Основное оборудование котельной ТЦ «Росляково -1».....	86
Таблица 45. – Вспомогательное оборудование котельной ТЦ «Росляково -1»	86
Таблица 46. – Основное оборудование котельной ТЦ «Росляково Южное»	87
Таблица 47. – Насосное оборудование котельной ТЦ «Росляково Южное».....	87
Таблица 48. - Основное оборудование котельной «Фестивальная».....	89
Таблица 49. – Вспомогательное оборудование котельной «Фестивальная».....	89
Таблица 50 – Характеристика мощности теплоисточников АО «МЭС».....	91
Таблица 51 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «МЭС» за 2021-2025 год ..	92
Таблица 52 – Сроки эксплуатации основного оборудования на источниках тепловой энергии АО «МЭС».....	94
Таблица 53 – Среднегодовая загрузка котлов котельной «Северная».....	98
Таблица 54 – Среднегодовая загрузка котлов котельной «Роста»	102
Таблица 55 – Среднегодовая загрузка котлов котельной «Абрам-Мыс»	103
Таблица 56 - Среднегодовая загрузка котлов котельной ТЦ «Росляково-1»	104
Таблица 57 - Среднегодовая загрузка котлов котельной ТЦ «Росляково Южное».....	105
Таблица 58 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной «Северная».....	105
Таблица 59 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной «Роста».....	106
Таблица 60 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной «Абрам-Мыс».....	106
Таблица 61 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельных ТЦ «Росляково - 1» и ТЦ «Росляково Южное»	107
Таблица 62 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной «Фестивальная»... ..	107
Таблица 63 – Количество отказов основного оборудования котельной «Северная»	109
Таблица 64 – Количество отказов основного оборудования котельной «Роста»	109
Таблица 65 – Количество отказов основного оборудования котельной «Абрам-Мыс»	110
Таблица 66 – Количество отказов основного оборудования котельной «Фестивальная»	110

Таблица 67 – Количество отказов основного оборудования котельной «Росляково-1».....	111
Таблица 68 – Количество отказов основного оборудования котельной «Росляково Южная»	111
Таблица 69 – Характеристика источников теплоснабжения МУП «МУК»	113
Таблица 70 – Характеристика источников теплоснабжения МУП «МУК»	114
Таблица 71 – Состав и характеристика вспомогательного оборудования угольной котельной	115
Таблица 72 – Характеристика мощности котельной МУП «МУК»	115
Таблица 73 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива на угольной котельной в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МУП «МУК» за 2022- 2025 год	116
Таблица 74 - Загрузка основного оборудования угольной котельной	117
Таблица 75 – Характеристика источника теплоснабжения.....	120
Таблица 76 – Характеристика источника теплоснабжения ООО «Тепло Людям. Кандалакша»	121
Таблица 77 – Состав и характеристика вспомогательного оборудования дизельной котельной	122
Таблица 78 – Характеристика мощности котельной ООО «Тепло Людям. Кандалакша»	122
Таблица 79 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по дизельной котельной в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ООО «Тепло Людям. Кандалакша» за 2022-2024 год.....	123
Таблица 80 - Загрузка основного оборудования дизельной котельной	124
Таблица 81 – Технические характеристики основного оборудования котельной	129
Таблица 82 – Технические характеристики сетевых подогревателей, установленных на котельной.....	129
Таблица 83 – Технические характеристики деаэрационного оборудования, установленного на котельной.....	130
Таблица 84 – Технические характеристики подогревателей мазута, установленных на котельной.....	130
Таблица 85 – Характеристика мощности котельной АО «ММТП»	131
Таблица 86 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «ММТП» за 2021-2024 гг.	132
Таблица 87 – Сведения о работе основного котельного оборудования.....	133
Таблица 88 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной АО «ММТП»	134
Таблица 89 – Технические характеристики основного оборудования котельной.....	137
Таблица 90 – Технические характеристики сетевых подогревателей, установленных на котельной.....	137
Таблица 91 – Технические характеристики деаэрационного оборудования, установленного на котельной.....	137
Таблица 92 – Технические характеристики подогревателей мазута, установленных на котельной.....	137
Таблица 93 – Характеристика мощности котельной №22.....	138
Таблица 94 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ООО «ИТЭ».....	139
Таблица 95 – Сведения о работе основного котельного оборудования в 2025 году	140

Таблица 96 – Структура тепловых сетей Мурманской ТЭЦ на балансе АО «Мурманская ТЭЦ»	143
Таблица 97 – Структура тепловых сетей Южной котельной	144
Таблица 98 – Структура тепловых сетей Восточной котельной	145
Таблица 99 – Структура тепловых сетей котельной «Северная»	146
Таблица 100 – Структура тепловых сетей котельной «Роста»	147
Таблица 101 – Структура тепловых сетей котельной «Абрам-Мыс»	148
Таблица 102 – Структура тепловых сетей котельной ТЦ «Росляково-1» (без сетей абонентов)	149
Таблица 103 – Структура тепловых сетей котельной ТЦ «Росляково Южное»	150
Таблица 104 – Структура тепловых сетей котельной «Фестивальная»	151
Таблица 105 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Мурманской ТЭЦ	152
Таблица 106 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Восточной котельной	153
Таблица 107 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Южной котельной	154
Таблица 108 – Структура тепловых сетей котельной АО «ММТП»	155
Таблица 109 – Структура паровых и водяных тепловых сетей котельной №22	156
Таблица 110 – Структура тепловых сетей дизельной котельной ООО «ТЛК»	157
Таблица 111 – Структура тепловых сетей от угольной котельной МУП «МУК»	158
Таблица 112 – Протяженность тепловых сетей Мурманской ТЭЦ по сроку службы	161
Таблица 113 – Материальная характеристика тепловых сетей Мурманской ТЭЦ	162
Таблица 114 – Протяженность тепловых сетей Южной котельной по сроку службы	162
Таблица 115 – Материальная характеристика тепловых сетей Южной котельной	163
Таблица 116 – Протяженность тепловых сетей Восточной котельной по сроку службы	164
Таблица 117 – Материальная характеристика тепловых сетей Восточной котельной	165
Таблица 118 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной «Северная»	167
Таблица 119 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной «Роста»	168
Таблица 120 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной «Абрам-Мыс»	169
Таблица 121 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной ТЦ «Росляково-1»	169
Таблица 122 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной ТЦ «Росляково Южное»	170
Таблица 123 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от Мурманской ТЭЦ	170
Таблица 124 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от Восточной котельной	171
Таблица 125 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от Южная котельная	171
Таблица 126 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной «Фестивальная»	172
Таблица 127 – Материальная характеристика тепловых сетей котельной АО «ММТП»	173
Таблица 128 – Материальная характеристика тепловых сетей котельной №22	174
Таблица 129 – Материальная характеристика муниципальных тепловых сетей от угольной котельной МУП «МУК»	174

Таблица 130 – Материальная характеристика тепловых сетей дизельной котельной ООО «ТЛК».....	174
Таблица 131 - Статистика аварий и инцидентов на тепловых сетях АО «Мурманская ТЭЦ» за 2019-2024 гг.....	195
Таблица 132 – Количество порывов на тепловых сетях по источникам АО «МЭС» за отопительные сезоны 2021-2025 гг.*.....	197
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.	204
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.	205
Таблица 135 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) водяными теплопроводами в непроходных каналах, спроектированными в период с 1990 по 1998 гг.	206
Таблица 136 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) одним изолированным теплопроводом на надземной прокладке, спроектированными в период с 1959 по 1990 гг.	207
Таблица 137 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) водяными теплопроводами в непроходных каналах и при бесканальной прокладке, спроектированными в период с 1998 по 2003гг.	208
Таблица 138 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) одним изолированным теплопроводом на надземной прокладке, спроектированными в период с 1998 по 2003гг.	209
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.....	210
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.....	211
Таблица 141 – Нормативные потери тепловой энергии и теплоносителя в тепловых сетях.	212
Таблица 142 – Потери тепловой энергии в тепловых сетях.....	213
Таблица 143 - Информация о наличии узлов учета тепловой энергии у потребителей АО «Мурманская ТЭЦ»	218
Таблица 144 - Информация о наличии узлов учета тепловой энергии у потребителей АО «Мурманэнергосбыт».....	218
Таблица 145 - ЦТП и НС, находящиеся в эксплуатации у АО «МЭС»	222
Таблица 146 – Сведения о тепловых сетях, поставленных на учет в качестве бесхозяйных	224
Таблица 147 – Среднемесячные температуры наружного воздуха	229
Таблица 148 – Потребление тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха	230
Таблица 149. Значение полезного отпуска тепловой энергии в 2025 году.....	231
Таблица 150 - Значение полезного отпуска и расчетное значение тепловых нагрузок по источникам в 2025 году	232
Таблица 151 - Нежилые помещения с индивидуальным отоплением	233
Таблица 152 – Потребление тепловой энергии за отопительный период и за год в целом... ..	234
Таблица 153 – Нормативы потребления коммунальной услуги на отопление для населения города Мурманска	236

Таблица 154 – Нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению для населения города Мурманска	236
Таблица 155 – Нормативы расхода тепловой энергии на подогрев холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению в г. Мурманске	238
Таблица 156 - Договорные и расчетные тепловые нагрузки.....	238
Таблица 157 – Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки источников теплоснабжения	241
Таблица 158 – Перечень резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии (по фактической присоединенной тепловой нагрузке)	247
Таблица 159 – Параметры работы головных участков источников АО «Мурманская ТЭЦ»	248
Таблица 160 – Давление теплоносителя до и после насосных станций.....	248
Таблица 161 – Гидравлический режим работы головных участков тепловых сетей АО «МЭС»	249
Таблица 162 – Гидравлический режим работы головных участков тепловых сетей котельных МУП «МУК» и ООО «Тепло Людям.Кандалакша».....	249
Таблица 163 – Характеристики оборудования ХВО на Мурманской ТЭЦ.....	252
Таблица 164 – Характеристики оборудования ХВО на Южной котельной	253
Таблица 165 – Характеристики оборудования ХВО на Восточной котельной.....	253
Таблица 166 – Технические характеристики установки ХВО на котельной «Северная».....	254
Таблица 167 – Технические характеристики установки ХВО на котельной «Роста»	254
Таблица 168 – Технические характеристики установки ХВО на котельной «Абрам-Мыс»	255
Таблица 169 – Технические характеристики установки ХВО на котельной ТЦ «Росляково-1»	255
Таблица 170 – Технические характеристики установки ХВО на котельной №22 ООО «ИТЭ»	256
Таблица 171 – Производительность водоподготовительных установок источников тепловой энергии в г. Мурманск	257
Таблица 172 – Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети	260
Таблица 173 – Максимальный расход аварийной подпитки систем теплоснабжения г. Мурманск.....	262
Таблица 174 – Низшая теплотворная способность топлива.....	263
Таблица 175 – Топливо-энергетические балансы Мурманской ТЭЦ	264
Таблица 176 – Низшая теплотворная способность топлива.....	265
Таблица 177 – Топливо-энергетические балансы Восточной котельной	265
Таблица 178 – Низшая теплотворная способность топлива.....	266
Таблица 179 – Топливо-энергетические балансы Южной котельной.....	266
Таблица 180 – Низшая теплотворная способность топлива.....	267
Таблица 181 – Топливо-энергетические балансы котельной «Северная».....	267
Таблица 182 – Низшая теплотворная способность топлива.....	268
Таблица 183 – Топливо-энергетические балансы котельной «Роста»	268
Таблица 184 – Низшая теплотворная способность топлива.....	269
Таблица 185 – Топливо-энергетические балансы котельной «Абрам-Мыс»	269
Таблица 186 – Низшая теплотворная способность топлива.....	270
Таблица 187 – Топливо-энергетические балансы котельной ТЦ «Росляково-1»	270
Таблица 188 – Низшая теплотворная способность топлива.....	271
Таблица 189 – Топливо-энергетические балансы котельной ТЦ «Росляково Южное».....	271
Таблица 190 – Топливо-энергетический баланс котельной «Фестивальная»	272

Таблица 191 – Низшая теплотворная способность топлива.....	273
Таблица 192 – Топливо-энергетический баланс угольной котельной МУП «МУК».....	273
Таблица 193 – Низшая теплотворная способность топлива.....	274
Таблица 194 – Топливо-энергетический баланс дизельной котельной ООО «Тепло Людям. Кандалакша»	274
Таблица 195 – Низшая теплотворная способность (влажного топлива).....	275
Таблица 196 – Топливо-энергетические балансы котельной АО «ММТП»	275
Таблица 197 – Топливо-энергетические балансы котельной №22.....	276
Таблица 198 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО (АО «Мурманская ТЭЦ»)	289
Таблица 199 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в системе теплоснабжения Мурманской ТЭЦ	290
Таблица 200 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в системе теплоснабжения Южной котельной.....	290
Таблица 201 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в системе теплоснабжения Восточной котельной	290
Таблица 202 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО (АО «МЭС», зона ЕТО 006).....	291
Таблица 203 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в системе теплоснабжения Северная котельная	291
Таблица 204 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в системе теплоснабжения котельной Роста	291
Таблица 205 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в системе теплоснабжения котельной ТЦ «Росляково -1»	292
Таблица 206 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в системе теплоснабжения котельной ТЦ «Росляково Южное».....	292
Таблица 207 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО 002 (МУП «МУК», угольная котельная МУП «МУК»).....	292
Таблица 208 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО 003 (АО «МЭС», котельная «Абрам-Мыс»)	293
Таблица 209 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО 004 (АО «МЭС», котельная «Фестивальная»)	293
Таблица 210 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО 007 (ООО «ИТЭ», котельная №22).....	293
Таблица 211 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО 008 (ООО «Тепло людям. Кандалакша», котельная № 1 ул. Прибрежная (ранее дизельная котельная).....	294
Таблица 212 – Показатели восстановления на тепловых сетях Мурманская ТЭЦ.....	295
Таблица 213 – Показатели восстановления на тепловых сетях Южная котельная	296
Таблица 214 – Показатели восстановления на тепловых сетях Восточная котельная	296
Таблица 215 – Показатели восстановления на тепловых сетях котельной «Северная».....	296
Таблица 216 – Показатели восстановления на тепловых сетях котельной «Роста».....	297
Таблица 217 – Показатели восстановления на тепловых сетях котельной «Абрам-Мыс»....	297
Таблица 218 – Показатели восстановления на тепловых сетях котельной ТЦ «Росляково-1»	297
Таблица 219 – Показатели восстановления на тепловых сетях котельной ТЦ «Росляково Южное»	298

Таблица 220 – Результаты реализации инвестиционных программ теплоснабжающими (теплосетевыми) организациями г. Мурманска за 2025 г.....	316
Таблица 221 – Основные технико-экономические показатели деятельности теплоснабжающих (теплосетевых) организаций г. Мурманска за 2024-2025 гг.....	319
Таблица 222 – Таблица П20.1. Средние тарифы на отпущенную тепловую энергию в зонах деятельности единых теплоснабжающих организаций №001-008 за 2025 год актуализации схемы теплоснабжения (без НДС), руб./Гкал.....	337
Таблица 223 – Таблица П20.2. Количество отпущенной тепловой энергии в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации №001-008 за 2025 год актуализации схемы теплоснабжения, тыс. Гкал.....	337
Таблица 224 – Таблица П20.3. Средневзвешенный тариф на отпущенную тепловую энергию в зонах деятельности единых теплоснабжающих организаций №001-008 за 2025 год актуализации схемы теплоснабжения (без НДС), руб./Гкал.....	338
Таблица 225 – Перечень организаций г. Мурманск, для которых в период 2023-2026 гг. были установлены тарифы на тепловую энергию	339
Таблица 226 – Тарифы на тепловую энергию, утвержденные в г. Мурманске на 2023-2026 гг.	340
Таблица 227 – Таблица П20.4. Тарифы на теплоноситель в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации № 001-008 за 2025 год актуализации схемы теплоснабжения (без НДС), руб./м ³	350
Таблица 228 – Перечень организаций г. Мурманск, для которых в период 2023-2026 гг. были установлены тарифы на теплоноситель	351
Таблица 229 – Тарифы на теплоноситель, утвержденные в г. Мурманске на 2023-2026 гг..	352
Таблица 230 – Таблица П20.5. Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации №001-008 за 2025 год актуализации схемы теплоснабжения (без НДС), руб./Гкал.....	355
Таблица 231 – Перечень ТСО г. Мурманска, для которых были утверждены тарифы на услуги по передаче тепловой энергии на 2022-2026 гг.	355
Таблица 232 – Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии, утвержденные в г. Мурманске на 2023-2026 гг.....	356
Таблица 233 – Таблица П20.6. Тарифы на горячую воду для потребителей в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения) в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации № 001-008 за 2025 год актуализации схемы теплоснабжения (с НДС), руб./м ³	358
Таблица 234 – Перечень ТСО г. Мурманска, для которых были утверждены тарифы на ГВС в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения) на 2022-2026 гг.	358
Таблица 235 – Тарифы на ГВС в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения), утвержденные в г. Мурманске на 2023-2026 гг.	359
Таблица 236 – Структура тарифов на тепловую энергию в г. Мурманске на 2026 г.	363
Таблица 237 – Структура тарифов на услуги по передаче тепловой энергии в г. Мурманске на 2026 г.....	365
Таблица 238 – Таблица П20.7. Тарифы на подключение потребителей с тепловой мощностью от 0,1 до 1,5 Гкал/ч в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации № 001-008 за 2025 год актуализации схемы теплоснабжения (с НДС), руб./Гкал/ч	367
Таблица 239 – Плата за подключение к системе теплоснабжения в расчете на единицу мощности в г. Мурманске в 2023-2025 гг., тыс. руб./Гкал/ч (без НДС)	368
Таблица 240 – Таблица П20.8. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности в том числе для социально-значимых потребителей в зонах деятельности единых	

теплоснабжающих организаций № 001-008 за 2025 год актуализации схемы теплоснабжения (с НДС), руб./Гкал/ч	371
Таблица 241 – Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей, установленная в Муринском городском поселении в 2023 2026 гг. (без НДС), руб./Гкал/ч в мес.....	372

Перечень рисунков

Рисунок 1. Существующее административно-территориальное деление г. Мурманск	29
Рисунок 2. Зоны эксплуатационной ответственности АО «Мурманская ТЭЦ» и АО «МЭС» в системах теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных (начало)..	32
Рисунок 3 - Зоны эксплуатационной ответственности АО «Мурманская ТЭЦ» и АО «МЭС» в системах теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных (окончание)	33
Рисунок 4. Границы зон деятельности ЕТО	38
Рисунок 5. Структура системы централизованного теплоснабжения г. Мурманск	40
Рисунок 6. Характеристика мощности теплоисточников АО «Мурманская ТЭЦ».....	60
Рисунок 7. Среднегодовая загрузка котлов ПТВМ-30 Котельной «Северная»	101
Рисунок 8. Среднегодовая загрузка котлов ДКВР-25/13р Котельной «Северная».....	101
Рисунок 9. Среднегодовая загрузка котлов ГМ-50-14/250 котельной «Северная»	102
Рисунок 10. Среднегодовая загрузка котлов котельной «Роста»	103
Рисунок 11. Среднегодовая загрузка котлов котельной «Абрам-Мыс»	104
Рисунок 12. Структура тепловых сетей Мурманской ТЭЦ.....	143
Рисунок 13. Структура тепловых сетей Южной котельной.....	144
Рисунок 14 – Структура тепловых сетей Восточной котельной.....	145
Рисунок 15 – Структура тепловых сетей от котельной «Северная»	146
Рисунок 16 – Структура тепловых сетей котельной «Роста»	147
Рисунок 17 – Структура тепловых сетей котельной «Абрам-Мыс»	148
Рисунок 18 – Структура тепловых сетей котельной ТЦ «Росляково-1».....	149
Рисунок 19 - Структура тепловых сетей котельной ТЦ «Росляково Южное».....	150
Рисунок 20 – Структура тепловых сетей от котельной «Фестивальная»	151
Рисунок 21 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Мурманской ТЭЦ	152
Рисунок 22 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Восточной котельной	153
Рисунок 23 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Южной котельной	154
Рисунок 24 – Структура тепловых сетей от котельной АО «ММТП».....	156
Рисунок 25 – Структура паровых тепловых сетей котельной №22 ООО «ИТЭ».....	157
Рисунок 26 – Структура тепловых сетей дизельной котельной ООО «ТЛК».....	157
Рисунок 27 – Структура муниципальных тепловых сетей от угольной котельной МУП «МУК»	158
Рисунок 28. Схемы тепловых сетей г. Мурманск	159
Рисунок 29 – Протяженность тепловых сетей Мурманской ТЭЦ по сроку эксплуатации....	161
Рисунок 30 – Протяженность тепловых сетей Южной котельной по сроку эксплуатации...	163
Рисунок 31 – Протяженность тепловых сетей Восточной котельной по сроку эксплуатации	164
Рисунок 32 – Температурный график отпуска тепла от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточных котельных на отопительный сезон 2022-2023 гг.	177
Рисунок 33 – График отпуска тепла от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных на отопительный сезон 2022-2023 гг.	178
Рисунок 34 – График отпуска тепла от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных	179
Рисунок 35 – Температурный график сетевой воды в тепловых сетях от котельной «Северная»	180
Рисунок 36 – Температурный график тепловой сети котельной «Роста»	181
Рисунок 37 – Температурный график тепловой сети котельной «Абрам-Мыс»	182

Рисунок 38 - Температурный график тепловой сети котельной ТЦ «Росляково-1»	183
Рисунок 39 - Температурный график тепловой сети котельной ТЦ «Росляково Южное»	184
Рисунок 40 - Температурный график тепловой сети котельной «Фестивальная»	185
Рисунок 41 - Температурный график тепловой сети от дизельной котельной ООО «Тепло Людям. Кандалакша»	186
Рисунок 42 - Температурный график тепловой сети от котельной «ММТП»	188
Рисунок 43 – Температурный график тепловой сети котельной №22	189
Рисунок 44 – Графики теплоотпуска Мурманской ТЭЦ	191
Рисунок 45 – Графики теплоотпуска Южной котельной	192
Рисунок 46 – Графики теплоотпуска Восточной котельной	192
Рисунок 47 – Элеваторная схема присоединения потребителей	214
Рисунок 48 – Схема с открытым водоразбором на ГВС и насосным присоединением СО..	215
Рисунок 49 – Схема с двухступенчатым смешанным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением системы отопления	215
Рисунок 50 – Схема с двухступенчатым последовательным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением системы отопления	216
Рисунок 51 – Схема с двухступенчатым последовательным подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением системы отопления	216
Рисунок 52 – Схема с двухступенчатым смешанным подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением системы отопления	217
Рисунок 53 – Схема с параллельным подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением системы отопления	217
Рисунок 54. Схема взаимодействия Единой системы, ЕДДС, РСО, УО при проведении аварийно-восстановительных работ	221
Рисунок 55. Зоны действия источников тепловой энергии г. Мурманск	228
Рисунок 56. Потребление тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха	230
Рисунок 57 – Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии Мурманской ТЭЦ	250
Рисунок 58 – Расход условного топлива на Мурманской ТЭЦ	264
Рисунок 59 – Расход условного топлива на Восточной котельной	265
Рисунок 60 – Расход условного топлива на Южной котельной	266
Рисунок 61 – Расход условного топлива на котельной «Северная»	267
Рисунок 62 – Расход условного топлива на котельной «Роста»	268
Рисунок 63 – Расход условного топлива на котельной «Абрам-Мыс»	269
Рисунок 64 – Расход условного топлива на котельной ТЦ «Росляково-1»	270
Рисунок 65 – Расход условного топлива на котельной ТЦ «Росляково Южное»	271
Рисунок 66 – Расход условного топлива на котельной «Фестивальная»	272
Рисунок 67 – Расход условного топлива на угольной котельной МУП «МУК»	273
Рисунок 68 – Расход условного топлива на дизельной котельной	274
Рисунок 69 – Расход условного топлива на котельной АО «ММТП»	275
Рисунок 70 – Количественное соотношение видов топлива, используемых на источниках тепловой энергии города Мурманска	278
Рисунок 71 – Паспорт качества топлива, используемого на источниках АО «Мурманская ТЭЦ»	279
Рисунок 72 – Паспорта качества топлива, используемого на котельных АО «МЭС»	283
Рисунок 73 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной АО «ММТП»	284

Рисунок 74 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной №22.....	285
Рисунок 75. Зоны ненормативной надежности Мурманской ТЭЦ.....	299
Рисунок 76. Зоны ненормативной надежности Восточной котельной.....	300
Рисунок 77. Зоны ненормативной надежности Южной котельной.....	301
Рисунок 78. Зоны ненормативной надежности котельной «Северная».....	302
Рисунок 79. Зоны ненормативной надежности котельной «Роста».....	303
Рисунок 80. Зоны ненормативной надежности котельной «Абрам Мыс».....	304
Рисунок 81. Зоны ненормативной надежности котельной ТЦ «Росляково -1».....	305
Рисунок 82. Зоны ненормативной надежности котельной ТЦ «Росляково Южная».....	306
Рисунок 83. Зоны ненормативной надежности котельной «Фестивальная».....	307
Рисунок 84. Зоны ненормативной надежности котельной «Фестивальная».....	308
Рисунок 85. Зоны ненормативной надежности дизельной котельной ООО «ТЛК».....	309
Рисунок 86. Зоны ненормативной надежности угольной котельной МУП «МУК».....	310
Рисунок 87. Средние значения вероятности безотказной работы в зонах действия источников г. Мурманск.....	311
Рисунок 88. Тарифы на тепловую энергию (с НДС) в поселении г. Мурманск.....	338
Рисунок 89. Структура средневзвешенного тарифа на тепловую энергию в г. Мурманске на 2026 год.....	365

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 264,339 тыс. человек, что составляет 40,58 % 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 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 – 271 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.

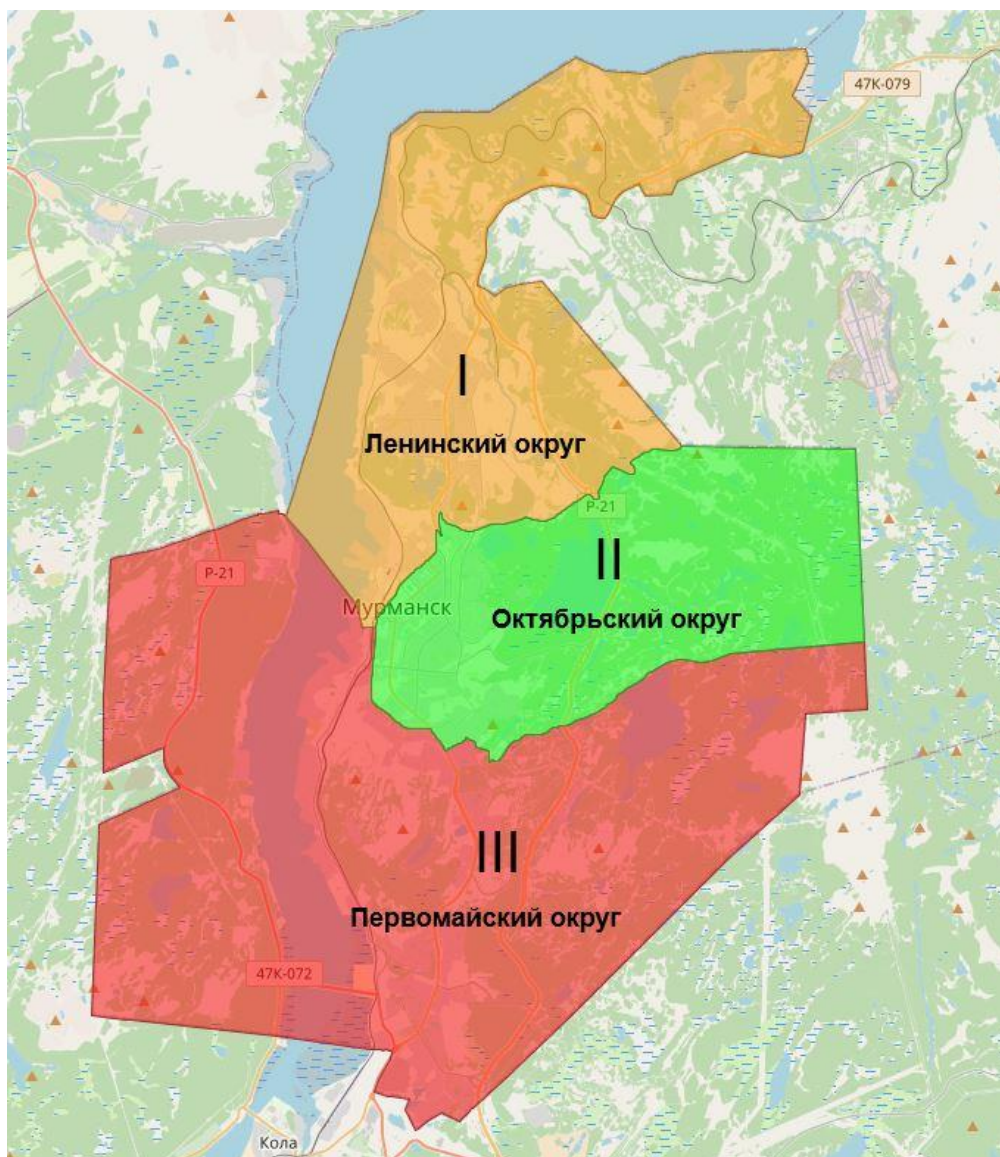


Рисунок 1. Существующее административно-территориальное деление г. Мурманск

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 13 источников теплоснабжения, в том числе Мурманская ТЭЦ. Перечень источников тепловой энергии представлен в таблице 1.

Объекты систем теплоснабжения города эксплуатируются следующими теплоснабжающими организациями:

– **Акционерное общество «Мурманская ТЭЦ» (далее 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. Организация оказывает услуги по транспорту тепловой энергии АО «Мурманская ТЭЦ»;

- 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;
- 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 далее в настоящей 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 2 - 3, 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».

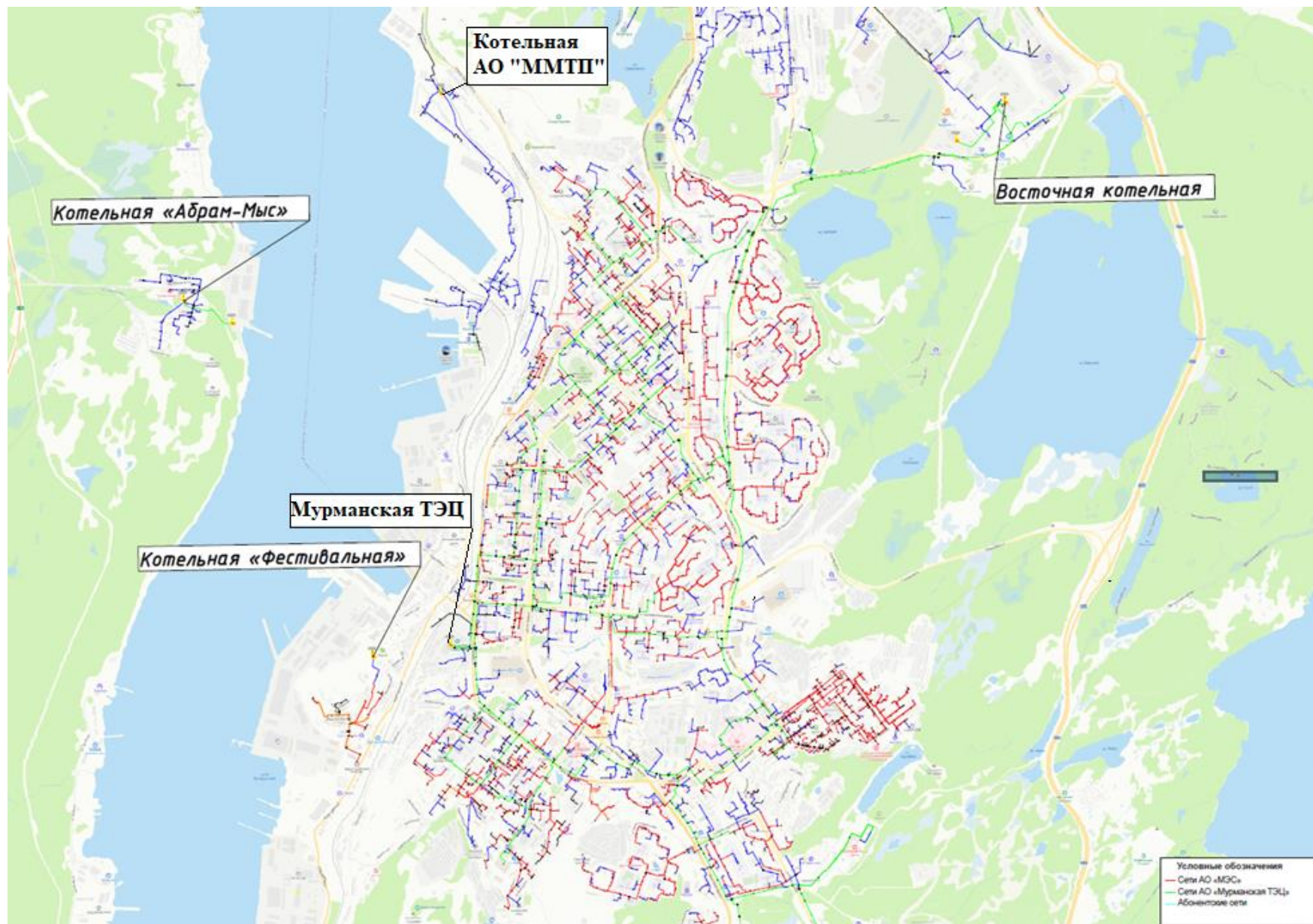


Рисунок 2. Зоны эксплуатационной ответственности АО «Мурманская ТЭЦ» и АО «МЭС» в системах теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных (начало)

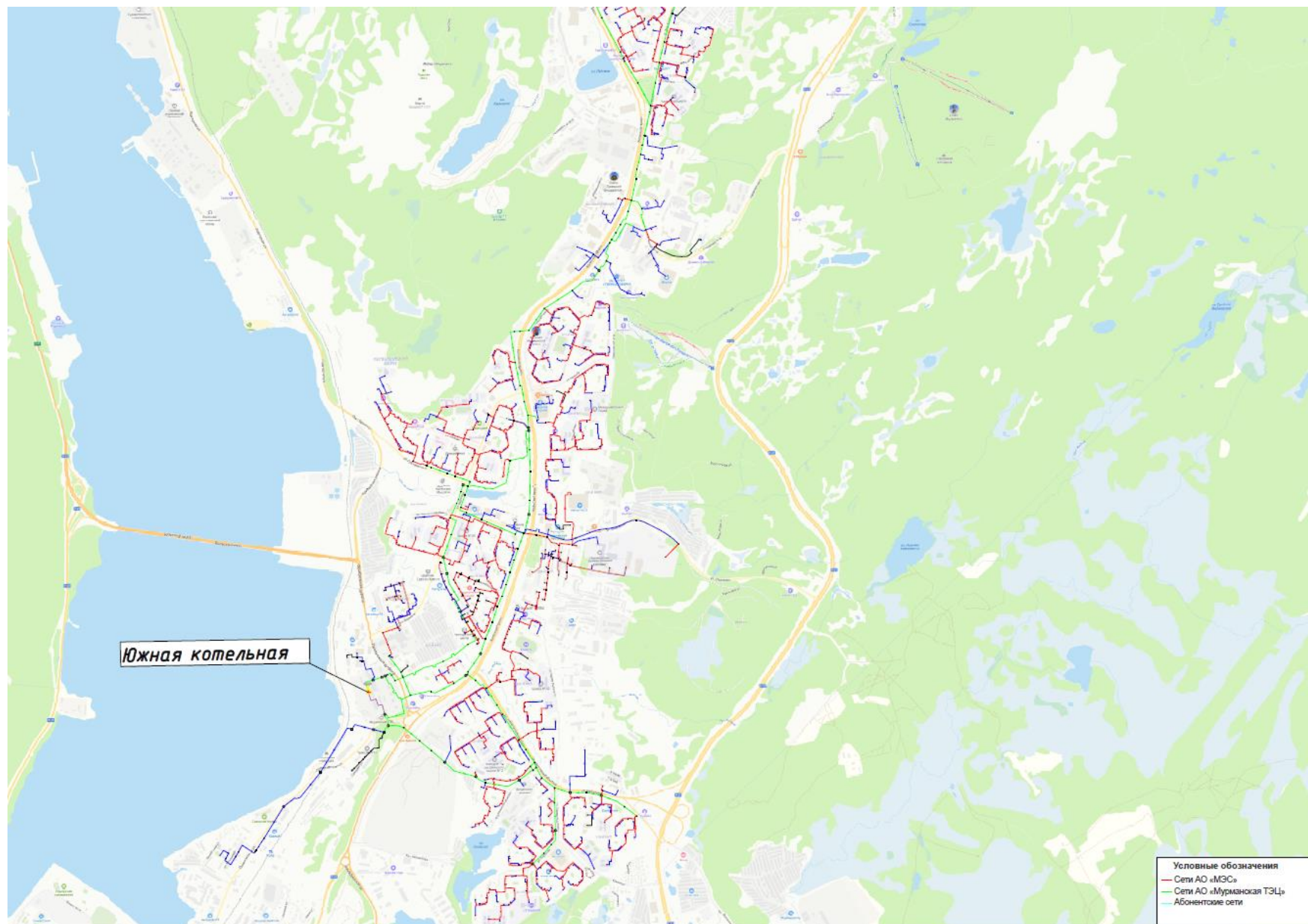


Рисунок 3 - Зоны эксплуатационной ответственности АО «Мурманская ТЭЦ» и АО «МЭС» в системах теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных (окончание)

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

Предприятие является теплоснабжающей организацией для населения, проживающего в районе Дровяного на территории города. На балансе находится один источник тепловой энергии (угольная котельная), теплоснабжение от которого осуществляется по муниципальным тепловым сетям.

– ООО «Тепло Людям. Кандалакша»

Организация, в рамках концессионного соглашения, осуществляет эксплуатацию дизельной котельной в районе Дровяного г.Мурманска. В то же время, на замену старой дизельной котельной, ООО «Тепло Людям.Кандалакша» возводит современную биотопливную БМК.

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

Предприятие ранее осуществляло продажу тепловой энергии в паре по собственной тепловой сети на Восточную котельную АО «Мурманская ТЭЦ». В настоящее время АО «Завод ТО ТБО» признано банкротом и далее в схеме теплоснабжения не рассматривается.

– 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.

– Общество с ограниченной ответственностью «Инновационная теплоэнергетика» (далее ООО «ИТЭ»)

До 22.08.2025 года деятельность по содержанию (эксплуатации) объектов военной и социальной инфраструктуры и предоставление коммунальных услуг в интересах Вооруженных Сил Российской Федерации осуществлял ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по военно-морскому флоту).

В настоящее время, деятельность по обслуживанию объектов теплоснабжения (котельная №22 и тепловой пункт (бойлерная) осуществляет ООО «ИТЭ».

Организация, в соответствии с концессионным соглашением № 370-7-КС-8 от 22 августа 2025 года, осуществляет эксплуатацию котельной №22, которая помимо теплоснабжения в/г № 6, обеспечивает подачу тепловой энергии населению двух многоквартирных домов по улице Мохнаткина Пахта жилого района Росляково.

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

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

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»
	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	Район Дровяное, ул. Прибрежная	ООО «Тепло Людям. Кандалакша»
9	Котельная АО «ММТП»	Портовый проезд, 22	АО «ММТП»
10	Котельная №22	в/г №6, район Росляково, ул. Мохнаткина Пахта	ООО «ИТЭ»

В соответствии с постановлением администрации города Мурманска от 27.06.2024 №2253, при актуализации на 2025 год схемы теплоснабжения муниципального образования городской округ город-герой Мурманск на период с 2023 по 2042 годы, в границах территории муниципального образования городской округ город Мурманск утверждены зоны 6 единых теплоснабжающих организаций (далее ЕТО), осуществляющих свою деятельность в 10 выделенных системах теплоснабжения. Каждая система сформирована по группе источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями.

Реестр единых теплоснабжающих организаций и границы зон деятельности, согласно ранее утвержденной схеме теплоснабжения, представлены в таблице 2 и на рисунке 4.

Таблица 2 – Реестр единых теплоснабжающих организаций согласно ранее утвержденной схеме теплоснабжения на территории муниципального образования городской округ город-герой Мурманск

Код зоны деятельности	Утвержденная ЕТО	№ системы теплоснабжения	Наименования источников в зоне деятельности ЕТО	Кол-во систем теплоснабжения
001	АО «Мурманская ТЭЦ»	1	Мурманская ТЭЦ	1
			Южная котельная	
			Восточная котельная	
002	МУП «МУК»	7	Угольная котельная МУП «МУК»	1
003	АО «МЭС»	3	Котельная «Абрам-Мыс»	1
004	АО «МЭС»	6	Котельная «Фестивальная»	1
005	АО «ММТП»	9	Котельная АО «ММТП»	1
006	АО «МЭС»	2	Котельная «Северная	4
		3	Котельная «Роста»	
		4	Котельная ТЦ «Росляково-1»	
		5	Котельная ТЦ «Росляково Южное»	
007	ООО «ИТЭ»	10	Котельная №22	1
008	ООО «Тепло людям. Кандалакша»	8	Котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее дизельная котельная)	1

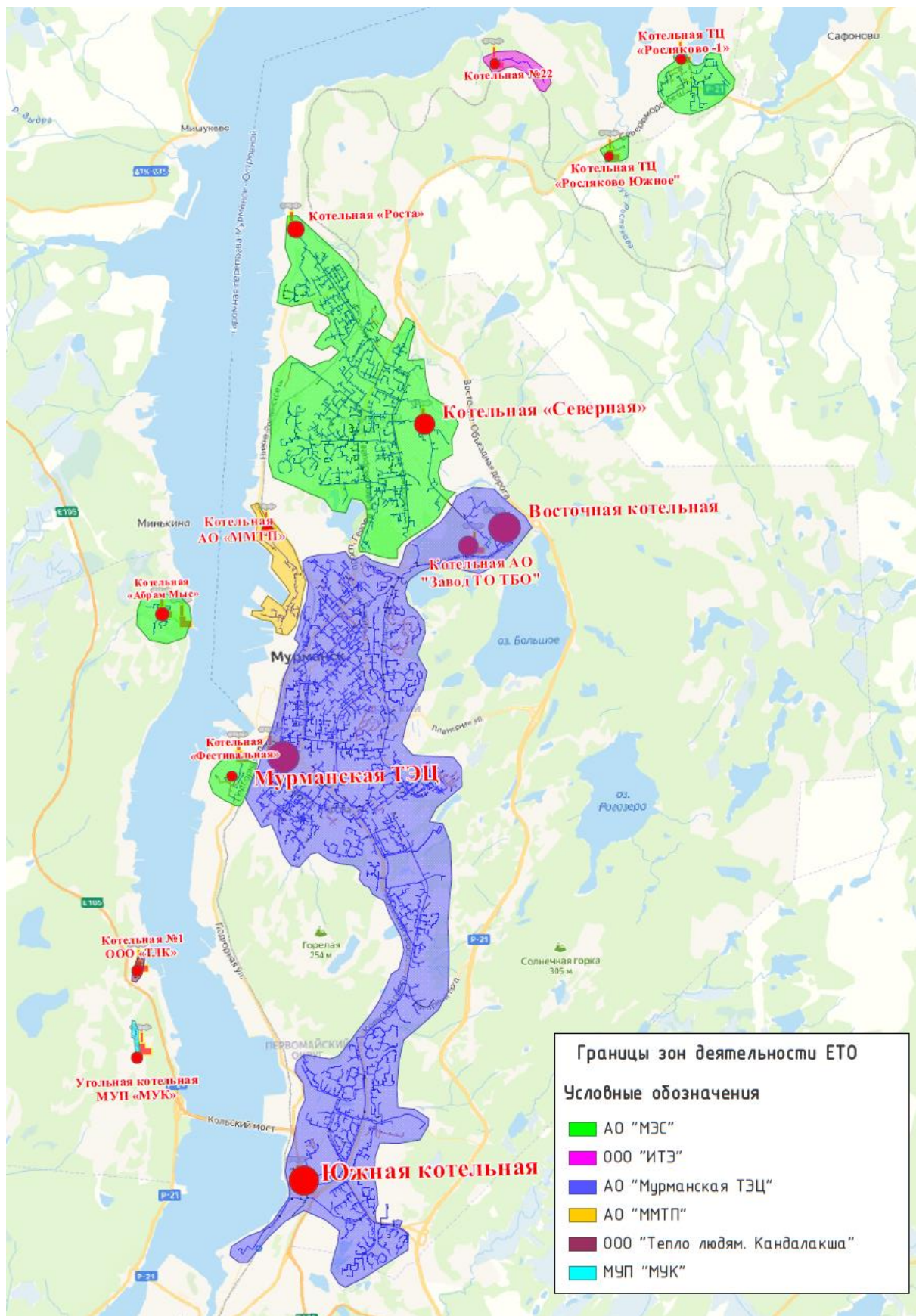


Рисунок 4. Границы зон деятельности ЕТО

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 по улице Смирнова района Дровяного, используя муниципальные тепловые сети.

ООО «Тепло Людям. Кандалакша» осуществляет деятельность по производству, транспортировке и сбыту тепловой энергии на нужды отопления и горячего водоснабжения потребителей по ул. Прибрежная на территории района Дровяного г. Мурманска, используя муниципальные тепловые сети.

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

ООО «ИТЭ» самостоятельно осуществляет теплоснабжение потребителей от источника, переданного в эксплуатацию в соответствии с концессионным соглашением.

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 5.

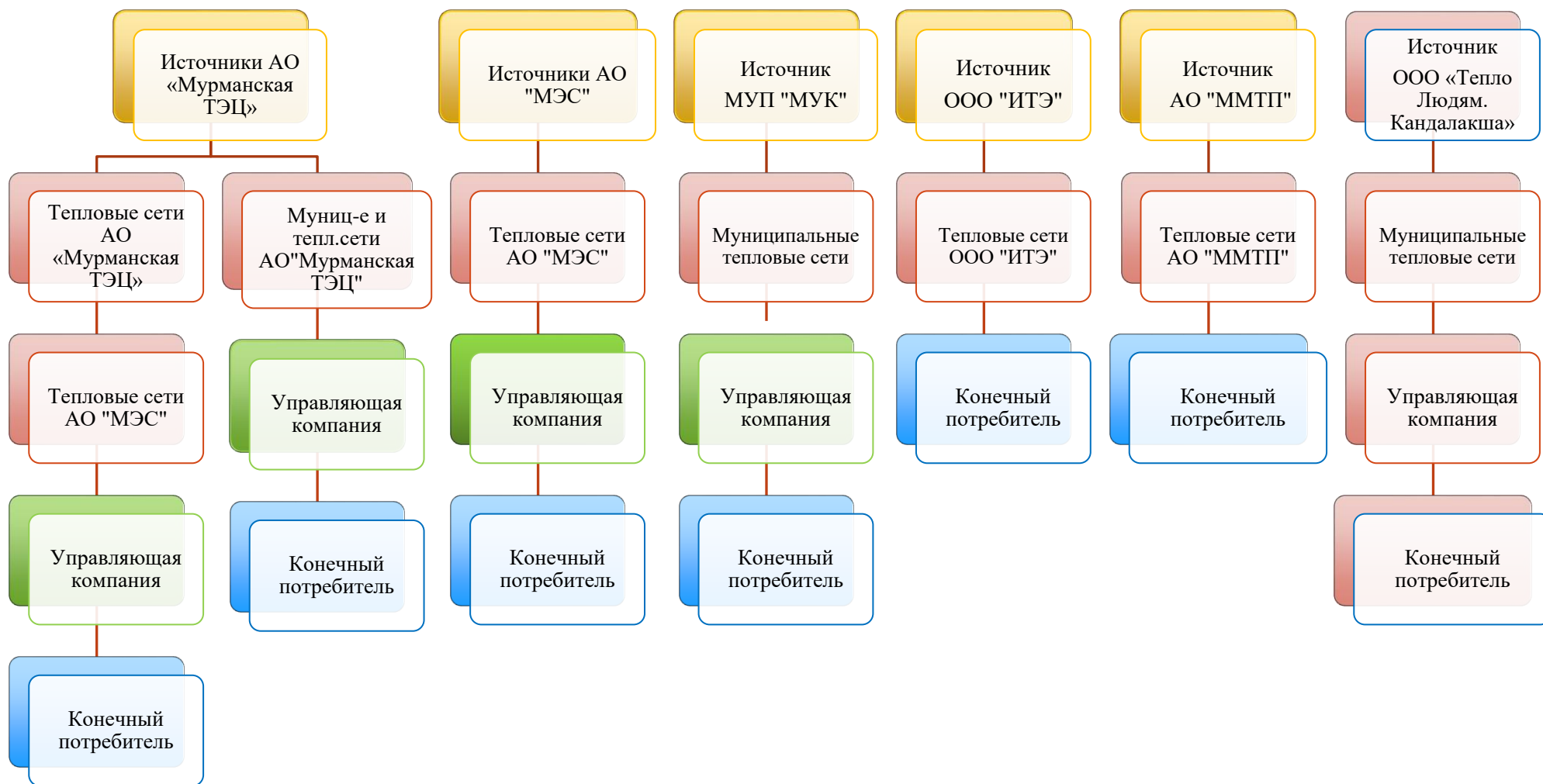


Рисунок 5. Структура системы централизованного теплоснабжения г. Мурманск

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. Перечень объектов с индивидуальным поквартирным отоплением представлен в п.1.5.3.

1.1.5. Описание изменений в функциональной структуре теплоснабжения города Мурманска за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Действующая в настоящее время схема теплоснабжения актуализирована на 2026 год, утверждена Постановлением администрации города Мурманска от 27.06.2025 №3397.

Для актуализации схемы на 2027 год базовым принимается 2025 год.

В 2025 году статус единой теплоснабжающей организации получили 6 организаций, были скорректированы количество и состав теплоснабжающих организаций (ТСО) в системах теплоснабжения муниципального образования.

Постановлением администрации города Мурманска от 03.12.2025 №6869 в связи с лишением статуса единой теплоснабжающей организации ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (постановление администрации города Мурманска от 09.10.2025 №5707), статус единой теплоснабжающей организации в зоне деятельности системы теплоснабжения котельной № 22 в/городка №6 района Росляково (код зоны 007) был присвоен теплоснабжающей организации ООО «Инновационная теплоэнергетика».

Для других ранее назначенных ЕТО в рамках актуализации Схемы теплоснабжения зоны их действия сохранились.

Таким образом, на территории г. Мурманска по состоянию на 2026 год действует 6 единых теплоснабжающих организаций в 8 зонах деятельности.

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» является ЕТО в зоне деятельности №001.

АО «Мурманская ТЭЦ» осуществляет поставку 71,3 % производимой в городе тепловой энергии. Общая присоединенная нагрузка системы составляет 753,621 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 281,341 Гкал/ч, в том числе:

- отопление – 232,97 Гкал/ч;
- вентиляция – 18,462 Гкал/ч;
- ГВС – 29,909 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 166,445 Гкал/ч, в том числе:

- отопление – 125,965 Гкал/ч;
- вентиляция – 16,895 Гкал/ч;
- ГВС – 21,462 Гкал/ч;
- технологические нужды – 2,123 Гкал/ч (в т.ч. нагрузка 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 305,835 Гкал/ч, в том числе:

- отопление – 242,578 Гкал/ч;
- вентиляция – 21,997 Гкал/ч;
- ГВС – 41,255 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-35 У, производства ООО «Белгородский котельный завод», паспортной паропроизводительностью 35 т/ч;
- два паровых котла БМ-35, 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 водогрейный 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 3 - 14 соответственно.

Таблица 3 – 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 -30 Р, № 1	1954	30/30	23	375	89,33	двухпакетный стальной горизонтальный змеевиковый	Белгородский котельный завод	2023 год	ЭПБ 2022 (до 2026)
ТП -30 У, № 2	1957	30/30	23	375	89,33	двухпакетный стальной горизонтальный змеевиковый	Белгородский котельный завод	2024 год	ЭПБ 2023 (до 2027)
ТП -30 Р, № 3	1958	30/30	23	350	88,99	однопакетный стальной горизонтальный змеевиковый	«Красный котельщик» г. Таганрог	2023 год	ЭПБ 2022 (до 2026)
ТП -35 У, № 4	1960	35/35	39	450	90,17	двухпакетный стальной змеевиковый гладкотрубный	Белгородский котельный завод	2021 год	ЭПБ 2024 (до 2028)
БМ-35, № 5	1962	35/40	39	450	90,18	трехпакетный стальной змеевиковый	Белгородский котельный завод	2022 год	ЭПБ 2024 (до 2028)
БМ-35, № 6	1963	35/40	39	450	90,18	кипящего типа	Белгородский котельный завод	2018 год	ЭПБ 2023 (до 2028)
ГМ-50-1, № 7	1964	50/50	39	440	90,19	двухпакетный стальной змеевиковый кипящего типа	Белгородский котельный завод	2021 год	ЭПБ 2023 (до 2028)
Водогрейные котлы									
ПТВМ-50, №8	1965	50/45,0	16	150	88,29	-	Машиностроительный завод «Татра»	2023 год	ЭПБ 2023 (до 2027)
ПТВМ-50, №9	1966	50/45,0	16	150	90,4	-	Машиностроительный завод «Татра»	2022 год	ЭПБ 2024 (до 2028)
ПТВМ-100, №10	1970	100/86	16	150	87,43	-	Дорогобужский котельный завод	2022 год	ЭПБ 2024 (до 2028)

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	2021 год	ЭПБ 2027 год
ДКВР-20-13/250 № 2	1973	20	13	250	89,65	чугунный, блочный, отдельно стоящий	Бийский котельный завод	2023 год	ЭПБ 2027 год
ДКВР-20-13/250 № 3	1973	20	13	250	89,42	чугунный, блочный, отдельно стоящий	Бийский котельный завод	2022 год	ЭПБ 2026 год
Водогрейные котлы									
ПТВМ-100, № 4	1974	100/75	16	150	89,76	-	Дорогобужский котельный завод	2024 год	ЭПБ 2028 год
ПТВМ-100, № 5	1974	100/75	16	150	89,3	-	Дорогобужский котельный завод	2023 год	ЭПБ 2027 год
ПТВМ-100, № 6	1975	100/75	16	150	89,54	-	Дорогобужский котельный завод	2023 год	ЭПБ 2027 год
КВГМ-100, № 7	1992	100	16	150	90,67	-	Дорогобужский котельный завод	2023 год	ЭПБ 2027 год
КВГМ-100, № 8	1994	100	16	150	90,67	-	Дорогобужский котельный завод	2024 год	ЭПБ 2028 год
Восточная котельная									
Паровые котлы									
ГМ-50-14/250, № 1	1982	50	14	250	90,85	чугунный, блочный	Белгородский котельный завод	2022 год	2026 год
ГМ-50-14/250, № 2	1983	50	14	250	90,85	чугунный, блочный	Белгородский котельный завод	2021 год	2027 год
ГМ-50-14/250, № 3	1985	50	14	250	91,37	чугунный, блочный	Белгородский котельный завод	2023 год	2027 год
Водогрейные котлы									
КВГМ-100, № 4	1983	100	16	150	91,06	-	Дорогобужский котельный завод	2023 год	2028 год
КВГМ-100, № 5	1984	100	16	150	91,06	-	Дорогобужский котельный завод	2023 год	2028 год
КВГМ-100, № 6	1986	100	16	150	91,06	-	Дорогобужский котельный завод	2022 год	2026 год

Таблица 4 – 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 5 – 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 6 – 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 7 – Количество горелок и тягодутьевых установок на теплоисточниках АО «Мурманская ТЭЦ»

Наименование котла	Станционный номер котла	Количество горелок на котел	Дутьевой вентилятор			Дымосос	Q, тыс.м ³ /ч
			Тип	Q, тыс.м ³ /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 8 – 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 9 – 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
№2	Охладитель подпиточной воды	ПВ1 219-4-РГ-1,0-11,51-Г	10	14	150	105	11,51
№3	Охладитель подпиточной воды	ПВ1 219-4-РГ-1,0-11,51-Г	10	14	150	105	11,51
№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
№3	Подогреватель сырой воды	ПВ 219-4-1,0-РГ-2-УЗ	10	14	150	105	23
№4	Подогреватель сырой воды	ПВ 219-4-1,0-РГ-2-УЗ	10	14	150	105	23
№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
	Подогреватель химочищенной воды	ПВ 219-4-1,0-РГ	10	14	150	90	11,51

Таблица 10 – 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
№ 2	Сетевой подогреватель	ПП1-53,9-0,7-2-УЗ	16	16	250	150	53,9
№ 3 - 5	Сетевые подогреватели	05 ОСТ 34-577-68	16	16	180	150	53,9
№ 6 - 9	Сетевой подогреватель	ПП1-53-0,7-4	16	16	250	70-150	53,0
№ 10-11	Сетевой подогреватель	ПП1-75кп/23-ок-16-II	16	16	250	150	53,0

Таблица 11 – 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) ДСА-100	1	50	2012
2	Сетевой деаэратор № 1 (СД-1) ДСА-75	1	35	2015
3	Сетевой деаэратор № 2 (СД-2) ДА-200М	2	50	1993
Восточная котельная				
1	Питательный деаэратор (ПД) ДСА-100/35	1	35	2017
2	Питательный деаэратор (ПД) ДСА-100/35	2	35	2014
3	Сетевой деаэратор (СД) ДСА-100/25	1	25	2009

Таблица 12 – 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 5х3	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 5Х4	68 м ³ /ч; 250 м вод.ст.; 110 кВт	2 ед.
	4 Н 5Х4	36 м ³ /ч; 220 м вод.ст.; 50 кВт	1 ед.
Насосы топливные рециркуляция	5НК-9Х1	65 м ³ /ч; 38 м вод.ст.; 18,5 кВт	1 ед.
	6НК-5Х1	135 м ³ /ч; 65 м вод.ст.; 22кВт	2 ед.
Насосы топливные погружные	12НА- 22Х6	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.

Наименование оборудования	Тип оборудования	Характеристика оборудования	Кол-во
Деаэратор питательный	ДСА - 100	100 м ³ /ч	4 ед.
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.
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.
		V=5000 м ³ ; D=30 м	1 ед.

Таблица 13 – Технические характеристики вспомогательного оборудования на Восточной котельной

Наименование оборудования	Тип оборудования	Характеристика оборудования	Кол-во
Насосы питательные № 1	ЦНСГ 60 - 198	60м ³ /ч, 198мм.в.ст., 55кВт, 380В, 2900 об/мин.	1 ед.
Насосы питательные № 2,3	ЦНСГ 60 - 198	60м ³ /ч, 198мм.в.ст., 75кВт, 380В, 2900 об/мин.	2 ед.
Насосы сетевые	СЭ 1250 x 140	1250 м ³ /ч; 140 м вод.ст., 630кВт, 1500об/мин,6000В	5 ед.
Насосы подпиточные	К 100-65-250	100м ³ /ч, 80 м.в.ст.,45кВт, 2900 об/мин, 380В	2 ед.
Насосы сырой воды	К 100-65-250	100м ³ /ч, 80 м.в.ст, 45кВт, 2900 об/мин, 380В	1 ед.
	4к – 90/85а	90м ³ /ч, 87 м.в.ст, 55кВт, 2940об/мин,380В	1 ед.
	Д 200-95	200м ³ /ч, 95 м.в.ст, 75кВт, 2920 об/мин,380В	1 ед.
Насосы рециркуляционные	НКУ 630/80	630м ³ /ч, 84м.в.ст., 200кВт, 380В, 2943об/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 , 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	82000м ³ /ч, 500 мм.в.ст. 200кВт, 975 об/мин	3 ед.
	Д Н - 18х2	180000м ³ /ч,300мм.в.ст,320кВт, 750 об/мин	1 ед.
	Д Н - 18х2	180000м ³ /ч; 300 мм.в ст.; 250 кВт; 750 об/мин	1 ед.
	Д Н - 18х2	180000м ³ /ч; 300 мм.в.ст.; 315 кВт; 750 об/мин	1 ед.
Вентиляторы	ВДН - 17	73000 м ³ /ч, 420 кгс/м ² , 160кВт, 1000 об/мин, 400В	4 ед.
	ВДН-15	50000 м ³ /ч,365 мм.в.ст.; 90 кВт; n=975 об/мин	1 ед
	ВДН-15	50000 м ³ /ч; 365 мм.в.ст.;75 кВт; n=980 об/мин	2 ед
	ВДН - 15	50000 м ³ /ч; 375 кгс/м ² ; 160 кВт; n=1000 об/мин	2 ед.

Наименование оборудования	Тип оборудования	Характеристика оборудования	Кол-во
Дымовая труба (высота м)	-	120 м	1 ед.
Питательный деаэратор (ПД)	ДСА-100/35	100 м ³ /ч	2 ед.
Сетевой деаэратор (СД)	ДСА-100/25	100 м ³ /ч	1 ед.
Характеристика мазутного хозяйства, объём, диаметр резервуаров	Стальные вертикальные цилиндрические наземные	V=10 000 м ³ ; D=28,5 м	4 ед.

Таблица 14 – 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 x 140	1250 м ³ /ч; 140 м вод. ст.; 630 кВт	4 ед.	
	КРНА-300/660 /40А-О19	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 сырой 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.	
	№5,8	НКУ - 630/80	630 м ³ /ч , 80 м.в.ст., 200 кВт	2 ед.
	№6	ДЦН-638	630 м ³ /ч , 80 м.в.ст., 200 кВт	1 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.; 40кВт	3 ед.	
	ДН - 22х2	250 тыс. м ³ /ч;195 м.в.ст., 250кВт	3 ед.	
Вентиляторы	ВД - 10	23 тыс.м ³ /ч; 150 мм вод.ст.; 30кВт	3 ед.	
	ВДН - 18	150 тыс.м ³ /ч; 420 кг/м ² , 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/см ²	3 ед.	
	СП3,4 05ОСТ 34-577-68	S нагр= 53,9 м ² Pраб.=16кгс/см ³	2 ед.	
Подогреватели водо-водяные	отсутствуют			
Дымовая труба (высота м)	-	100 м	1 ед.	
	-	180 м	1 ед.	
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 15 – Эксплуатационные показатели Мурманской ТЭЦ в 2019 – 2025 гг.

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Выработка электрической энергии	млн кВт-ч	17,136	16,621	16,800	12,958	12,2161	11,112	12,962
Расход электрической энергии на собственные нужды	млн кВт-ч	17,136	16,621	16,800	12,958	12,2161	11,112	12,962
в том числе:								
расход электрической энергии на ТФУ	млн кВт-ч	16,203	14,476	16,534	16,196	15,514	15,142	15,356
отпуск электрической энергии с шин ТЭЦ	млн кВт-ч	0	0	0	0	0	0	0
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ	тыс. Гкал	694,798	663,748	711,772	664,627	631,881	667,046	658,716
в том числе:								
из производственных отборов	тыс. Гкал	98,189	93,362	57,364	38,112	37,968	34,289	20,325
из теплофикационных отборов	тыс. Гкал	0	0,407	42,729	39,542	37,353	35,078	56,049
из отборов противодавления	тыс. Гкал	0						
из конденсаторов	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0
из ПВК	тыс. Гкал	273,611	250,522	258,817	239,164	246,235	283,089	250,867
из РОУ	тыс. Гкал	322,998	319,457	352,862	347,809	310,326	314,590	331,475
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	14,691	13,111	15,078
Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал	87,15	82,648	86,909	85,111	85,532	87,618	88,204
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	11,9	10,4	11,59
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	12,216	11,112	12,962

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Выработка электрической энергии по конденсационному циклу	млн кВт-ч	0	0	0	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	0	0	0
по теплофикационному циклу;	г/кВт-ч	0	0	0	0	0	0	0
по конденсационному циклу	г/кВт-ч	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	181,3	181,3	181,3	180,5	181,3	180,80	180,7
Полный расход топлива на ТЭЦ (на выработку ТЭ)	тыс. тунт	126,001	120,369	129,016	119,964	114,529	120,604	119,028
Отпуск тепловой энергии в сеть	тыс. Гкал	692,024	661,317	708,906	662,111	629,272	664,397	656,327
Потери тепловой энергии	тыс. Гкал	31,544	29,851	30,276	30,676	29,244	33509	36,462
Полезный отпуск тепловой энергии, в том числе:	тыс. Гкал	660,48	631,466	678,63	631,435	600,028	630,888	619,865

Таблица 16 – Эксплуатационные показатели Южной котельной в 2019 – 2025 гг.

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	37	38	39	40	41	42	43
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	158,88	157,72	158,06	157,68	157,50	157,50	157,73
Собственные нужды	%	7,5%	7,2%	7,0%	7,2%	7,3%	7,34%	7,26%
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	169,65	169,65	169,55	169,94	169,97	169,6	169,70
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	34,2	36	34,2	37,2	36,5	35,5	39,19
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,264	0,244	0,260	0,240	0,239	0,243	0,238
Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100	100	100	100	100	100	100
Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100	100	100
Доля котельных оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100	100	100
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	0	0	0	0	0	0	0
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	0	0	0	0	0	0	0
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0	0	0	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 17 – Эксплуатационные показатели Восточной котельной в 2019 – 2025 гг.

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	35	36	37	38	39	40	41
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	160,19	158,53	156,85	158,0	157,931	157,85	157,39
Собственные нужды	%	10,6%	9,87%	8,94%	9,7%	8,9%	8,86%	8,26%
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	171,3	171,7	171,72	174,535	172,778	172,5	171,10
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	41	42,3	38,8	41,75	41,06	41,6	46,90
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,156	0,159	0,173	0,157	0,164	0,168	0,165
Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100	100	100	100	100	100	100
Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100	100	100
Доля котельных оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100	100	100
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	0	0	0	0	0	0	0
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	0	0	0	0	0	0	0
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0	0	0	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 18.

Таблица 18 – Характеристика мощности теплоисточников АО «Мурманская ТЭЦ»

Год	Установленная мощность, Гкал/ч	Ограничения установленной тепловой мощности, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Потребление тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал
Южная котельная (котельный цех №1)					
2021	461	0	461	32,203	428,797
2022	461	0	461	33,245	427,755
2023	461	0	461	33,82	427,180
2024	461	0	461	33,82	427,178
2025	461	0	461	33,46	427,545
Восточная котельная (котельный цех №2)					
2021	390	0	390	34,859	355,141
2022	390	0	390	38,012	351,988
2023	390	0	390	34,55	355,450
2024	390	0	390	34,55	355,446
2025	390	0	390	32,21	357,792
Мурманская ТЭЦ (котлотурбинный цех)					
	турбоагрегатов	прочее	всего		
2021	74	212	286	0	286
2022	74	212	286	0	286
2023	74	212	286	0	286
2024	74	212	286	0	286
2025	74	212	286	0	286

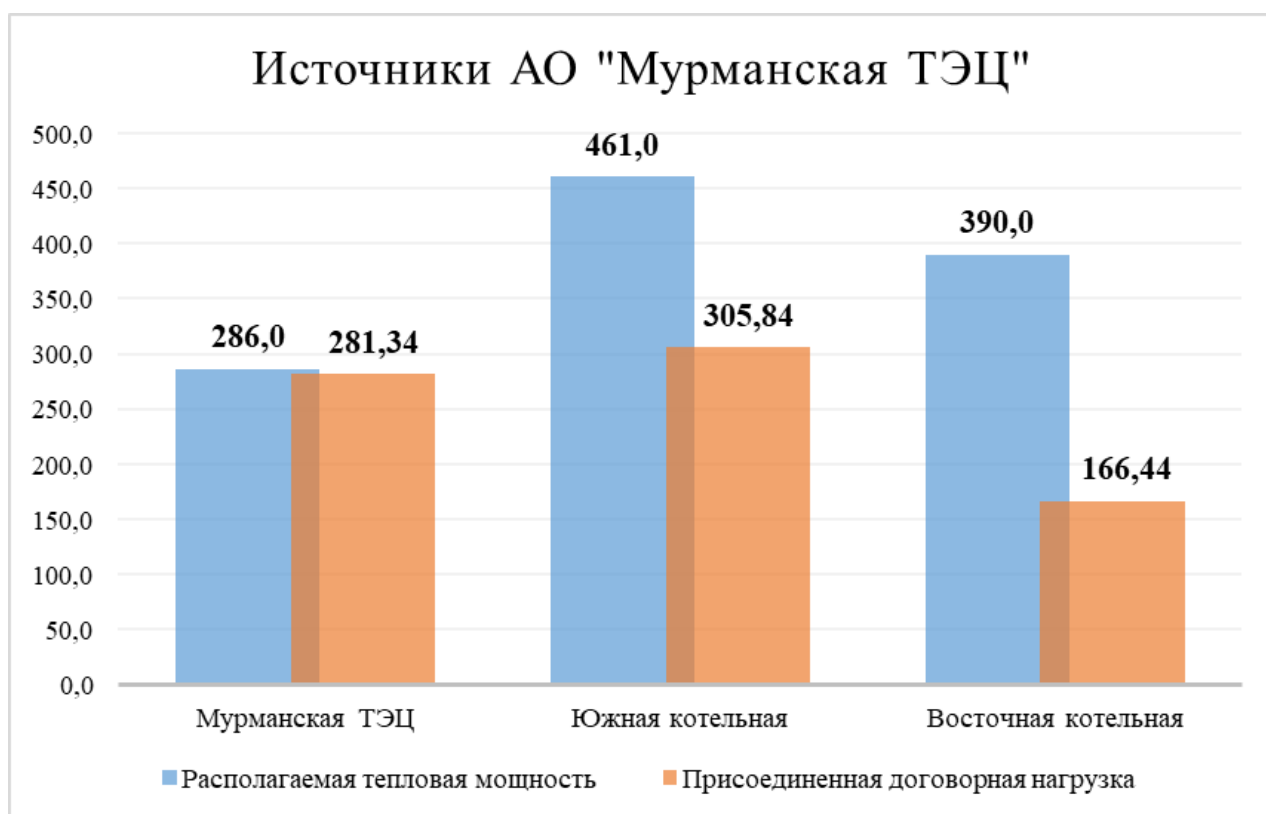


Рисунок 6. Характеристика мощности теплоисточников АО «Мурманская ТЭЦ»

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 18. 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 19 – Выработка, отпуск тепловой энергии, расход условного топлива по источникам АО «Мурманская ТЭЦ» за 2021-2025 годы

№ п/п	Источник	Выработка тепловой энергии, Гкал	Расход тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии в сеть, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, тыс. т
2021						
1	Мурманская ТЭЦ	798 681	89 775	708 906	мазут топочный 100	93,670
2	Южная котельная	978 658	68 364	910 294	мазут топочный 100	114,84
3	Восточная котельная	547 946	48 977	498 969	мазут топочный 100	62,654
2022						
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
2023						
1	Мурманская ТЭЦ	717 413	88 141	629 272	мазут топочный 100	83,897
2	Южная котельная	896 102	65 744	830 358	мазут топочный 100	105,969

№ п/п	Источник	Выработка тепловой энергии, Гкал	Расход тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии в сеть, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, тыс. т
3	Восточная котельная	519 517	46 026	473 491	мазут топочный 100	61,340
2024						
1	Мурманская ТЭЦ	754 664,0	90 267,0	664 397,0	мазут топочный 100	88,651
2	Южная котельная	907 065,0	66 436,0	840 629,0	мазут топочный 100	107,535
3	Восточная котельная	533 381,0	47 528,9	485 852,1	мазут топочный 100	63,013
2025						
1	Мурманская ТЭЦ	746 920,0	90 593,0	656 327,0	мазут топочный 100	119,028
2	Южная котельная	883 566,0	64 121,0	819 445,0	мазут топочный 100	139,366
3	Восточная котельная	518 712,0	42 838,0	475 874,0	мазут топочный 100	81,640

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

Восточная котельная имеет избыточную установленную мощность, Южная котельная имеет дефицит тепловой мощности по договорной нагрузке, 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 20.

Таблица 20 – 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	2023 год	ЭПБ 2022 (до 2026)
Паровой котел ст. №2, ТП - 30 У	2252	24	01.12.1957 г.	9,5	21	28,8	2024год	ЭПБ 2023 (до 2027)
Паровой котел ст. №3, ТП - 30 Р	1453	6719	01.02.1954 г.	9,5	21	28,8	2023 год	ЭПБ 2022 (до 2026)
Паровой котел ст. №4, ТП - 35 У	9711	162	01.01.1960 г.	10,5	39	54,0	2021 год	ЭПБ 2024 (до 2028)
Паровой котел ст. №5, БМ – 35Р	11801	410	01.11.1962 г.	11,2	39	54,0	2022 год	ЭПБ 2024 (до 2028)
Паровой котел ст. №6, БМ – 35Р	11844	524	01.02.1963 г.	11,2	39	54,0	2018 год	ЭПБ 2023 (до 2028)
Паровой котел ст. №7, ГМ - 50	12621	634	01.08.1964 г.	19,5	39	55,0	2021 год	ЭПБ 2023 (до 2028)
Водогрейный котел ст. №8, ПТВМ-50	13392	625	01.12.1965 г.	16,0	16,0	20,0	2023 год	ЭПБ 2023 (до 2027)
Водогрейный котел ст. №9, ПТВМ-50	13393	626	01.03.1966 г.	16,0	16,0	20,0	2022 год	ЭПБ 2024 (до 2028)
Водогрейный котел ст. №10, ПТВМ-100	16823	811	01.12.1970 г.	30,0	16,0	20,0	2022 год	ЭПБ 2024 (до 2028)
Южная котельная (Котельный Цех № 1)								
Паровой котел ст. №1, ДКВр-20	17655	6959	01.06.1973 г.	10,5	13,0	16,3	2021 год	ЭПБ 2027 год
Паровой котел ст. №2, ДКВр-20	17654	6951	01.06.1973 г.	10,5	13,0	16,3	2023 год	ЭПБ 2027 год
Паровой котел ст. №3, ДКВр-20	17663	585	01.09.1973 г.	10,5	13,0	16,3	2022 год	ЭПБ 2026 год
Водогрейный котел ст. №4, ПТВМ-100	17673	2307	01.01.1974 г.	30,0	16,0	20,0	2024 год	ЭПБ 2028 год

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	2023 год	ЭПБ 2027 год
Водогрейный котел ст. №6, ПТВМ-100	19699	2528	01.12.1975 г.	30,0	16,0	20,0	2023 год	ЭПБ 2027 год
Водогрейный котел ст. №7, КВГМ-100	24429	8585	01.09.1992 г.	30,0	16,0	20,0	2023 год	ЭПБ 2027 год
Водогрейный котел ст. №8, КВГМ-100	24461	9301	01.12.1994 г.	30,0	16,0	20,0	2024 год	ЭПБ 2028 год
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	2022 год	ЭПБ 2026 год
Паровой котел ст. №2, ГМ-50-14/250	24000	3819	01.04.1983 г.	25,0	16,0	20,0	2021 год	ЭПБ 2027 год
Паровой котел ст. №3, ГМ-50-14/250	24094	4304	01.12.1985 г.	25,0	16,0	20,0	2023 год	ЭПБ 2027 год
Водогрейный котел ст. №4, КВГМ-100	24018	4870	01.12.1983 г.	30,0	16,0	20,0	2023 год	ЭПБ 2028 год
Водогрейный котел ст. №5, КВГМ-100	24074	5359	01.09.1984 г.	30,0	16,0	20,0	2023 год	ЭПБ 2028 год
Водогрейный котел ст. №6, КВГМ-100	24112	6876	01.12.1986 г.	30,0	16,0	20,0	2022 год	ЭПБ 2026 год

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 21.

Таблица 21 – 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	1983	4АМН-315S-4УS3
		ПКН-2	200Д90	1983	4АМН-315S-4УS3
		ПКН-3	200Д90	1983	4АМН-315S-4УS3
		ПКН-4	200Д90	1991	4АМН-315S-4УS3
		ПКН-5	200Д90	1991	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 22.

Таблица 22 – Нарботка основного оборудования АО «Мурманская ТЭЦ» за 2023-2025 гг.

Источник	Котел	Нарботка	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.	1	1	2	1	0	1	1	0	2	1	2	2	14
	ТП 30 У №2	наработка, ч	744	637	744	720	744	331	270	342	324	744	549	744	6893	
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			хол.сост.	0	1	0	0	0	1	2	0	0	0	2	0	6
	ТП 30 Р №3	наработка, ч	77	307	365	470	475	183	323	582	314	0	658	409	4163	
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			хол.сост.	2	1	1	1	1	1	0	0	0	0	1	2	10
	ТП - 35 У №4	наработка, ч	0	275	744	720	653	141	0	24	720	730	716	251	4974	
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			хол.сост.	0	1	0	0	1	0	0	1	0	1	1	1	6
	БМ 35 №5	наработка, ч	596	672	484	278	0	0	0	0	0	0	0	0	2030	
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
хол.сост.			1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	
БМ 35 №6	наработка, ч	222	347	594	251	331	128	0	0	355	125	342	598	3293		
	пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		хол.сост.	2	0	0	2	1	0	0	0	2	0	2	1	10	
ГМ 50 №7	наработка, ч	744	327	0	200	498	0	0	0	310	131	379	636	3225		
	пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		хол.сост.	0	0	0	1	0	0	0	0	1	1	0	1	4	
ПТВМ -50 №8	наработка, ч	381	218	379	543	507	0	0	0	402	70	39	49	2588		
ПТВМ -50 №9	наработка, ч	287	417	301	178	229	0	0	0	0	128	345	32	1917		
ПТВМ - 100 №10	наработка, ч	282	249	67	0	0	0	0	0	63	560	348	697	2266		

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	371	624	627	563	145	109	478	279	720	179	0	229	4324	
		пуск, шт	хол.сост.	0	0	2	0	0	0	1	0	0	0	0	0	3
			гор.сост.	2	1	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	1
	ДКВР 20-13-250 №2	наработка, ч	609	338	744	283	604	112	314	0	174	0	382	0	3560	
		пуск, шт	хол.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			гор.сост.	1	2	0	1	2	1	2	0	1	0	1	0	11
	ДКВР 20-13-250 №3	наработка, ч	427	382	0	0	0	568	409	294	0	565	576	744	3965	
		пуск, шт	хол.сост.	0	0	0	0	0	1	0	2	0	0	0	0	3
			гор.сост.	3	0	0	0	0	2	1	1	0	1	1	0	9
	ПТВМ - 100 №4	наработка, ч	373	119	350	253	480	329	0	0	0	205	691	580	3380	
ПТВМ - 100 №5	наработка, ч	517	554	642	468	385	62	0	256	0	429	77	147	3537		
ПТВМ - 100 №6	наработка, ч	0	0	0	0	0	0	0	61	449	589	514	555	2168		
КВГМ - 100 №7	наработка, ч	690	646	277	481	610	0	0	0	272	154	161	39	3330		
КВГМ - 100 №8	наработка, ч	0	27	223	244	0	0	0	0	0	0	0	175	669		
Восточная котельная	ГМ 50-14/250 №1	наработка, ч	0	0	0	266	430	406	0	0	0	0	139	0	1241	
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1
			хол.сост.	0	0	0	2	2	0	0	0	0	0	1	0	5
	ГМ 50-14/250 №2	наработка, ч	504	0	316	162	0	86	406	362	0	401	120	221	2578	
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2
			хол.сост.	0	0	1	2	1	1	1	1	0	2	0	1	10
	ГМ 50-14/250 №3	наработка, ч	241	625	409	54	0	0	0	229	610	158	221	523	3070	
		пуск, шт	гор.сост.	0	1	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	3
			хол.сост.	1	0	0	1	0	0	0	1	1	1	2	0	7
	КВГМ -100 №4	наработка, ч	603	0	100	472	241	0	0	0	271	244	233	26	2190	
КВГМ -100 №5	наработка, ч	0	301	562	248	49	0	0	0	405	498	78	186	2327		
КВГМ -100 №6	наработка, ч	144	372	96	0	0	0	0	0	0	0	414	539	1565		

Источник	Котел	Наработка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	Год		
2023																	
Мурманская ГЭЦ	ТП 30 Р №1	наработка, ч	253	242	0	473	744	522	104	266	454	744	720	744	5266		
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
			хол.сост.	1	1	0	2	0	1	1	1	2	1	0	0	0	9
	ТП 30 У №2	наработка, ч	457	186	529	501	16	10	502	173	241	0	0	0	0	2615	
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			хол.сост.	0	2	1	1	0	1	1	1	1	1	0	0	0	8
	ТП 30 Р №3	наработка, ч	560	541	274	163	202	539	405	404	404	720	744	720	744	6016	
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			хол.сост.	1	1	1	0	1	1	0	2	0	0	0	0	0	7
	ТП - 35 У №4	наработка, ч	203	0	229	186	127	0	0	0	0	205	500	348	744	2542	
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
			хол.сост.	2	0	1	1	1	0	0	0	0	2	2	1	0	10
	БМ 35 №5	наработка, ч	173	192	523	574	340	0	0	0	0	0	23	714	244	2783	
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
хол.сост.			1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	7	
БМ 35 №6	наработка, ч	396	672	291	0	0	0	0	0	0	0	222	709	319	2609		
	пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		хол.сост.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	1	1	6	
ГМ 50 №7	наработка, ч	744	672	744	691	423	0	0	0	0	0	369	14	278	3935		
	пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		хол.сост.	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	2	4	
ПТВМ -50 №8	наработка, ч	132	292	268	294	151	0	0	0	0	0	111	377	284	1909		
ПТВМ -50 №9	наработка, ч	14	449	187	433	254	0	0	0	0	209	252	158	173	2129		
ПТВМ - 100 №10	наработка, ч	614	177	504	0	0	0	0	0	0	188	383	288	540	2694		

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	120	421	217	618	0	288	177	0	145	247	720	408	3361		
		пуск, шт	хол.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
			гор.сост.	1	1	2	0	0	1	1	0	1	1	0	1	9	
	ДКВР 20-13-250 №2	наработка, ч	533	672	744	341	0	0	0	0	0	0	0	163	609	3062	
		пуск, шт	хол.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
			гор.сост.	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	7
	ДКВР 20-13-250 №3	наработка, ч	659	251	519	102	744	274	240	605	575	744	31	372	5116		
		пуск, шт	хол.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
			гор.сост.	0	0	1	1	0	1	1	2	1	0	0	1	8	
	ПТВМ - 100 №4	наработка, ч	415	533	515	495	602	360	408	328	0	0	61	528	4245		
ПТВМ - 100 №5	наработка, ч	397	186	0	0	0	0	0	201	646	674	638	437	3179			
ПТВМ - 100 №6	наработка, ч	0	0	230	311	372	190	0	0	75	351	112	166	1807			
КВГМ - 100 №7	наработка, ч	115	294	417	342	70	0	0	0	99	0	494	414	2245			
КВГМ - 100 №8	наработка, ч	585	380	329	304	97	0	0	0	177	465	308	214	2859			
Восточная котельная	ГМ 50-14/250 №1	наработка, ч	105	352	0	213	272	316	0	0	614	136	92	0	2100		
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
			хол.сост.	2	0	0	2	1	2	0	0	1	0	1	0	9	
	ГМ 50-14/250 №2	наработка, ч	601	0	0	137	42	192	0	252	106	608	286	228	2452		
		пуск, шт	гор.сост.	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	
			хол.сост.	0	0	0	1	1	1	0	2	0	1	0	1	7	
	ГМ 50-14/250 №3	наработка, ч	29	320	744	321	412	0	0	328	0	0	343	516	3013		
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	2	
			хол.сост.	1	1	0	0	1	0	1	2	0	0	1	0	7	
	КВГМ -100 №4	наработка, ч	250	0	334	359	0	0	0	0	107	34	50	404	1538		
КВГМ -100 №5	наработка, ч	86	374	137	334	204	0	0	7	189	417	335	314	2397			
КВГМ -100 №6	наработка, ч	417	295	291	25	168	0	0	0	99	296	337	65	1993			

Источник	Котел	Наработка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	Год		
2025																	
Мурманская ГЭЦ	ТП 30 Р №1	наработка, ч	500	0	0	54	445	68	103	286	431	641	311	535	3374		
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			хол.сост.	0	0	0	1	2	1	1	1	1	1	0	1	1	9
	ТП 30 У №2	наработка, ч	446	564	609	478	380	313	576	277	289	104	720	210	4966		
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			хол.сост.	1	0	0	1	0	1	1	1	1	0	1	0	0	6
	ТП 30 Р №3	наработка, ч	538	672	744	240	496	383	477	570	719	368	408	744	6359		
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			хол.сост.	1	0	0	0	1	1	2	1	0	1	2	0	9	
	ТП - 35 У №4	наработка, ч	552	621	647	255	600	0	0	0	0	95	674	720	744	4908	
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			хол.сост.	2	0	1	1	1	0	0	0	0	2	2	1	0	10
	БМ 35 №5	наработка, ч	396	445	508	720	88	0	0	0	0	106	285	107	303	2958	
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			хол.сост.	1	1	1	0	1	0	0	0	0	1	1	0	0	6
	БМ 35 №6	наработка, ч	480	359	319	468	640	0	0	0	0	0	0	463	638	3367	
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			хол.сост.	1	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	6
	ГМ 50 №7	наработка, ч	744	458	621	666	0	0	0	0	0	0	0	0	199	2688	
пуск, шт		гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		хол.сост.	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	
ПТВМ -50 №8	наработка, ч	494	386	340	215	307	0	0	0	0	0	0	284	398	2424		
ПТВМ -50 №9	наработка, ч	557	596	491	506	331	0	12	3	198	255	181	180	3310			
ПТВМ - 100 №10	наработка, ч	76	0	0	0	0	0	0	0	0	5	491	437	420	1429		

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	0	329	145	96	0	0	0	0	0	0	0	0	570	
		пуск, шт	хол.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			гор.сост.	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	3
	ДКВР 20-13-250 №2	наработка, ч	0	0	528	624	744	501	415	576	564	73	611	639	5275	
		пуск, шт	хол.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			гор.сост.	0	0	1	1	0	2	1	1	0	1	1	0	8
	ДКВР 20-13-250 №3	наработка, ч	0	0	528	624	744	501	415	576	564	73	611	639	5275	
		пуск, шт	хол.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			гор.сост.	0	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2	6
		ПТВМ - 100 №4	наработка, ч	727	584	580	614	658	395	265	413	317	218	72	103	4946
	ПТВМ - 100 №5	наработка, ч	0	294	80	159	83	0	0	0	586	208	429	358	2197	
	ПТВМ - 100 №6	наработка, ч	116	64	47	110	41	0	0	0	0	334	480	613	1805	
	КВГМ - 100 №7	наработка, ч	304	343	282	458	322	0	0	0	0	0	0	0	1709	
	КВГМ - 100 №8	наработка, ч	589	452	703	394	391	0	0	0	0	0	529	466	3524	
Восточная котельная	ГМ 50-14/250 №1	наработка, ч	307	351	0	424	736	284	284	185	0	190	306	402	3469	
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
			хол.сост.	2	0	0	3	0	2	1	1	2	3	2	0	16
	ГМ 50-14/250 №2	наработка, ч	21	132	487	119	46	277	208	0	0	0	0	0	1290	
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1
			хол.сост.	1	1	2	1	1	2	2	0	0	0	0	0	10
	ГМ 50-14/250 №3	наработка, ч	420	192	259	187	38	267	67	327	496	547	391	342	3533	
		пуск, шт	гор.сост.	2	0	0	0	2	0	2	0	0	0	0	0	6
			хол.сост.	1	2	1	3	1	6	0	1	2	2	3	1	23
		КВГМ -100 №4	наработка, ч	4	60	0	186	246	0	0	0	0	0	0	496	
	КВГМ -100 №5	наработка, ч	0	187	0	0	0	0	0	0	0	491	649	523	1850	
	КВГМ -100 №6	наработка, ч	741	408	744	535	415	0	0	11,7	292	238	70	222	3676,7	

Таблица 23 – 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
2022	26,53	12,33
2023	19,69	11,62
2024	-	-
2025	26,29	12,33

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 24.

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 24 – 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 6961	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 2019-2025 гг. представлен в таблице 25.

Таблица 25 – 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 истощением 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

За период 2022-2025 гг. аварий, происшедших на опасных производственных объектах АО «Мурманская ТЭЦ», не зафиксировано.

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».

АО «МЭС» является ЕТО в зонах деятельности №003, 004 и 006.

Установленная мощность котельной «Северная» составляет 337,7 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 энергии 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 26.

Таблица 26 – 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 189,753 Гкал/ч.

Состав и характеристика основного оборудования котельной «Северная» приведены в таблицах 27- 28.

Таблица 27 – Характеристика водогрейных котлов котельной «Северная»

№ п/п	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, Гкал/час	Температура		КПД котла	Дата последнего ремонта
				перед котлом	после котла		
1	ПТВМ-30	1969	30	80	150	87,7	2025
2	ПТВМ-30	1965	30	80	150	88	2020
3	ПТВМ-30	1964	30	80	150	87,6	2025

Таблица 28 – Характеристика паровых котлов котельной «Северная»

№ п/п	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, т/час	Параметры пара		КПД котла	Дата последнего ремонта
				давление кг/см ²	температура, °С		
1	ДКВР 25/13	1965	25	13	187	87	2017
2	ДКВР 25/13	1966	25	13	187	87,8	2022
3	ДКВР 25/13	1961	25	13	187	87,8	2016
4	ДКВР 25/13	1961	25	13	187	87,2	2020
5	ДКВР 25/13	1961	25	13	187	86,4	2020
6	ГМ-50-14/250	1970	50	14	250	89,2	2019
7	ГМ-50-14/250	1971	50	14	250	89,2	2023
8	ГМ-50-14/250	1972	50	14	250	89	2023
9	ГМ-50-14/250	1973	50	14	250	89,2	2018
10	ГМ-50-14/250	1975	50	14	250	89,1	2024
11	ГМ-50-14/250	1976	50	14	250	89	2021

Состав и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Северная» приведены в таблицах 29 -30.

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

№ п/п	Марка насоса	Количество	Произв-сть, куб.м/ч	Мощность кВт	Марка электродвигателя	Год изготовления	Дата ввода в эксплуатацию	Дата последнего ремонта
Питательные насосы котлов								
1	ЦНСГ180/255	1	180	200	5AM315-M4	2018	2018	н/д
2	ЦНС 150/23	1	150	160-200	5AM315-M2	1968	1969	н/д
3	ЦНС 150/23	1	150	160-200	A 101-2	1969	1969	н/д
4	ЦНСГ180/255	1	180	200	5AM315-M2	н/д	2016	н/д
5	ЦНСГ 60/297	1	60	75-90	4AMH225M2	1974	1975	н/д
6	ЦНСГ 60/297	1	60	75-90	5AM 250-M2	н/д	2014	н/д
7	ЦНСГ 60/297	1	60	75-90	4AMH225M2	1976	1975	н/д
8	ЦНСГ 60/297	1	60	75-90	4AM250S2	1976	1974	н/д
Сетевые насосы								
1	GYS 400-150	1	1800	1000	YKK 450-2	2023	2025	н/д
2	GYS 400-150	1	1800	1000	YKK 450-3	2023	2025	н/д
3	GYS 400-150	1	1800	1000	YKK 450-4	2023	2024	н/д
4	GYS 400-150	1	1800	1000	YKK 450-4	2023	2024	н/д
Рециркуляционные насосы								
1	НКУ -250	1	250	40	АО2 81-4	н/д	н/д	н/д
Подпиточные насосы								
ППН-1	14СД-9	1	1200	320	A114-4M	1968	1968	н/д
ППН-2	14СД-9	1	1200	320	A114-4M	1968	1968	н/д

№ п/п	Марка насоса	Количество	Произв-сть, куб.м/ч	Мощность кВт	Марка электродвигателя	Год изготовления	Дата ввода в эксплуатацию	Дата последнего ремонта
ППН-3	200Д-60	1	540	320	А114-4М	1966	1965	н/д
ППН-4	200Д-60	1	540	200	А112-4	1965	1966	н/д
ППН-5	200Д-60	1	540	200	А112-4	1965	1965	н/д
ППН-6	200Д-90	1	200	90	4АМН 225-М2	1965	1988	н/д

Таблица 30 – Структура и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Северная»

№ п/п	Марка	Количество	Тепловая нагрузка, Гкал/ч, Производительность т/ч, Объем м³	Дата ввода в эксплуатацию	Дата последнего ремонта
Теплообменники сетевые					
1	ПСВ-315	3	-	1970	н/д
Деаэраторы					
1	ДСА 200/50 (сетевые)	4	200	1970	н/д
2	ДСА 200/75 (питательные)	2	200	1970	2015/2016
Аккумуляторные баки					
1	АБ	6	1000 (каждый)	1961-1978	1997-2011

Состав и характеристика оборудования мазутонасосной приведены в таблицах 31 - 32.

Таблица 31 – 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 32 – 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 м³
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 27,321 Гкал/ч.

Состав и характеристика основного оборудования котельной «Роста» приведены в таблицах 33 - 34.

Таблица 33. – Характеристика водогрейных котлов котельной «Роста»

№ п/п	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, Гкал/час	Температура		Примечание
				перед котлом	после котла	
1	КВГМ-50	1988	50	70	150	Списан по акту 00000000002 от 30.04.2022 ТЭКОС
2	КВГМ-50	1988	50	70	150	Списан по акту 00000000002 от 30.04.2022 ТЭКОС

Таблица 34. – Характеристика паровых котлов котельной «Роста»

№ п/п	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Дата последнего ремонта	Производительность, т/час	Параметры пара		КПД котла
					давление кг/см ²	температура, °С	
1	ГМ-50-14/250	1978	Июль 2025	50	14	250	89,9
2	ГМ-50-14/250	1978	Сентябрь 2025	50	14	250	90

Состав и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Роста» приведены в таблицах 35 -36.

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

№ п/п	Марка насоса	Количество	Производительность, т/ч	Мощность, кВт	Год выпуска насоса	Дата последнего ремонта
Котловые насосы						
1	ЦНСГ 60-231	3	60	75	1978	Май – август 2025
2	ЦНСГ 50-231	1	60	55	1978	окт.2025
Сетевые насосы						
1	Д -1250	3	1250	630	Выведен из эксплуатации	-
2	Д 630-90	1	630	200	2016	дек.2025
3	8НДВ	1	720	200	1988	январь.2025
4	1Д315-84	1	315	125	2016	январь.2025
5	1315-71	1	315	110	2013	январь.2025

№ п/п	Марка насоса	Количество	Производительность, т/ч	Мощность, кВт	Год выпуска насоса	Дата последнего ремонта
6	Д200-95а	1	180	75	1978	окт.2025
7	Д200-90	1	200	90	1978	сен.2025

Таблица 36. – Структура и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Роста»

№ п/п	Марка	Количество	Производительность т/ч	Дата последнего ремонта
Теплообменники сетевые				
1	ПСВ (Э-500)	1	-	Июнь 2025
2	ПСВ (ПП1-108-7-II)	1	Поверхность нагрева – 108 м.кв	Июль 2025
3	050СТ34.532.68	2	Поверхность нагрева – 53,9 м.кв	Март - апрель 2025
Деаэраторы				
1	ДСА 100 (питательные)	2	100	Ноябрь - декабрь 2025
2	ДС; ДСА 50;77 (сетевые)	2	50-77	Март - апрель 2025

Состав и характеристика оборудования мазутонасосной приведены в таблицах 37 - 38.

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

№ п/п	Тип	Количество	Объём м ³ , Производительность т/ч	Дата последнего ремонта
Мазутные резервуары				
1	РВС	2	5000	Июль - август 2025
Подогреватели мазута				
1	ПМ 40-15	3	15	2025
2	(ПМР) ПМ 40-30	2	30	Июнь – июль 2025
Фильтры для очистки мазута				
1	ФГО (ФМ-10-60-5)	2	60	Июль - август 2025
2	ФТО (ФМ-40-30-40)	3	30	Май 2025
3	ФРМ (ФМ-10-60-5)	1	60	Август 2025

Таблица 38 – Состав и характеристика насосного оборудования мазутонасосной котельной «Роста»

№ п/п	Марка насоса	Количество	Производительность, т/ч	Мощность, кВт	Дата последнего ремонта
Перекачивающие насосы					
1	12 НА-22х6	2	150	32	Февраль – март 2025
Питательные насосы					
1	ЭНН -4-А	1	10	28	янв.25
2	ЭНН -4-А	1	10	36	ноя.25
3	ЭНН -4-А	1	10	28	фев.25
Рециркуляционные насосы					
1	5НК-9х1	1	70	18,5	фев.25
2	5 НК 9х1-55Т	1	70	17	мар.25

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 3,657 Гкал/ч.

Состав и характеристика основного оборудования котельной «Абрам-Мыс» приведены в таблице 39.

Таблица 39. – Характеристика паровых котлов котельной «Абрам-Мыс»

№ п/п	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Произв-сть, т/час	Параметры пара		КПД котла	Примечание
				давление кг/см ²	тем-ра °С		
1	ДКВР 10/13	1981	10	13	187	86,5	Демонтирован
2	ДКВР 25/13р	1980	25	13	187	86,6	Демонтирован
3	ДКВР10/13	1980	10	13	187	86,8	Демонтаж после запуска на новых котлах

Состав и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Абрам-Мыс» приведены в таблицах 40 - 41.

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

№ п/п	Марка насоса	Количество	Произв-сть м/куб	Напор, м.в.ст.	Мощность кВт	Марка электродвигателя	Год изготовления
Питательные насосы котлов							
1	ЦНСГ 38/198	1	38		37	АМ 200М2У2	2013
2	ЦНСГ 38/198	1	38		37	АИР 200М2У2	2017
3	ЦНСГ 38/198	1	38		37	5А200М2У3	1998

Таблица 41 – 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-12,5	1	40000

№ п/п	Марка	Количество	Производительность, т/ч
2	ВДН-10	1	13100
Дымососы			
1	ДН-12,5	1	26600
2	ДН-12,5	1	26600

Состав и характеристика оборудования мазутонасосной приведены в таблицах 42-43.

Таблица 42 – 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 43 – 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	2	6,4	7,5	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 19,417 Гкал/ч.

Состав и характеристика основного и вспомогательного оборудования котельной ТЦ «Росляково -1» приведены в таблицах 44 и 45.

Таблица 44. – 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 45. – 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-II	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 2,167 Гкал/ч. Состав и характеристика основного и насосного оборудования котельной ТЦ «Росляково Южное» приведены в таблицах 46 – 47.

Таблица 46. – 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«ЛОТОС» (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 47. – 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-II		Поверхность нагрева – 17,0 м.кв

№	Наименование оборудования	Марка	Марка электродвигателя	Характеристика
6	Подогреватель ГВС № 4	ПП-2-9,5-0,7-11	Поверхность нагрева – 9,5 м.кв	
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 3,269 Гкал/ч.

Состав и характеристика основного оборудования котельной приведены в таблице 48 - 49.

Таблица 48. - 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 49. – 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	HHN№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 01.01.2026 г.) представлены в таблице 50.

Таблица 50 – Характеристика мощности теплоисточников АО «МЭС»

Год	Установленная мощность, Гкал/ч	Ограничения установленной тепловой мощности, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Потребление тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал
Котельная «Северная»					
2022	367,7	0	367,7	18,02	349,68
2023	337,7	0	337,7	16,65	321,05
2024	337,7	0	337,7	16,16	321,54
2025	337,7	0	337,7	16,49	321,21
Котельная «Роста»					
2022	60,0	0	60,0	2,93	57,07
2023	60,0	0	60,0	2,94	57,06
2024	60,0	0	60,0	2,98	57,02
2025	60,0	0	60,0	2,86	57,14
Котельная «Абрам-Мыс»					
2022	24,2	0	24,2	0,46	23,72
2023	24,2	0	24,2	0,46	23,72
2024	24,2	0	24,2	0,48	23,70
2025	6,0	0	6,0	0,47	5,53
Котельная «Фестивальная»					
2022	9,0	0	9,0	0,13	8,87
2023	9,0	0	9,0	0,10	8,90
2024	9,0	0	9,0	0,16	8,84
2025	9,0	0	9,0	0,17	8,83
Котельная ТЦ «Росляково -1»					
2022	53,2	0,0	53,2	1,37	51,83
2023	53,2	5,6	47,6	1,37	46,23
2024	53,2	5,6	47,6	1,18	46,42
2025	53,2	5,6	47,6	1,17	46,43
Котельная ТЦ «Росляково Южное»					
2022	7,4	0	7,4	0,10	7,28
2023	7,6	0	7,6	0,10	7,50
2024	7,4	0	7,4	0,09	7,29
2025	7,4	0	7,4	0,09	7,29

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 50. 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 51.

Собственные нужды на котельной «Северная», котельной «Роста», котельной «Абрам-Мыс» составляют 7,11 %, 8,21 % и 9,70% 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 51 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «МЭС» за 2021-2025 год

№ п/п	Источник	Выработка тепловой энергии, Гкал	Расход тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии в сеть, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, тыс. т
2021						
1	Котельная «Северная»	635 714	49 588	586 126	мазут М-100	103,792
2	Котельная «Роста»	106 868	8 672	98 196	мазут М-100	16,568
3	Котельная «Абрам-Мыс»	14 702	1 407	13 295	мазут М-100	2,850
4	Котельная ТЦ «Росляково -1»	93 435	5 331	88 104	мазут М-100	15,795
5	Котельная ТЦ «Росляково Южное»	9 067	324	8 743	уголь	3,575
6	Котельная «Фестивальная»	11 861	394	11 467	мазут М-100	1,873
2022						
1	Котельная «Северная»	608 413,00	47 945,00	560 468	мазут М-100	99,789
2	Котельная «Роста»	102 424,00	8 421,00	94 003	мазут М-100	17,002
3	Котельная «Абрам-Мыс»	14 272,00	1 379,00	12 893	мазут М-100	2,796
4	Котельная ТЦ «Росляково -1»	85 574,00	5 011,00	80 563	мазут М-100	14,110
5	Котельная ТЦ «Росляково Южное»	8 423,00	321,00	8 102	уголь	3,222
6	Котельная «Фестивальная»	10 994,00	364,00	10 630	мазут М-100	1,701

№ п/п	Источник	Выработка тепловой энергии, Гкал	Расход тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии в сеть, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, тыс. т
2023						
1	Котельная «Северная»	589 839	46 711	543 128	мазут М-100	95,726
2	Котельная «Роста»	99 949	8 202	91 747	мазут М-100	16,803
3	Котельная «Абрам-Мыс»	13 454	1 305	12 149	мазут М-100	2,707
4	Котельная ТЦ «Росляково -1»	83 486	4 877	78 609	мазут М-100	13,025
5	Котельная ТЦ «Росляково Южное»	8 297	329	7 968	уголь	3,496
6	Котельная «Фестивальная»	10 448	360	10 088	мазут М-100	1,625
2024						
1	Котельная «Северная»	610 445,00	47 550,00	562 895	мазут М-100	98,281
2	Котельная «Роста»	104 896,00	8 727,00	96 169	мазут М-100	17,239
3	Котельная «Абрам-Мыс»	14 030,00	1 371,00	12 659	мазут М-100	2,790
4	Котельная ТЦ «Росляково -1»	80 294,00	4 094,00	76 200	мазут М-100	13,868
5	Котельная ТЦ «Росляково Южное»	8 309,00	293,00	8 016	уголь	3,322
6	Котельная «Фестивальная»	10 920,00	550,00	10 370	мазут М-100	1,624
2025						
1	Котельная «Северная»	610 431,00	48 807,00	561 624	мазут М-100	99,529
2	Котельная «Роста»	101 571,00	8 301,00	93 270	мазут М-100	16,762
3	Котельная «Абрам-Мыс»	13 944,00	1 379,00	12 565	мазут М-100	2,737
4	Котельная ТЦ «Росляково -1»	83 879,00	4 234,00	79 645	мазут М-100	14,295
5	Котельная ТЦ «Росляково Южное»	8 335,00	288,00	8 047	уголь	3,338
6	Котельная «Фестивальная»	11 007,00	584,00	10 423	мазут М-100	1,725

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 52.

Таблица 52 – 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 освид-ния 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	2025
1	ПТВМ-30	1967	30	80	150	88	н/д	2020
2	ПТВМ-30	1966	30	80	150	87,6	н/д	2025
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/см2	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	2023
11	ГМ-50-14/250	1972	50	14	250	89	н/д	2023
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	2024
14	ГМ-50-14/250	1977	50	14	250	89	н/д	2021
Котельная «Роста»								
№ 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			
				давление кг/см2	температура С			
Паровые котлы								
1	ГМ-50-14/250	1978	50	14	250	89,9	н/д	Июль 2025
2	ГМ-50-14/250	1978	50	14	250	90	н/д	Сентябрь 2025

№ стан. по схеме	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, Гкал/час	Температура		КПД котла	Год последнего освид-ния при допуске к эксплуатации после ремонтов	Дата проведения последнего капитального ремонта
				перед котлом	после котла			
Котельная «Абрам-Мыс»								
Паровые котлы								
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	Не проводился
10	СТН-0,8	2022	0,8	-	-	63	н/д	Не проводился

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 53 и рисунках 7 - 9.

Таблица 53 – 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

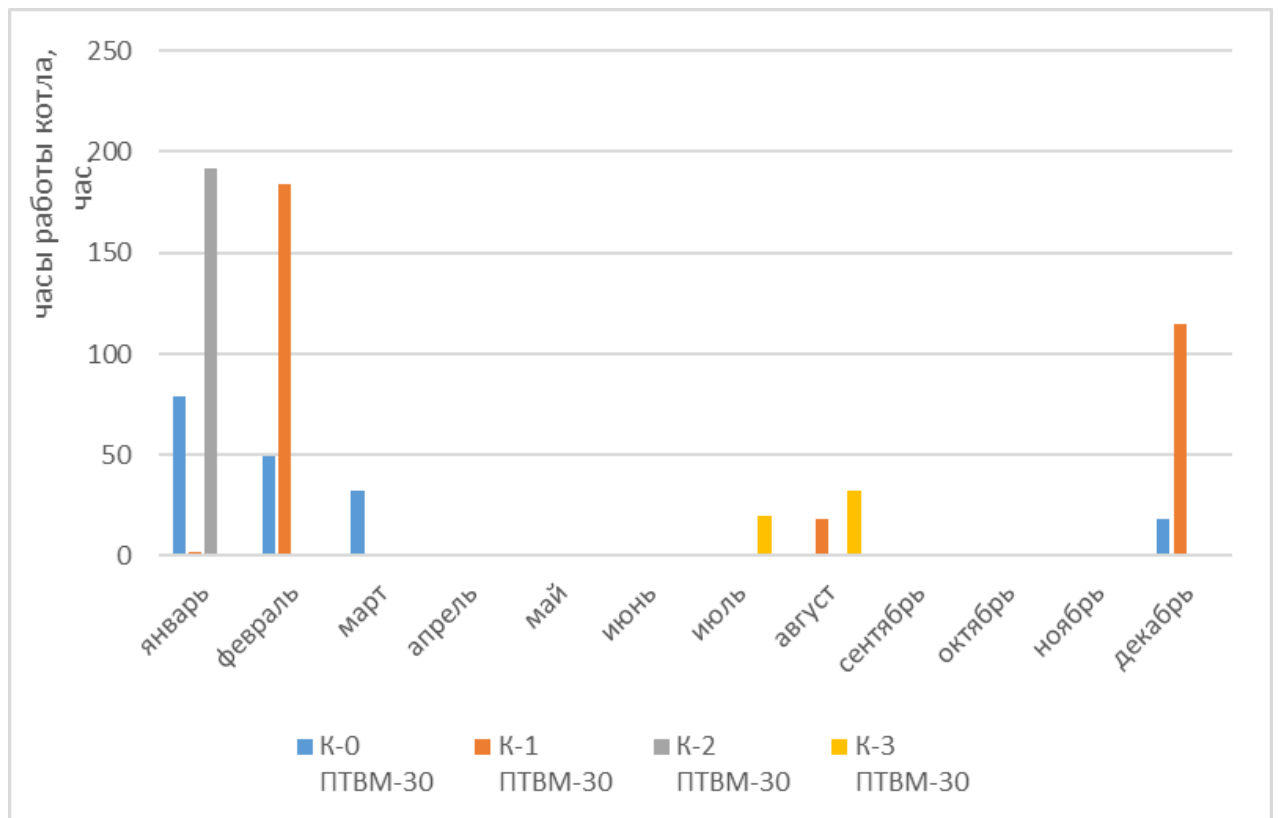


Рисунок 7. Среднегодовая загрузка котлов ПТВМ-30 Котельной «Северная»

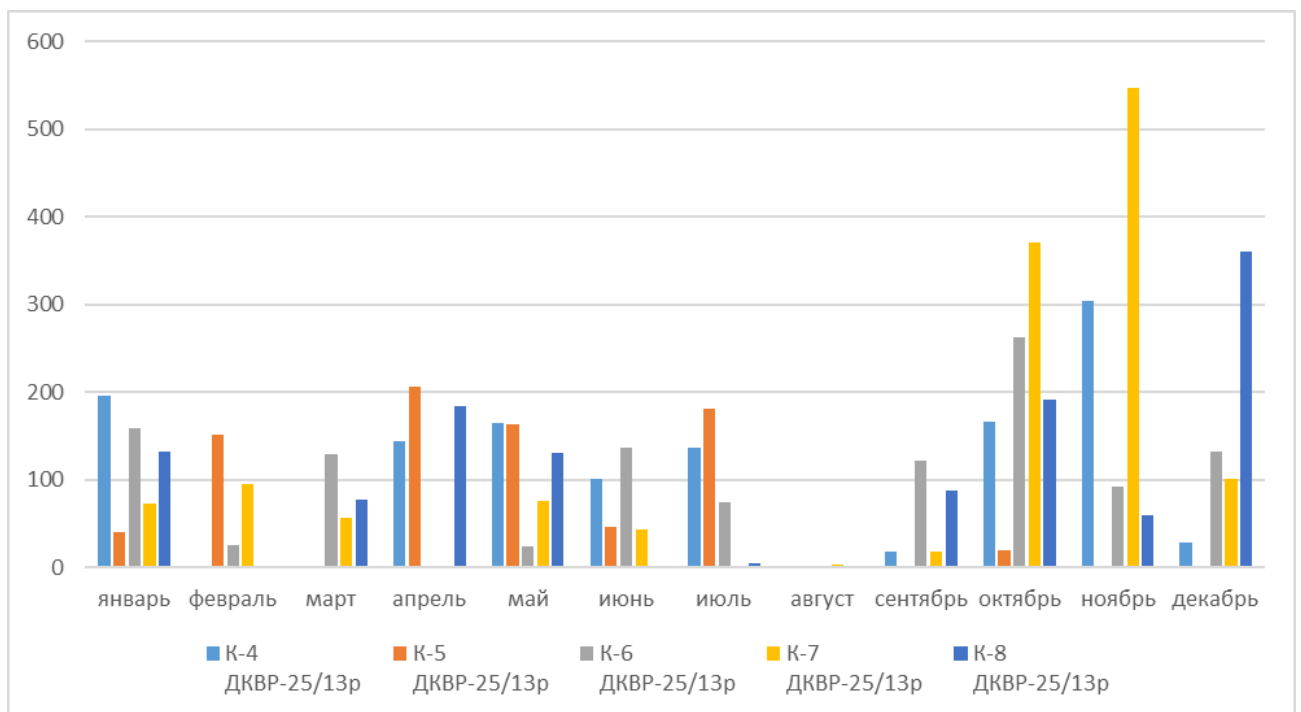


Рисунок 8. Среднегодовая загрузка котлов ДКВР-25/13р Котельной «Северная»

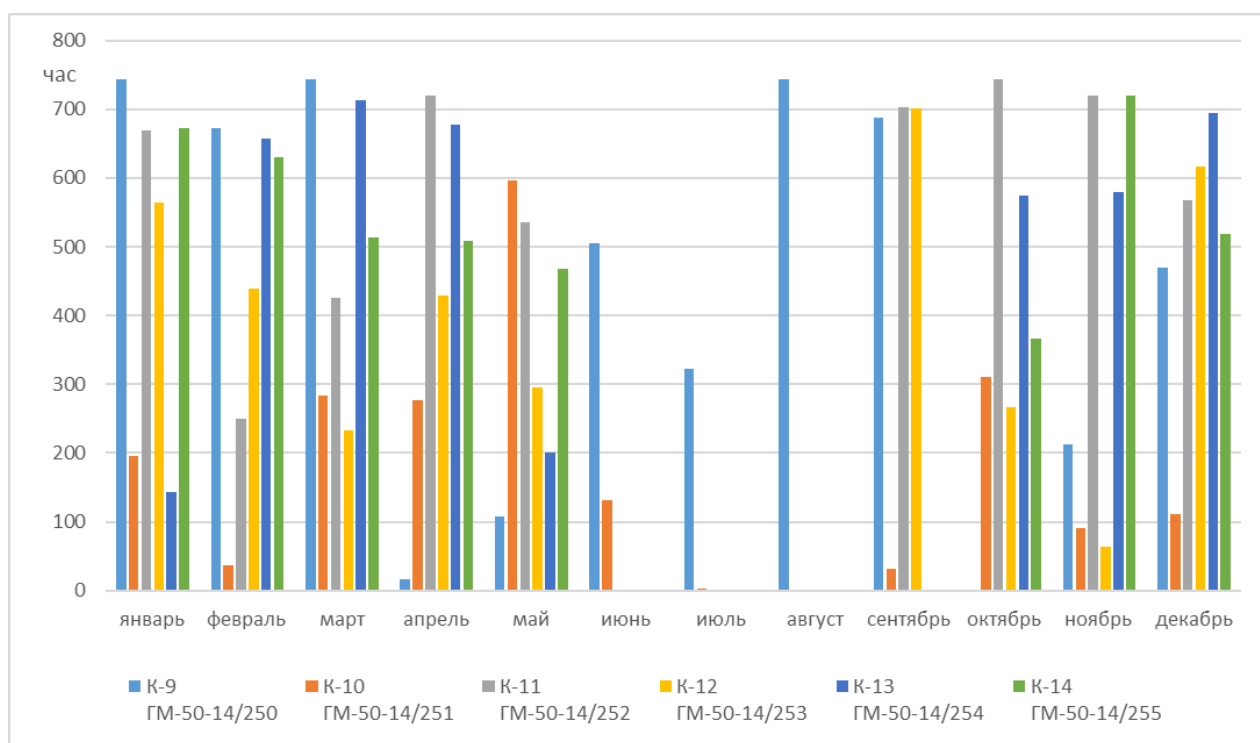


Рисунок 9. Среднегодовая загрузка котлов ГМ-50-14/250 котельной «Северная»

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 54 и рисунке 10.

Таблица 54 – 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

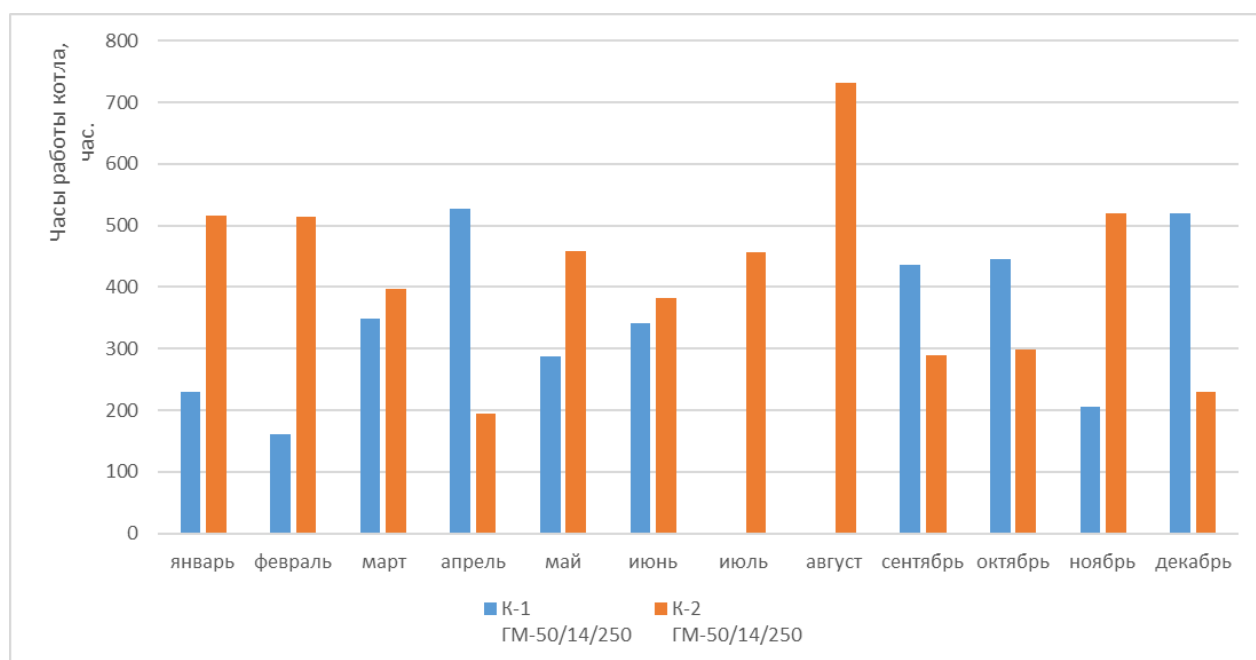


Рисунок 10. Среднегодовая загрузка котлов котельной «Роста»

Суммарная наработка паровых котлов составила 8489 часов.

Котельная «Абрам-Мыс»

Среднегодовая загрузка котельного оборудования представлена в таблице 55 и рисунке 11.

Таблица 55 – 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

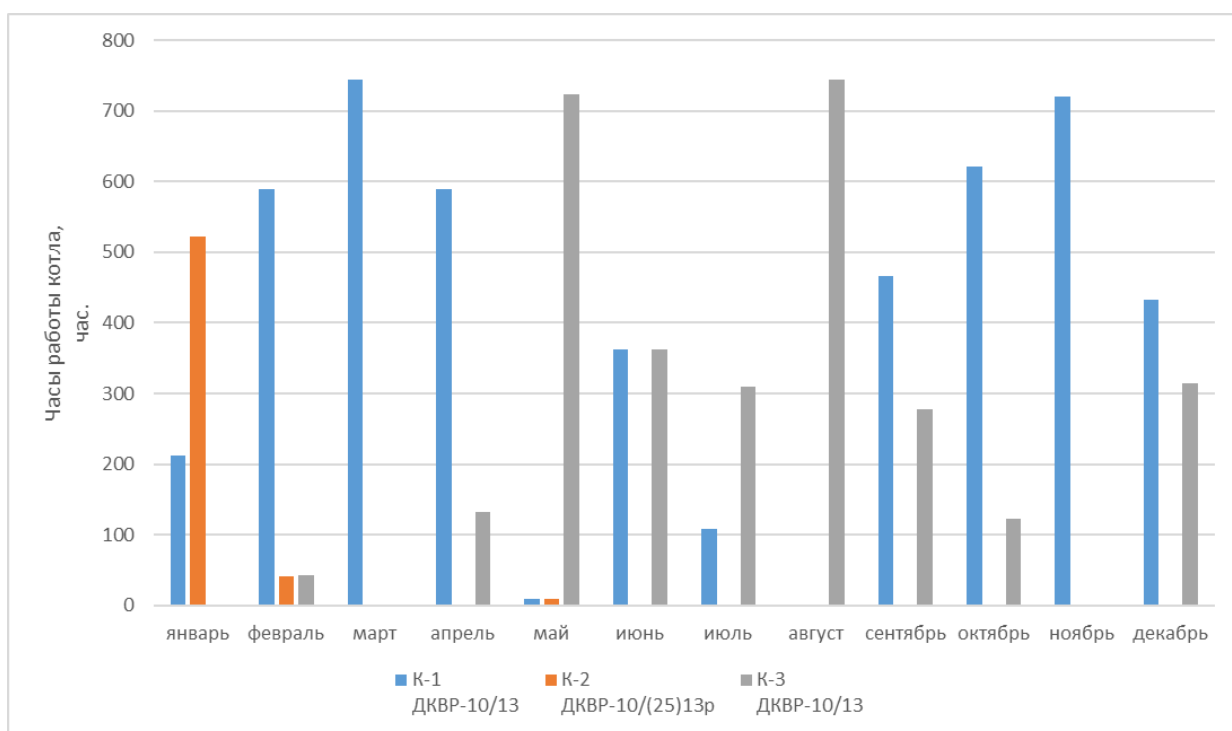


Рисунок 11. Среднегодовая загрузка котлов котельной «Абрам-Мыс»

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 56.

Таблица 56 - 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 57.

Таблица 57 - 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 58 – 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 59 – 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 60 – 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)-4-20mA-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)-4-20mA-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)-4-20mA-DA422-0605-3	A536304	22.08.2018	21.08.2023
10	Теплосчётчик	Логика 6962-10-53212	96153190418	04.09.2019	03.09.2023

Таблица 61 – 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	ЦТЦ 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	ЦТЦ 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 62 – 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 63 – 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 64 – 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	9	4

Таблица 65 – 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	0	0	0

Таблица 66 – 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	3	1	5

Таблица 67 – 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	8	5	12	5

Таблица 68 – 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	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.

МУП «МУК» является ЕТО в зоне деятельности №002.

Производство тепловой энергии осуществляется на следующих источниках:

- котельная на угле.

Котельная на угле имеет установленную мощность 4,02 Гкал/ч. Котельная снабжает 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 69 – Характеристика источников теплоснабжения МУП «МУК»

Название котельной	Угольная котельная
Тип котельной	комбинированная
Основное топливо	уголь
Резервное топливо	нет
Наличие и тип водоподготовки	ВПУ-3
Наличие систем автоматизации	нет
Наличие приборов учета топлива	нет
Режим работы	Отопление и ГВС
Температурный график	95/70

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

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.

Характеристика основного оборудования котельной приведена в таблице 70.

Таблица 70 – 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, %
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	0,52		ЗАО "УСМР"	2008			
	КВр-0,8КБ	0,52		ООО ПК "Прогресс-Энерго"	2017			
	КПр	0,74		КVZR	2022			

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

Таблица 71 – 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	-

1.2.3.3. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

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

Таблица 72 – Характеристика мощности котельной МУП «МУК»

Наименование параметра	Ед. измерения	Наименование источника
		Угольная котельная
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	4,02
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	4,02
Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	-
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,076
Собственные и хозяйственные нужды	%	1,9
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	3,944

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 источнике 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 источника МУП «МУК» представлены в таблице 73.

Собственные нужды на угольной котельной составляют 1,9%. 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 на угольной котельной в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МУП «МУК» за 2022-2025 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
2022						
1	Угольная котельная	4 338,2	82,4	4 255,8	Каменный уголь	1 985,83
2023						
1	Угольная котельная	4349,92	82,649	4267,271	Каменный уголь	1 995,84
2024						
1	Угольная котельная	3 794,6	72,1	3 722,5	Каменный уголь	1 740,97
2025						
1	Угольная котельная	4 033,643	0,0	4 033,643	Каменный уголь	1 851,080

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 котельной 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:

- угольная котельная работает 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:

– 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 котельной 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 котельной – 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 КПр
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

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 КПр
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
Наработка 2023 г., ч						
Январь	744	372	192		744	
Февраль	244	428	216		744	
Март	744	744				744
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	2 328	6 288
Наработка 2024 г., ч						
Январь	744		744			744
Февраль	696		696			696
Март	744	372	372			744
Апрель	720	360	360			720
Май	744		372			744
Июнь					480	
Июль				84	372	372
Август				84	372	372
Сентябрь	240					720
Октябрь	372		372			744
Ноябрь	720	360	360			720
Декабрь	744	372	744		372	744
Итого:	5724	1 464	4 020	168	1 596	7 320
Наработка 2025 г., ч						
Январь	744		744			744
Февраль	696		696			696
Март	744	372	372			744
Апрель	720	360	360			720
Май	744		372			744
Июнь					480	
Июль				84	372	372
Август				84	372	372
Сентябрь	240					720
Октябрь	372		372			744
Ноябрь	720	360	360			720
Декабрь	744	372	744		372	744
Итого:	5724	1 464	4 020	168	1 596	7 320

Суммарная наработка котлов за 2025 год составила 20292 часа. Наиболее загружен был котел №9 КПр.

1.2.3.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Для учета отпуска тепловой энергии на угольной котельной установлен УУТЭ на базе вычислителя СПТ-943.1.

1.2.3.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Статистика отказов и восстановлений оборудования на котельной 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 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. ООО «Тепло Людям. Кандалакша»

1.2.4.1. Общее описание

ООО «Тепло Людям. Кандалакша» осуществляет деятельность по производству, транспортировке и сбыту тепловой энергии от дизельной котельной на территории района Дровяное г. Мурманска. Ранее, обслуживание данного источника осуществляло МУП «МУК».

ООО «Тепло Людям. Кандалакша» является ЕТО в зоне деятельности №008.

Котельная на дизельном топливе имеет установленную мощность 2,06 Гкал/ч. Котельная снабжает тепловой энергией многоквартирные дома района Дровяное: ул. Прибрежная, д.6, ул. Прибрежная, д.23, ул. Прибрежная, д.25, МРОО "Пробуждение" ул. Прибрежная, 23.

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

Таблица 75 – Характеристика источника теплоснабжения

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

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

1.2.4.2. Структура основного и вспомогательного оборудования

На дизельной котельной установлено 3 водогрейных котла, срок эксплуатации которых составляет 18-19 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 0,585 Гкал/ч, в том числе:

- отопление – 0,484 Гкал/ч;
- ГВС – 0,101 Гкал/ч.

Характеристика основного оборудования котельной приведена в таблице 70.

Таблица 76 – Характеристика источника теплоснабжения ООО «Тепло Людям. Кандалакша»

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	0,58519	De Dietrich thermique	2006	Панель управления	S6A-R	90
	GTE 511	0,52			2005			
	GTE 511	0,52			2005			

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

Таблица 77 – 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

1.2.4.3. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельной в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ООО «Тепло Людям. Кандалакша» представлены в таблице ниже.

Таблица 78 – Характеристика мощности котельной ООО «Тепло Людям. Кандалакша»

Наименование параметра	Ед. измерения	Наименование источника
		Дизельная котельная
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	2,06
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	2,06
Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	-
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,034
Собственные и хозяйственные нужды	%	3,38
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	2,026

1.2.4.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

Сведения об ограничении тепловой мощности и величине располагаемой тепловой мощности источников представлены в таблице 78. В настоящее время, ограничения мощности на источнике ООО «Тепло Людям. Кандалакша» отсутствуют.

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 источника ООО «Тепло Людям. Кандалакша» представлены таблице 73.

Собственные нужды на дизельной котельной составляют 3,3%. 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 79 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по дизельной котельной в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ООО «Тепло Людям. Кандалакша» за 2022-2024 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
2022						
1	Дизельная котельная	2 994,2	26,9	2 967,2	Дизельное топливо	464,58
2023						
1	Дизельная котельная	2980,309	26,82	2953,489	Дизельное топливо	462,30
2024*						
1	Дизельная котельная	1 350,1	292,4	1057,7	Дизельное топливо	252,9
2025						
1	Дизельная котельная	3 112,4	105,3	3007,1	Дизельное топливо	465,33

* В таблице представлены данные лишь за период с сентября по декабрь 2024 года (ООО «Тепло Людям. Кандалакша» эксплуатирует котельную лишь со 2-ой половины отопительного периода 2024 года).

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 котельной ООО «Тепло Людям. Кандалакша» представлен в п.1.2.3.2.

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

Отопление:

- дизельная котельная работает 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;

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

Тепловые схемы котельной приведены в приложениях Ж, З.

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

Способ регулирования отпуска тепловой энергии от котельной – 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».

1.2.4.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка оборудования дизельной котельной приведена в таблице 80.

Таблица 80 - Загрузка основного оборудования дизельной котельной

Период	Котельное оборудование		
	GTE 521	GTE 511 №1	GTE 511 №2
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

Период	Котельное оборудование		
	GTE 521	GTE 511 №1	GTE 511 №2
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
Наработка 2023 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)			
2023	12	0	10
Количество пусков из холодного состояния (при простое более 12 часов)			
2023	4	12	14
Наработка 2024 г., ч			
Январь	-	-	-
Февраль	-	-	-
Март	-	-	-

Период	Котельное оборудование		
	GTE 521	GTE 511 №1	GTE 511 №2
Апрель	144	-	-
Май	744	-	-
Июнь	-	-	744
Июль	-	744	-
Август	372	-	372
Сентябрь	744	-	-
Октябрь	744	-	-
Ноябрь	730	14	-
Декабрь	744	-	-
Итого:	4222	758	116
Наработка 2025 г.			
Январь	-	550	-
Февраль	-	550	-
Март	-	-	550
Апрель	-	-	550
Май	-	550	-
Июнь	-	-	550
Июль	-	550	-
Август	-	-	550
Сентябрь	-	550	-
Октябрь	550	-	-
Ноябрь	-	550	-
Декабрь	550	-	-
Итого:	1100	3300	2200

Суммарная наработка котлов за время эксплуатации котельной ООО «Тепло Людям. Кандалакша» составила 6600 часов. Наиболее загружен был котел GTE 511.

1.2.4.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Для учета отпуска тепловой энергии на дизельной котельной установлен УУТЭ на базе вычислителя СПТ-943.

1.2.4.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Статистика отказов и восстановлений оборудования на котельной ООО «Тепло Людям. Кандалакша» отсутствует.

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источника тепловой энергии ООО «Тепло Людям. Кандалакша» 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».

АО «ММТП» является ЕТО в зоне деятельности №005.

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.

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

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	92,3
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

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, м ³ /ч	Кол-во	Рабочие параметры на входе/выходе		Удельный расход теплоэнергии, Гкал/ м ³	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, м ³ /ч	Кол-во	Рабочие параметры на входе/выходе		Удельный расход теплоэнергии, Гкал/ м ³	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 «ММП»

Наименование параметра	Ед. измерения	Величина
2023		
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
2024		
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
2025		
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 таблице 86.

Таблица 86 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «ММТП» за 2021-2024 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	2021	20 392,73	1 408,62	18 984,1	мазут	3234,1
2	2022	18 408,4	1 271,6	17 136,8	мазут	3002,34
3	2023	18 400,04	1270,98	17 129,06	мазут	2 885,06
4	2024	19 125,72	1 321,10	17 804,62	мазут	3 052,29
5	2025	17 285,8	1 194,0	16 091,8	мазут	2 922,79

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
2024						
Январь	744					
Февраль	696					
Март	298	446			1	
Апрель		720				
Май		369	375			1
Июнь	28	10	682	1	1	2
Июль			744	1		1
Август			744			
Сентябрь			720			
Октябрь		264	480		1	
Ноябрь	117	603		1	1	
Декабрь		744				
Итого:	1883	3156	3745	3	4	4
2025						
Январь	399	345	0	1	-	-
Февраль	552	120	0	1	1	-
Март	646	98	0		1	-
Апрель	556	154	0	1	-	-
Май	301	177	266	-	-	1
Июнь	0	0	720	-	-	-
Июль	0	0	744	-	-	-
Август	0	0	744	-	-	-
Сентябрь	0	144	576	-	1	1
Октябрь	135	0	609	2	-	1
Ноябрь	720	0	0	-	-	-
Декабрь	744	0	0	1	-	-
Итого:	4053	1038	3659	6	3	3

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 – 10.09.2018 г.), 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. ООО «ИТЭ»

1.2.6.1. Общее описание

До 22.08.2025 года деятельность по содержанию (эксплуатации) объектов военной и социальной инфраструктуры и предоставление коммунальных услуг в интересах Вооруженных Сил Российской Федерации осуществлял ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по военно-морскому флоту).

В настоящее время, деятельность по обслуживанию объектов теплоснабжения (котельная №22 и тепловой пункт (бойлерная) осуществляет ООО «ИТЭ».

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.

ООО «ИТЭ» является ЕТО в зоне деятельности №007. 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 ООО «ИТЭ», 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 однострубная, 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	КотлоЭнергоПром	1979	мазут Ф-5	15/190	ЭБ-1-300И	н/д
ДЕ-16/14 ГМ	1	10,4 / 16		БиКЗ	1996	мазут Ф-5	14/190	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 / год последнего ремонта
Деаэратор ДА-50	25	1	50	1979 / 2016

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 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	14,3
Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	-
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,22
Доля собственных нужд	%	5,536
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	14,08

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 ООО «ИТЭ» представлены таблице 94.

Таблица 94 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ООО «ИТЭ»

N 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	11 614,4	643,0	10971,4	мазут	908,31*

*данные по топливу представлены за период работы ООО «ИТЭ» в 2025 году

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 ООО «ИТЭ» 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 ООО «ИТЭ» приведена в таблице 95.

Таблица 95 – Сведения о работе основного котельного оборудования в 2025 году

Период	Наработка, ч	
	Котел №1 ДЕ-16/14 ГМ	Котел №2 КВВА 6/15
Январь	н/д	н/д
Февраль	н/д	н/д
Март	н/д	н/д
Апрель	н/д	н/д
Май	н/д	н/д
Июнь	резерв	-
Июль	резерв	-
Август	резерв	-
Сентябрь	резерв	216
Октябрь	резерв	744
Ноябрь	480	264
Декабрь	744	резерв
Итого:	1224*	1224*

*данные приводятся за период эксплуатации ООО ИТЭ с сентября по декабрь 2025 года.

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 ООО «ИТЭ» 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 ООО «ИТЭ» 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».

Теплоснабжение от источников района Дровяное выполняется по муниципальным тепловым сетям. Эксплуатацию осуществляют МУП «МУК» и ООО «Тепло Людям. Кандалакша».

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 ООО «ИТЭ».

1.3.1.1. АО «Мурманская ТЭЦ»

Суммарная протяженность тепловых сетей АО «Мурманская ТЭЦ» (в т.ч. тепловые сети г. Кола) - 53,451 км (тепловые сети АО «Мурманская ТЭЦ» в г. Мурманск – 51,735 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 12 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

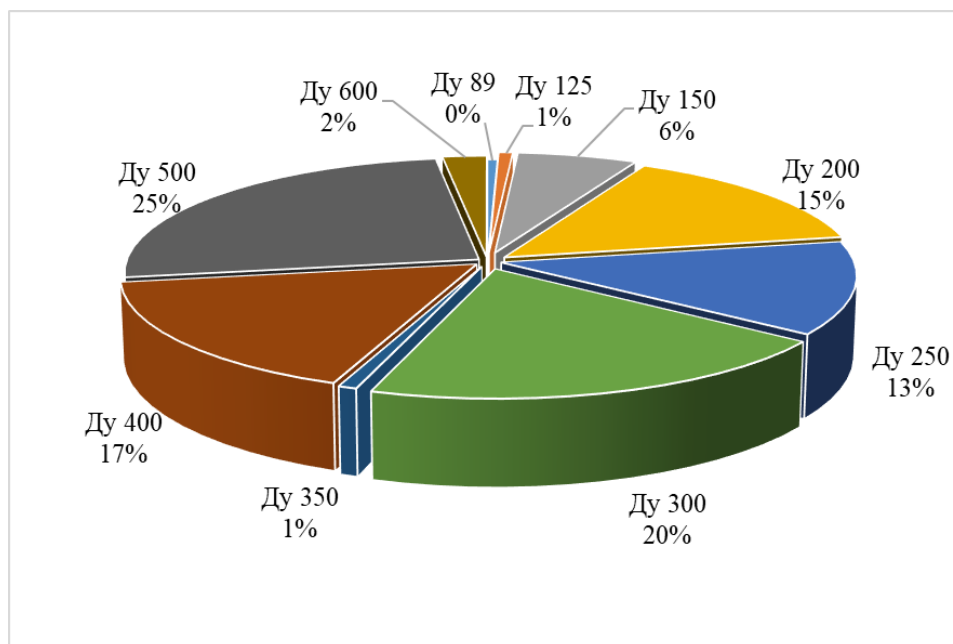


Рисунок 12. Структура тепловых сетей Мурманской ТЭЦ

Южная котельная

Суммарная протяженность тепловых сетей от Южной котельной (в т.ч. т/с на г.Кола) составляет 21998,1 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 800 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 505 мм. Тепловая энергия от Южной котельной передается в горячей воде.

Структура тепловых сетей Южной котельной представлена на рисунке 13 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	2712
Ду 350	532
Ду 400	2365
Ду 450	838
Ду 500	3805,5
Ду 600	4891,5
Ду 700	1298,8
Ду 800	2185

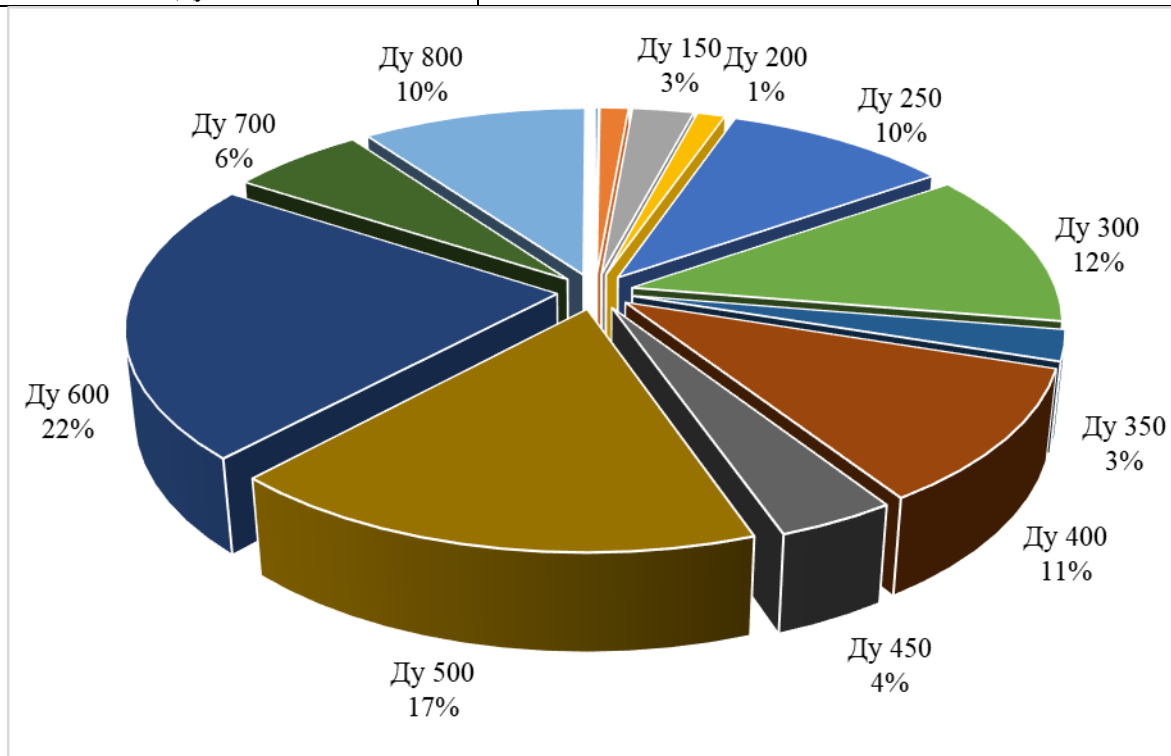


Рисунок 13. Структура тепловых сетей Южной котельной

Восточная котельная

Суммарная протяженность тепловых сетей от Восточной котельной составляет 11577 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 820 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 540 мм. Тепловая энергия от Восточной котельной передается в горячей воде.

Структура тепловых сетей Восточной котельной представлена на рисунке 14 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	2942,5
Ду 800	1247,5

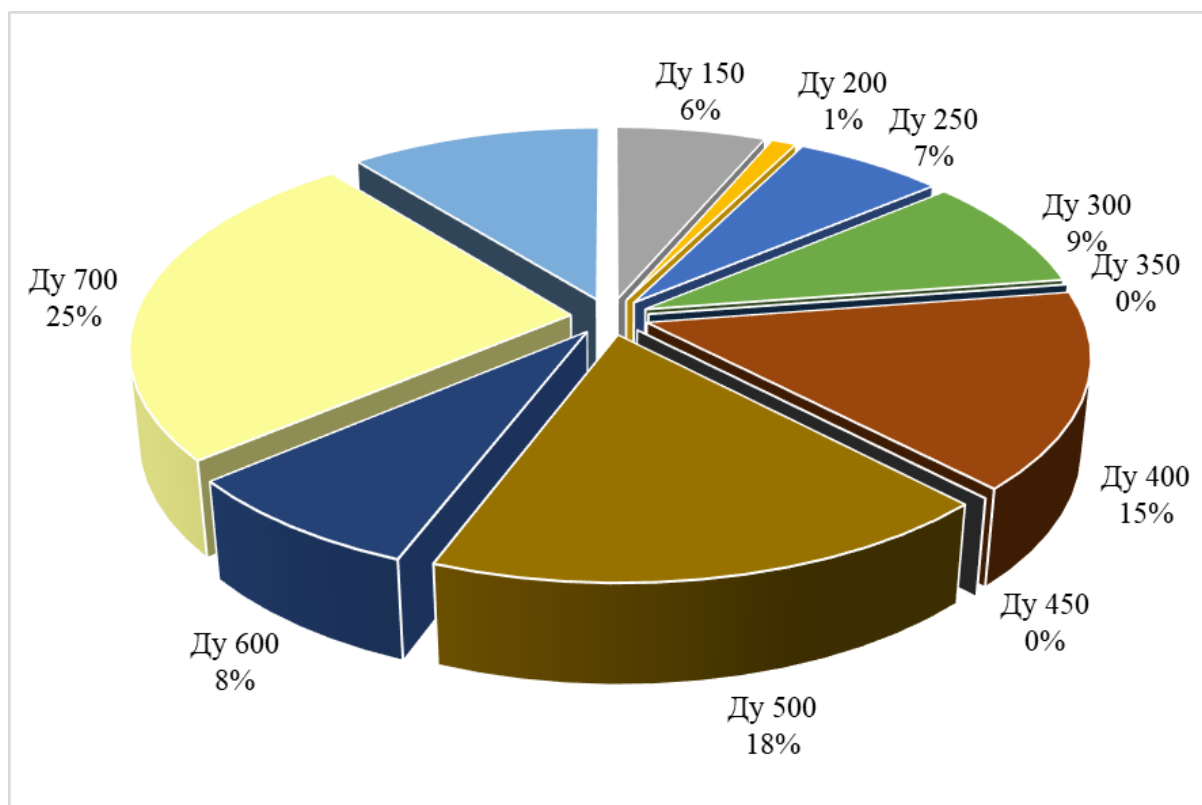


Рисунок 14 – Структура тепловых сетей Восточной котельной

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 117,58 км в однострубно́м исчислении. Максимальный диаметр условного прохода трубопровода тепловой сети составляет 800 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 205,1 мм. Тепловая энергия от котельной «Северная» передается как в горячей воде, так и в паре.

Структура водяных тепловых сетей котельной «Северная» представлена на рисунке 15 и в таблице 99.

Таблица 99 – Структура тепловых сетей котельной «Северная»

Условный диаметр, мм	Протяженность в однострубно́м исчислении, м
Ду 25	46,5
Ду 40	580,1
Ду 50	4320,1
Ду 65	4646,0
Ду 80	9337,1
Ду 100	15716,1
Ду 125	9817,6
Ду 150	15242,9
Ду 200	14927,0
Ду 225	432,0
Ду 250	11712,0
Ду 300	12960,9
Ду 350	3954,6
Ду 400	9004,8
Ду 500	3318,8
Ду 700	290,2
Ду 800	1271,1

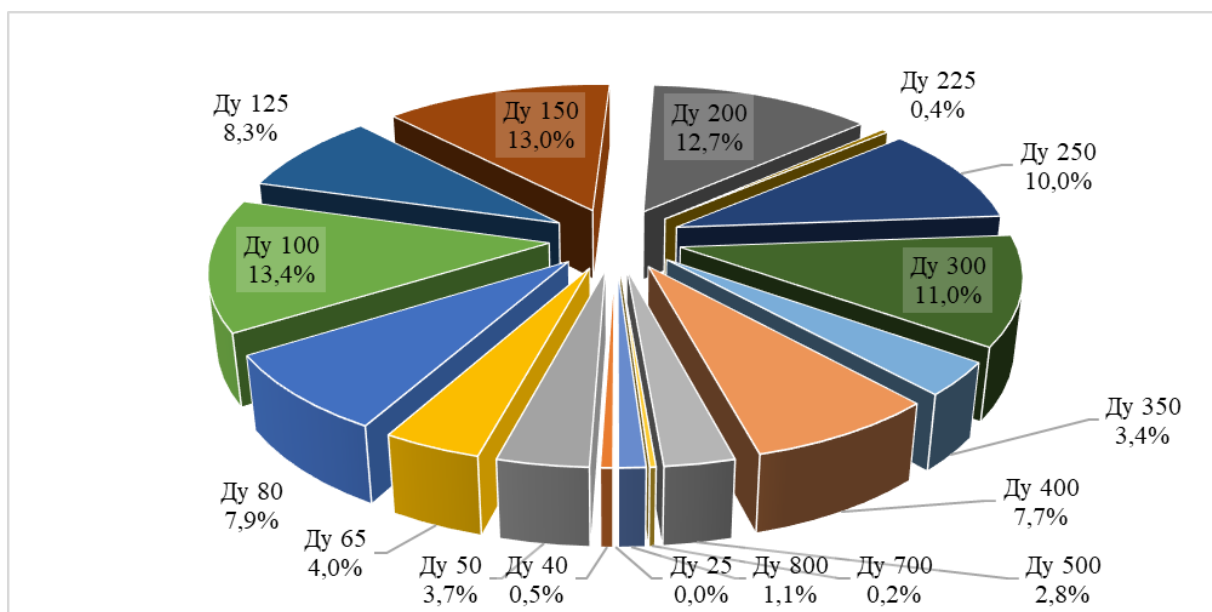


Рисунок 15 – Структура тепловых сетей от котельной «Северная»

Котельная «Роста»

Суммарная протяженность тепловых сетей от котельной «Роста» составляет 20,37 км в однострубно́м исчислении. Максимальный диаметр условного прохода трубопровода тепловой сети составляет 500 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 205,3 мм.

Структура тепловых сетей котельной «Роста» представлена на рисунке 16 и в таблице 100.

Таблица 100 – Структура тепловых сетей котельной «Роста»

Условный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м
Ду 25	24,6
Ду 32	70,1
Ду 40	152,1
Ду 50	1391,7
Ду 65	638,2
Ду 80	1371,7
Ду 100	3419,5
Ду 125	1540,2
Ду 150	2305,7
Ду 200	3653,2
Ду 250	566,6
Ду 300	649,6
Ду 350	524,8
Ду 400	1874,6
Ду 500	2182,8

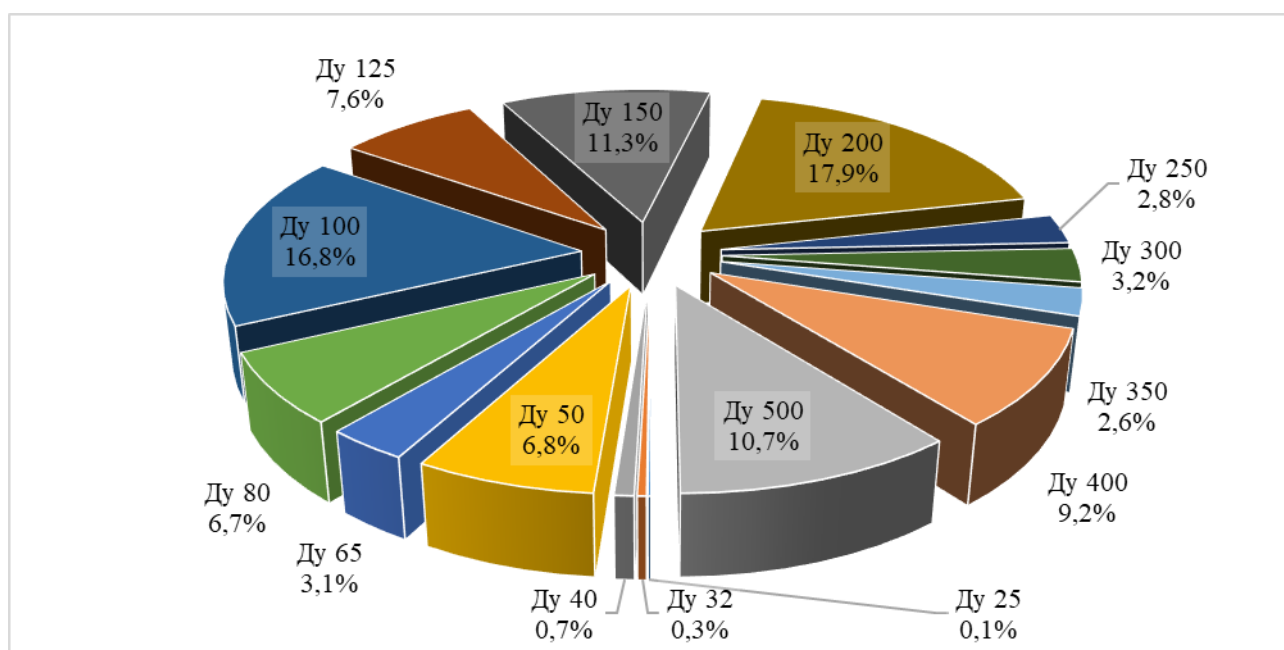


Рисунок 16 – Структура тепловых сетей котельной «Роста»

Котельная «Абрам-Мыс»

Суммарная протяженность тепловых сетей от котельной «Абрам-Мыс» составляет 4,2 км в однострубно́м исчислении. Максимальный диаметр условного прохода трубопровода тепловой сети составляет 200 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 137,2 мм.

Структура тепловых сетей котельной «Абрам-Мыс» представлена на рисунке 17 и в таблице 101.

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

Условный диаметр, мм	Протяженность в однострубно́м исчислении, м
Ду 50	310,3
Ду 65	394,8
Ду 80	379,8
Ду 100	906,9
Ду 125	162,7
Ду 150	314,4
Ду 200	1732,1

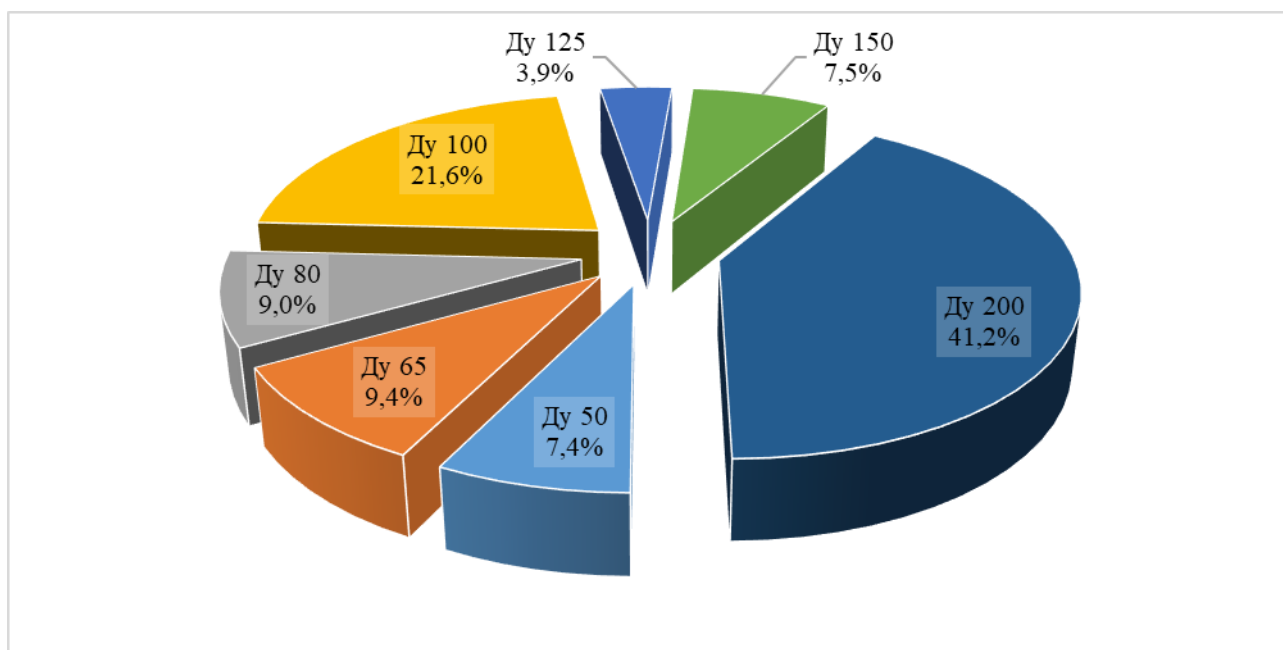


Рисунок 17 – Структура тепловых сетей котельной «Абрам-Мыс»

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 18 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

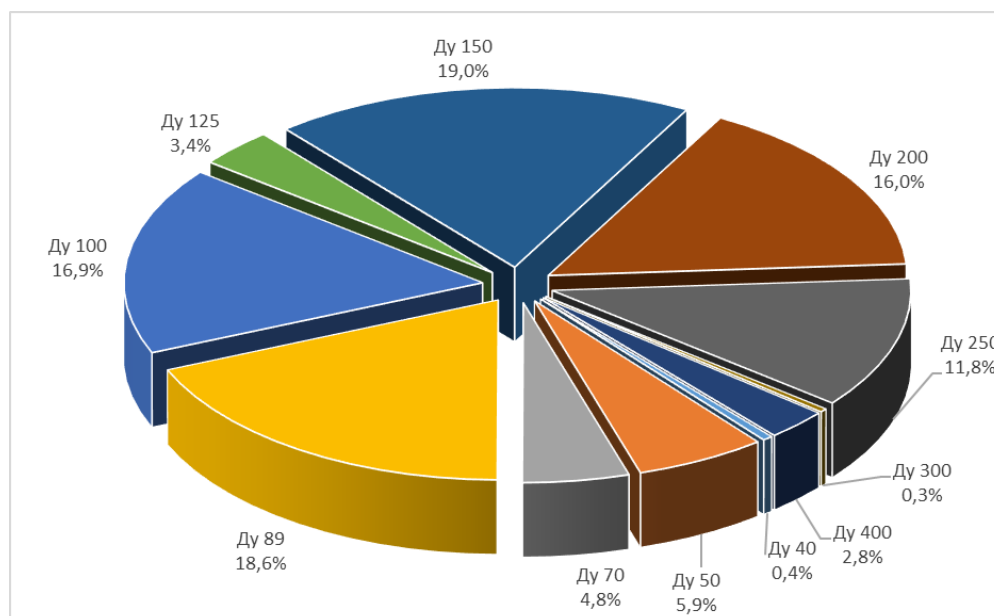


Рисунок 18 – Структура тепловых сетей котельной ТЦ «Росляково-1»

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 19 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

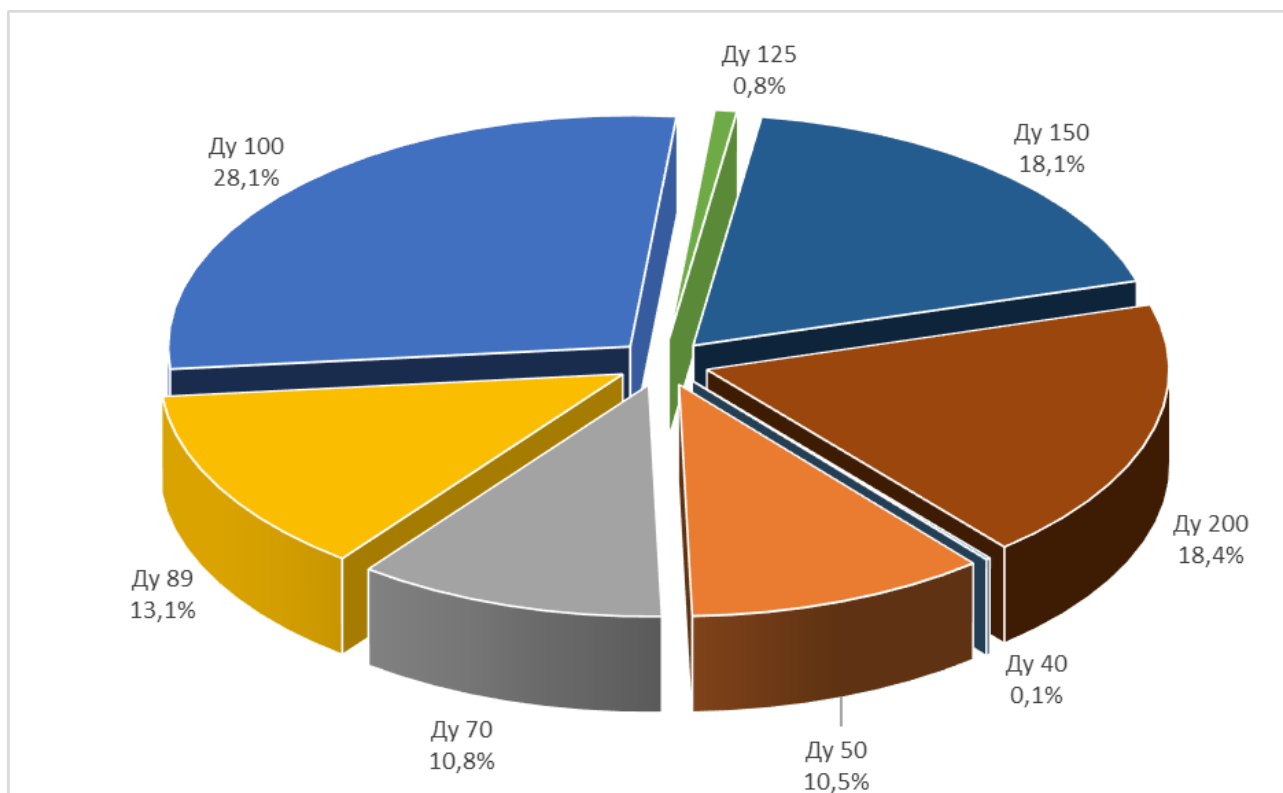


Рисунок 19 - Структура тепловых сетей котельной ТЦ «Росляково Южное»

Котельная «Фестивальная»

Протяженность тепловых сетей от котельной «Фестивальная» составляет 4,0 км в однострубно́м исчислении. Максимальный диаметр условного прохода трубопровода тепловой сети составляет 200 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 109 мм. Прокладка сетей – надземная, в подвалах.

Структура тепловых сетей котельной «Фестивальная» представлена на рисунке 20 и в таблице 104.

Таблица 104 – Структура тепловых сетей котельной «Фестивальная»

Условный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубно́м исчислении, м
Ду 25	15,5
Ду 32	57,8
Ду 40	387,9
Ду 50	401,8
Ду 65	805,3
Ду 80	169,8
Ду 100	890,2
Ду 125	12,4
Ду 150	216,6
Ду 200	1047,1

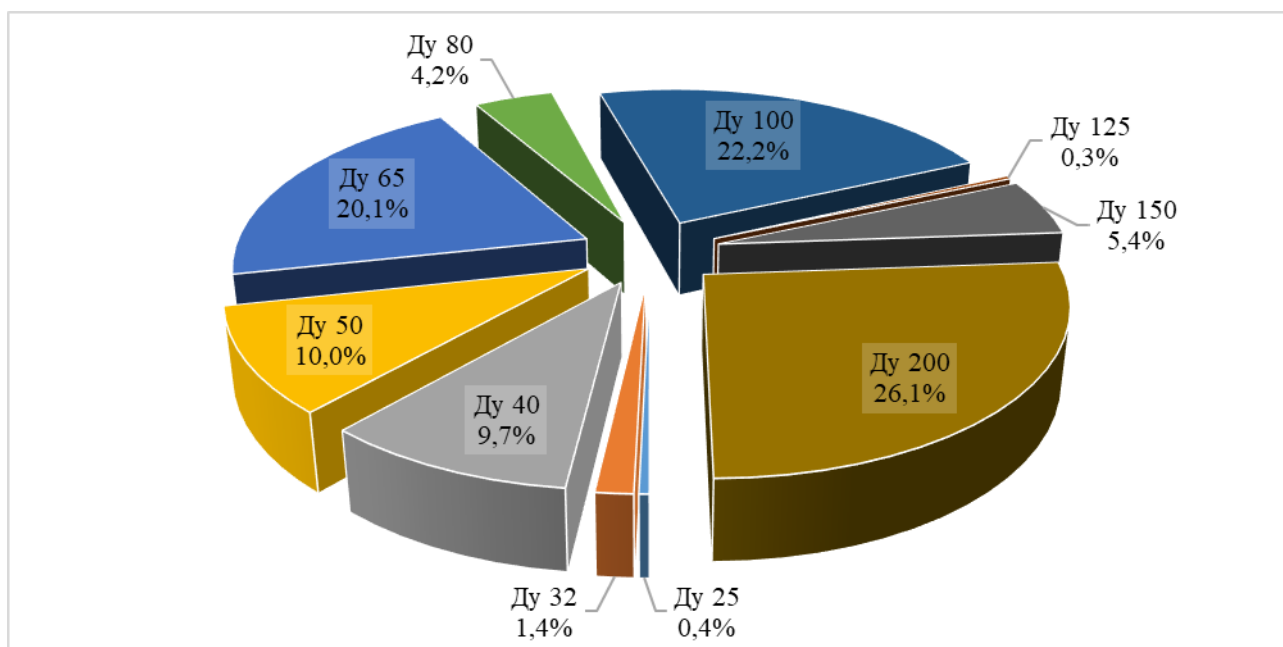


Рисунок 20 – Структура тепловых сетей от котельной «Фестивальная»

Мурманская ТЭЦ

Суммарная протяженность тепловых сетей АО «МЭС» от Мурманской ТЭЦ составляет 102,04 км в однострубно́м исчислении. Максимальный диаметр условного прохода трубопровода тепловой сети составляет 400 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 117,4 мм.

Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Мурманской ТЭЦ представлена на рисунке 21 и в таблице 105.

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

Условный диаметр, мм	Протяженность в однострубно́м исчислении, м
Ду 20	18,6
Ду 25	583,2
Ду 32	391,5
Ду 40	2089,9
Ду 50	11318,7
Ду 65	7337,5
Ду 80	13707,8
Ду 100	25610,1
Ду 125	8045,1
Ду 150	16023,4
Ду 200	11147,8
Ду 250	4205,5
Ду 300	1401,5
Ду 400	160,9

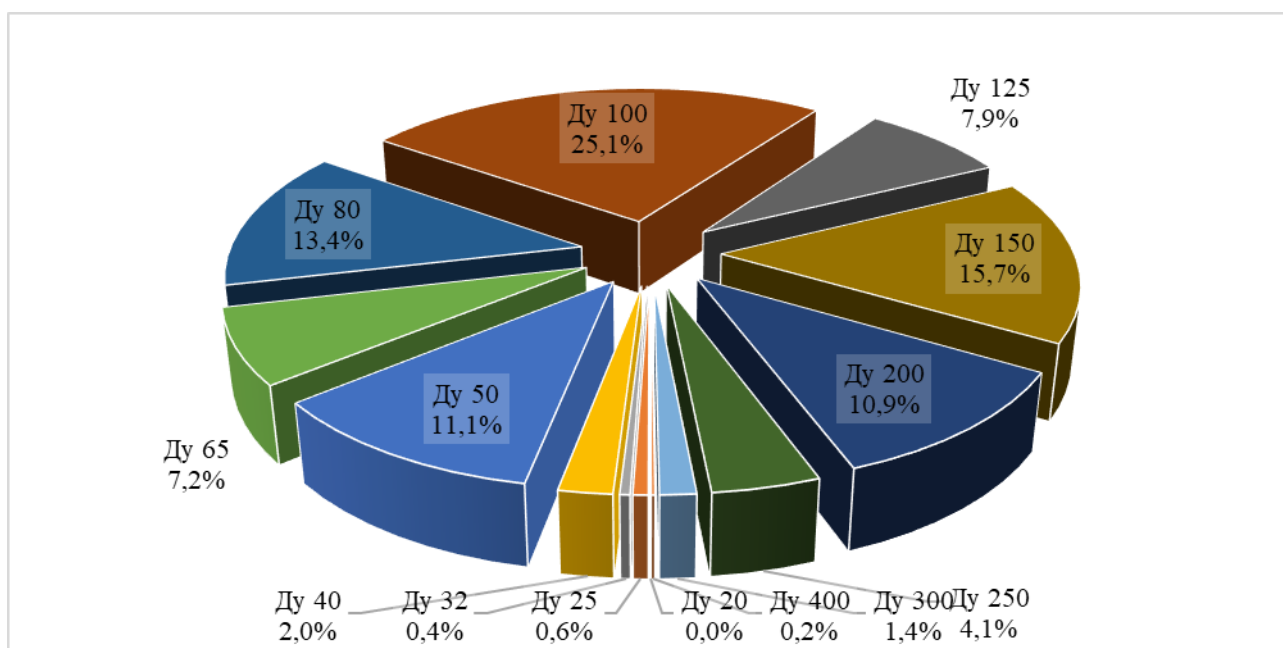


Рисунок 21 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Мурманской ТЭЦ

Восточная котельная

Суммарная протяженность тепловых сетей АО «МЭС» от Восточной котельной составляет 66,62 км в однострубно́м исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 300 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 141,2 мм.

Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Восточной котельной представлена на рисунке 22 и в таблице 106.

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

Условный диаметр, мм	Протяженность в однострубно́м исчислении, м
Ду 20	246,7
Ду 25	108,7
Ду 32	939,1
Ду 40	1022,8
Ду 50	1723,2
Ду 65	4540,1
Ду 80	6701,0
Ду 100	11962,1
Ду 125	7126,5
Ду 150	13934,3
Ду 200	9715,5
Ду 250	5755,0
Ду 300	2844,6

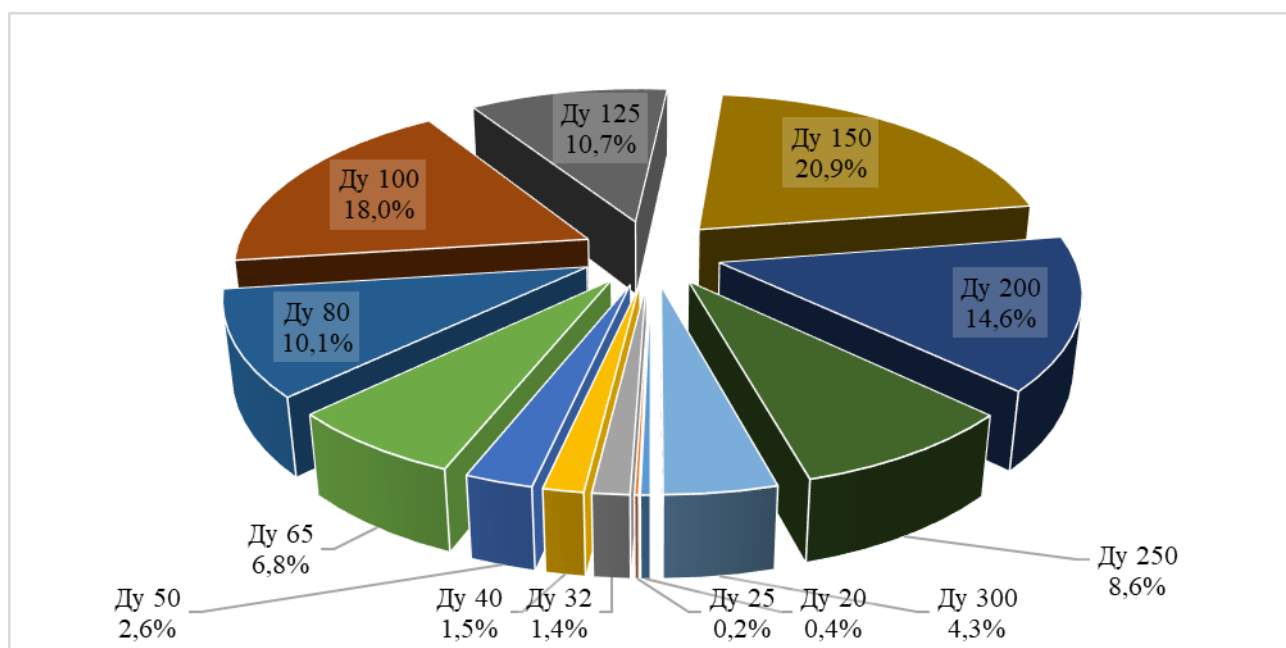


Рисунок 22 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Восточной котельной

Южная котельная

Суммарная протяженность тепловых сетей АО «МЭС» от Южной котельной составляет 96,55 км в однострубно́м исчислении. Максимальный диаметр условного прохода трубопровода тепловой сети составляет 400 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 149,9 мм.

Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Южной котельной представлена на рисунке 23 и в таблице 107.

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

Условный диаметр, мм	Протяженность в однострубно́м исчислении, м
Ду 25	124,3
Ду 32	575,8
Ду 40	417,7
Ду 50	2018,0
Ду 65	3616,7
Ду 80	8716,1
Ду 90	331,8
Ду 100	13476,8
Ду 125	9253,5
Ду 150	25584,3
Ду 200	24176,0
Ду 250	6066,0
Ду 300	1563,0
Ду 350	133,5
Ду 400	498,1

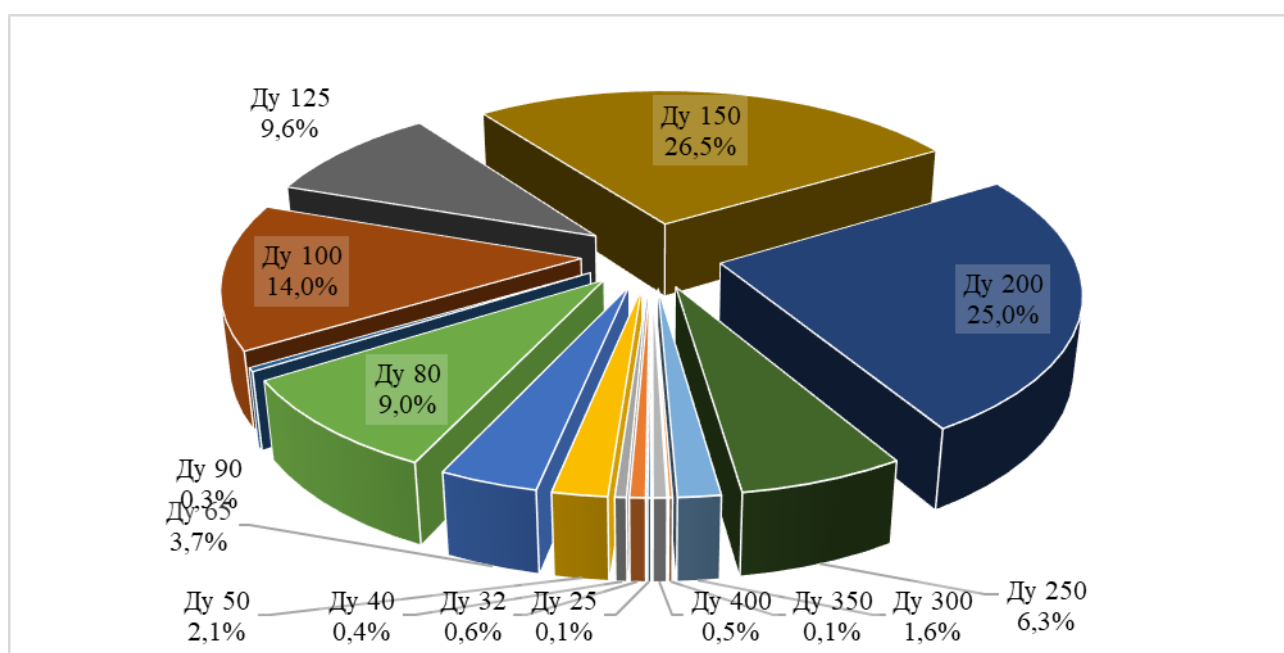


Рисунок 23 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Южной котельной

1.3.1.3. МУП «МУК»

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

1.3.1.4. ООО «Тепло Людям. Кандалакша»

Теплоснабжение осуществляется по муниципальным тепловым сетям, эксплуатируемым ООО «ТЛК» в рамках концессионного соглашения. Общая протяженность трубопроводов составляет 167,325 м в двухтрубном исчислении.

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 24.

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

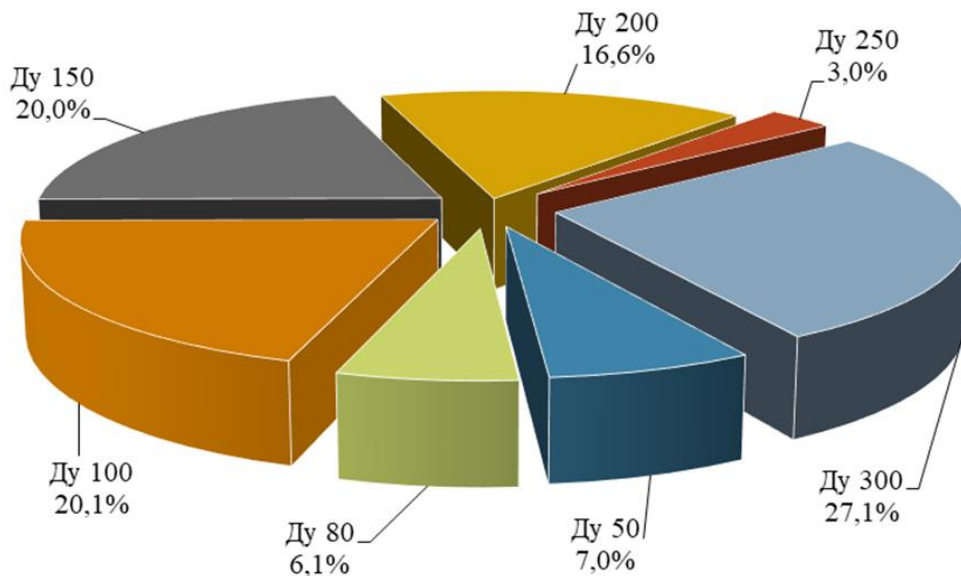


Рисунок 24 – Структура тепловых сетей от котельной АО «ММТП»

1.3.1.6. ООО «ИТЭ»

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

Структура паровых и водяных тепловых сетей котельной №22 представлена в таблице 109 и на рисунке 25.

Таблица 109 – Структура паровых и водяных тепловых сетей котельной №22

Условный диаметр, мм	Протяженность в однетрубном исчислении, м
Паровые тепловые сети	
Ду 25	15
Ду 32	45
Ду 48	60
Ду 57	150
Ду 108	10
Ду 219	785
Водяные тепловые сети	
Ду 108	660

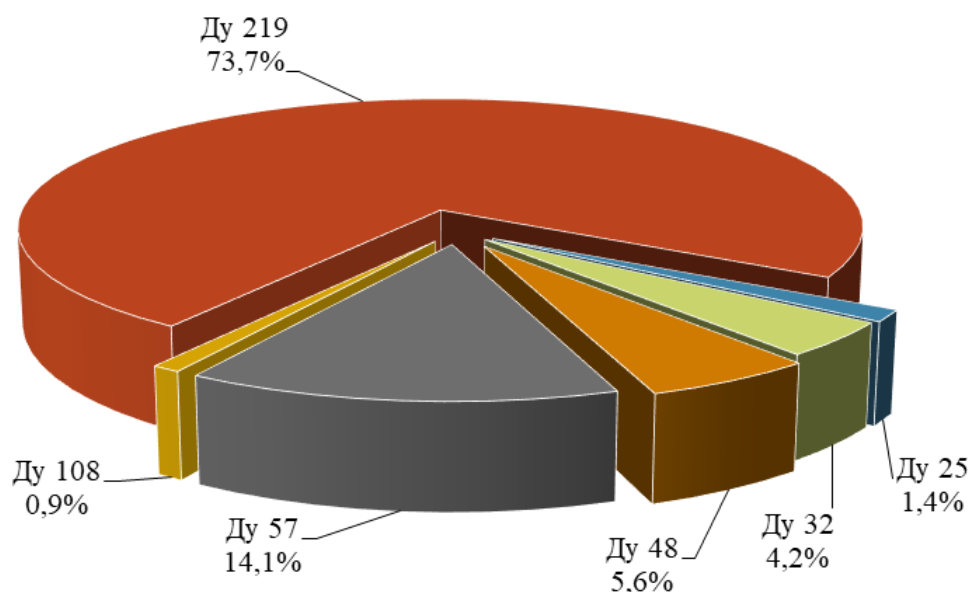


Рисунок 25 – Структура паровых тепловых сетей котельной №22 ООО «ИТЭ»

1.3.1.7. Муниципальные тепловые сети

Дизельная котельная ООО «Тепло Людям. Кандалакша»

Система теплоснабжения от дизельной котельной ООО «ТЛК» двухтрубная, общей протяженностью 167,325 м в двухтрубном исчислении. Структура тепловых сетей дизельной котельной представлена в таблице 110 и на рисунке 26.

Таблица 110 – Структура тепловых сетей дизельной котельной ООО «ТЛК»

Условный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м
Ду 50	6,3
Ду 80	35
Ду 100	126,025

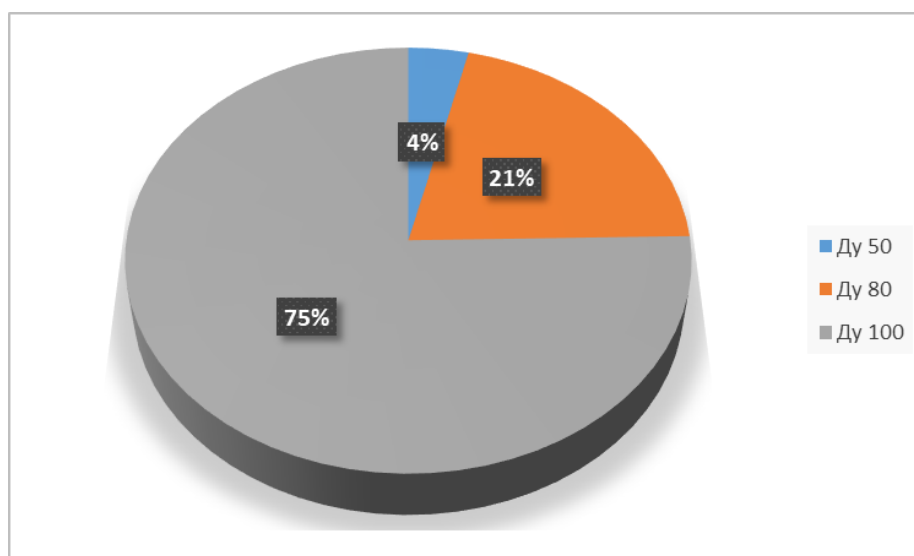


Рисунок 26 – Структура тепловых сетей дизельной котельной ООО «ТЛК»

Угольная котельная МУП «МУК»

Система теплоснабжения от угольной котельной МУП «МУК» четырехтрубная, протяженностью 589 п. м. («Тепловая сеть и ГВС в одном лотке в четырехтрубном исполнении»). Структура тепловых сетей от угольной котельной представлена в таблице 111 и на рисунке 27.

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

Условный диаметр трубы, мм	Протяженность в 4-х трубном исчислении, м
Ду 80-100	589

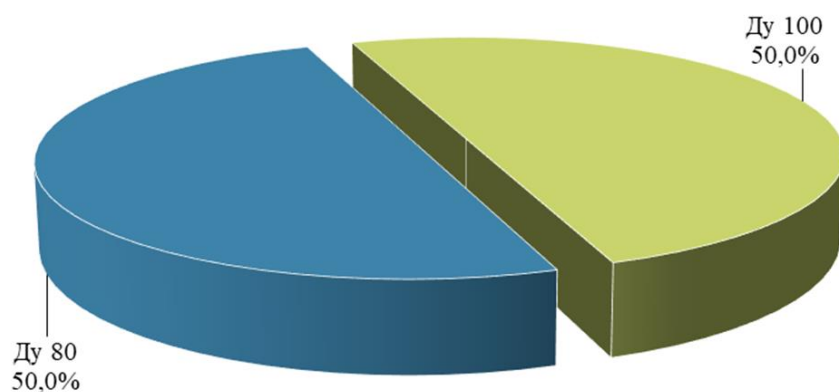


Рисунок 27 – Структура муниципальных тепловых сетей от угольной котельной МУП «МУК»

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».

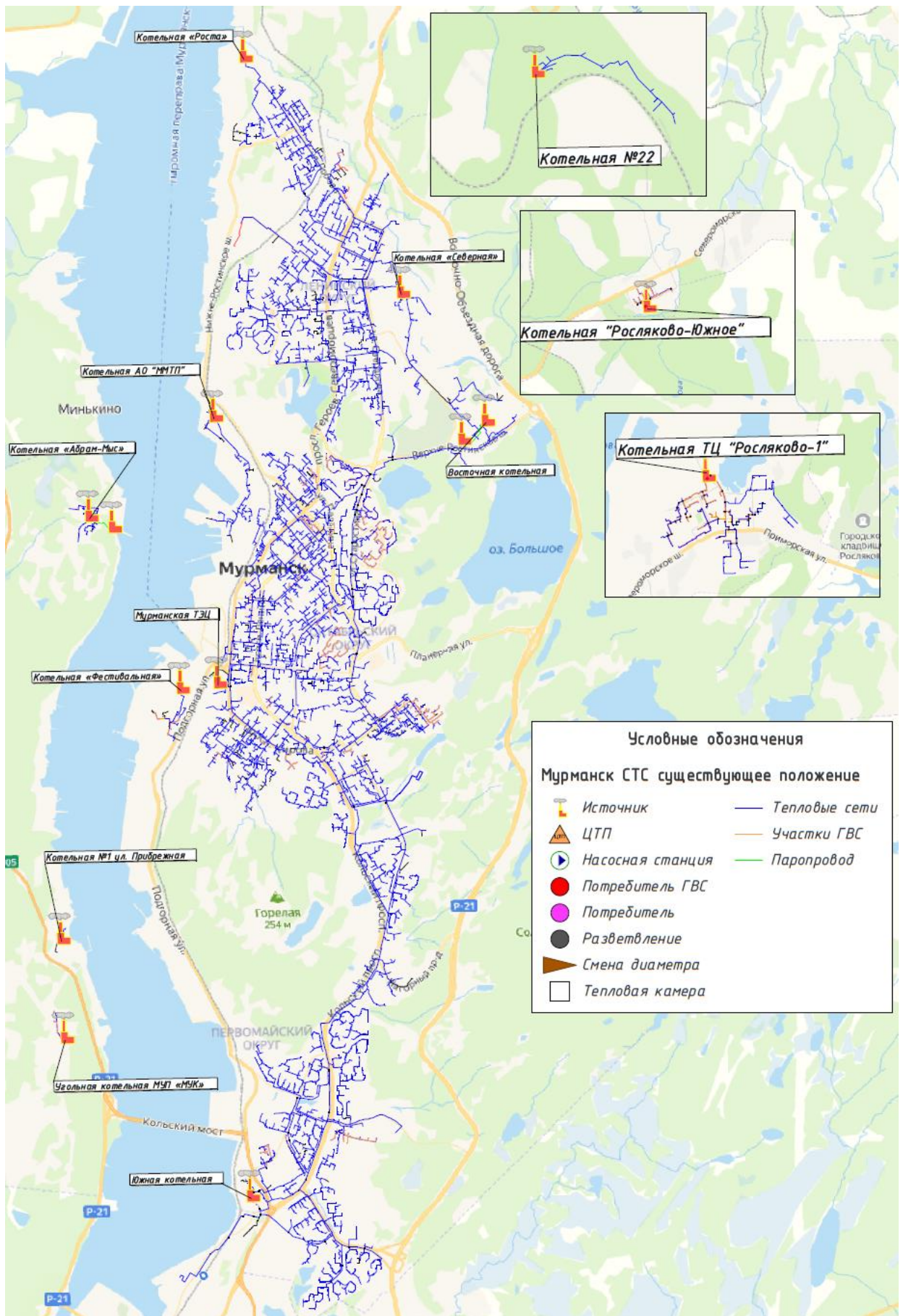


Рисунок 28. Схемы тепловых сетей г. Мурманск

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 29.

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	2926
Ду 250	204	0	378	0	0	189	1823	2594
Ду 300	0	299	106	159	600	128	2581	3973
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

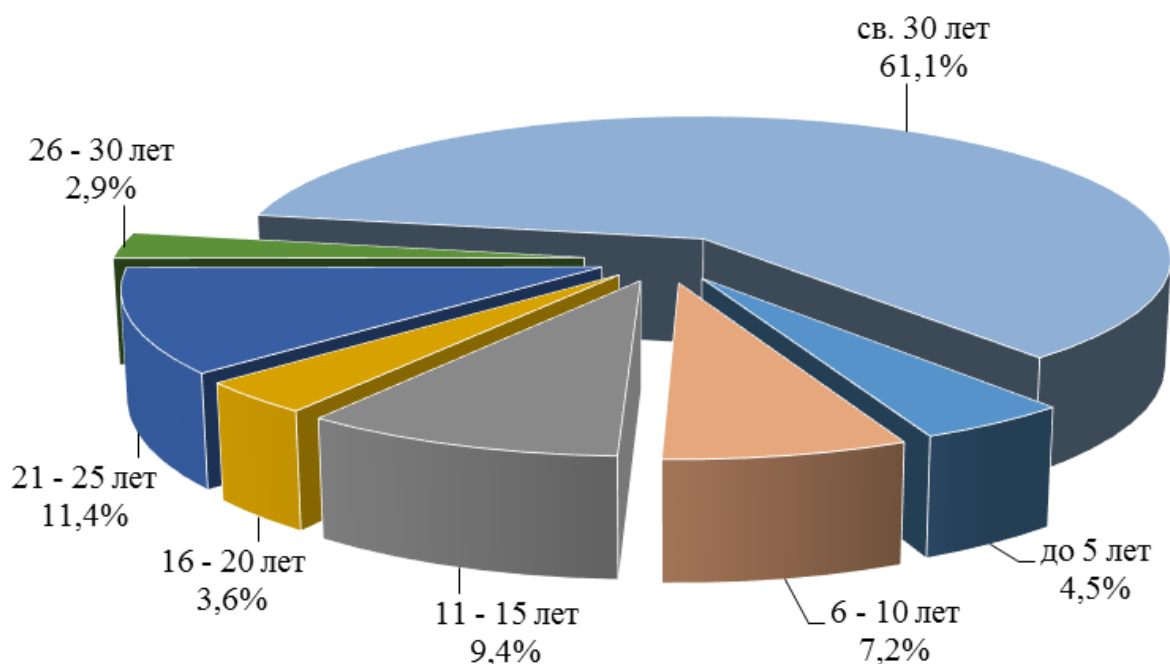


Рисунок 29 – Протяженность тепловых сетей Мурманской ТЭЦ по сроку эксплуатации

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	3973	0	3973	2582,45
250	2594	0	2594	1416,3
200	2926	0	2926	1281,6
150	1212	0	1212	385,4
125	141	0	141	37,5
80	100	0	100	17,8
Итого:	19876	0	19876	14539,86

Южная котельная

Разбиение тепловых сетей от Южной котельной по сроку службы и условным диаметрам представлено в таблице 114 и на рисунке 30.

Таблица 114 – Протяженность тепловых сетей Южной 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 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

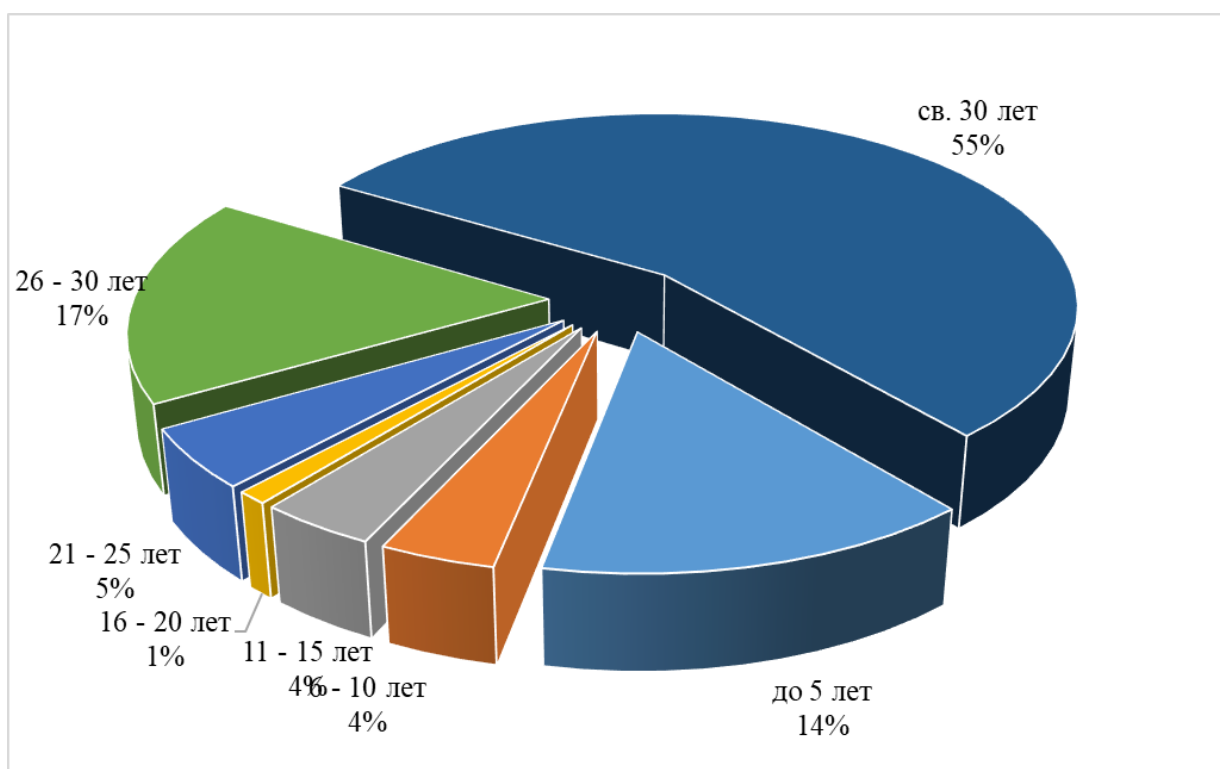


Рисунок 30 – Протяженность тепловых сетей Южной котельной по сроку эксплуатации

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	195,6654
0,219	269	0	269	117,822
0,273	1660	536	2196	1199,016
0,325	1696	1023	2719	1765,075
0,377	532	0	532	401,128
0,426	2365	0	2365	2013,276
0,48	838	0	838	804,48
0,53	2739	1094	3833	4028
0,63	4880	0	4880	6190,38
0,72	997,8	301	1298,8	1870,272
0,82	1895	290	2185	3583,4
Итого:	18290,1	3724	22014,1	22249,37

Восточная котельная

Разбиение тепловых сетей от Восточной котельной по сроку службы и условным диаметрам представлено в таблице 116 и на рисунке 31.

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	2878,3	2991,3
Ду 800	0	0	0	0	0	0	1206,7	1206,7
Итого	108,0	12,9	0,0	0,0	218,0	1833,0	9413,1	11585,0

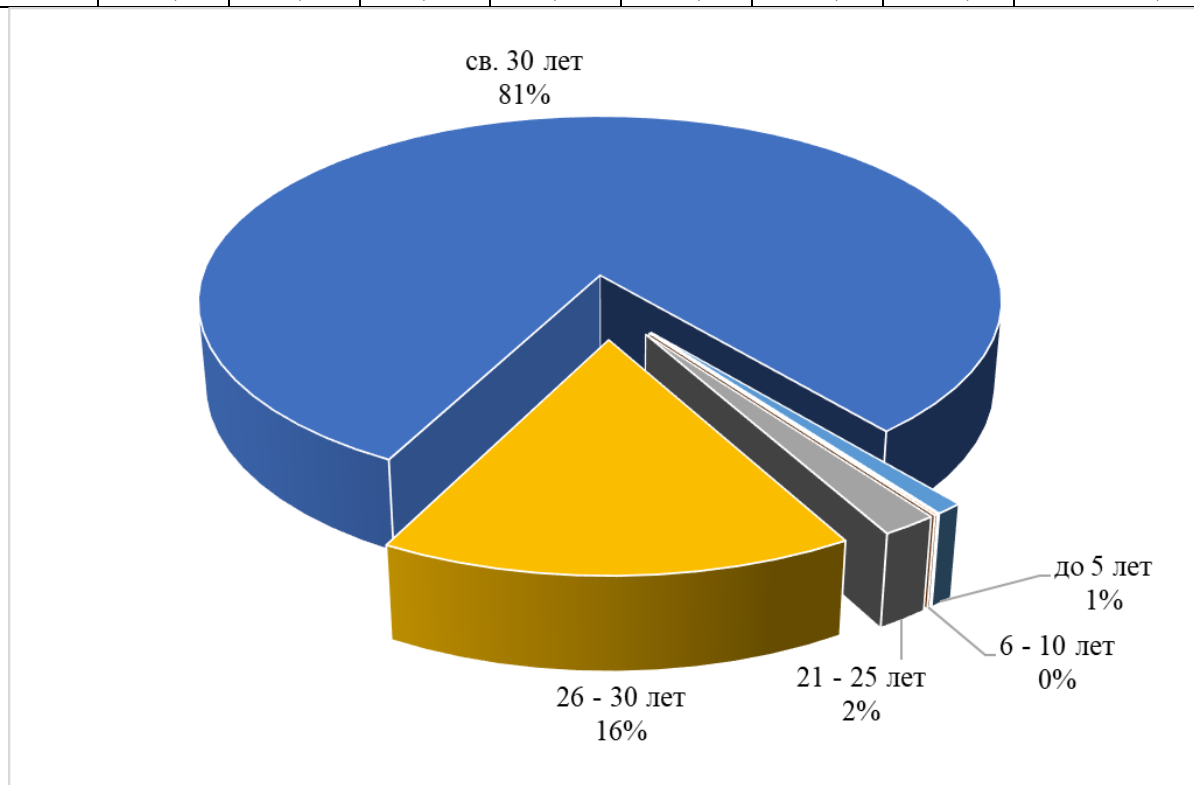


Рисунок 31 – Протяженность тепловых сетей Восточной котельной по сроку эксплуатации

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

Ду, мм	Протяжённость, м, (двухтрубном)			Материальная характеристика, м ²
	из них		Итого	
	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	835,3	2156	2991,3	4307,4
0,820	1206,7	0	1206,7	1979,1
Итого:	8349	3236	11585	12513,78

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»

Тепловые сети от котельной ТЦ «Росляково-1» были введены в эксплуатацию (преимущественно) 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 «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

1.3.3.4. ООО «ИТЭ»

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
ООО «ИТЭ»			
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

1.3.3.5. Муниципальные тепловые сети

Угольная котельная МУП «МУК»

Изоляция трубопроводов от угольной котельной выполнена из ПВХ.

Муниципальные тепловые сети («Тепловая сеть и ГВС в одном лотке в четырехтрубном исполнении») от угольной котельной МУП «МУК» эксплуатируются с 2011 г. Материальная характеристика тепловых сетей от угольной котельной МУП «МУК» представлена в таблице 129.

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

Условный диаметр трубы, мм	Протяженность в 4-х трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
Ду 80-100	589	212,0
Итого:	589	212,0

Дизельная котельная ООО «Тепло Людям. Кандалакша»

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 ООО «ТЛК»

Условный диаметр трубы, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
Ду 50	6,3	0,718
Ду 80	35	6,230
Ду 100	126,025	27,221
Итого:	167,325	34,17

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 прямками, воздуховыпускными и сливными устройствами. Строительная часть камер выполнена из сборного железобетона. Днище камеры устроено с уклоном в сторону водосборного прямка. 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.

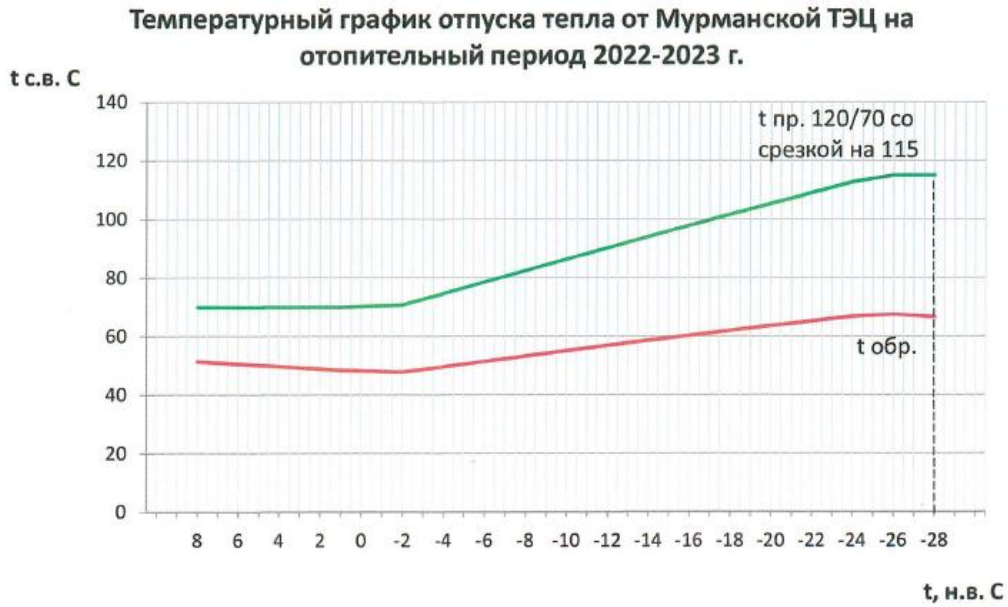
1.3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности

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 32 - 33.



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.

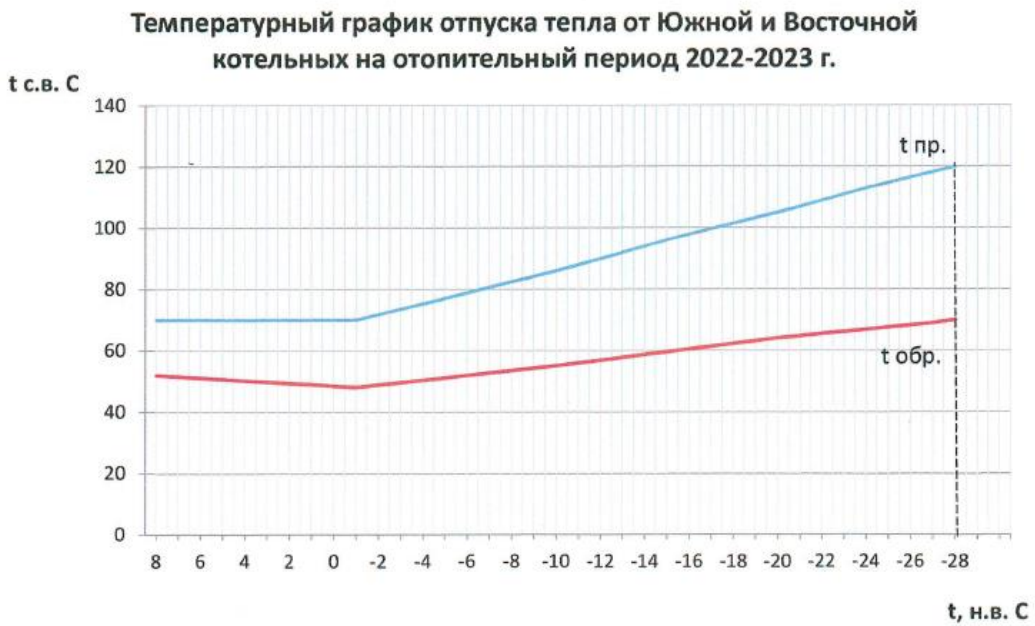
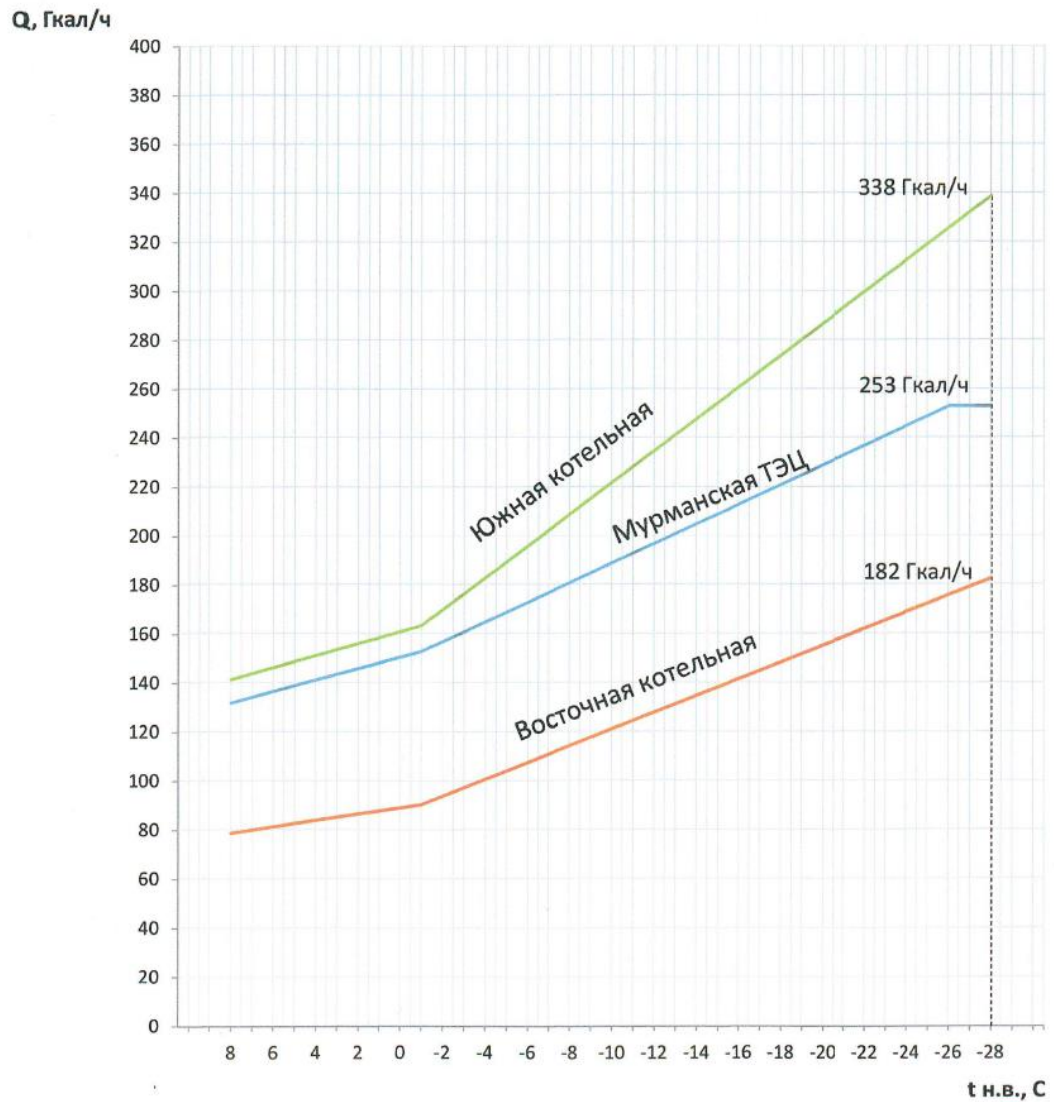


Рисунок 32 – Температурный график отпуска тепла от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточных котельных на отопительный сезон 2022-2023 гг.

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 33 – 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 калориферов	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 34 – График отпуска тепла от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных

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 35, где T_3 – температура после элеватора, °С.

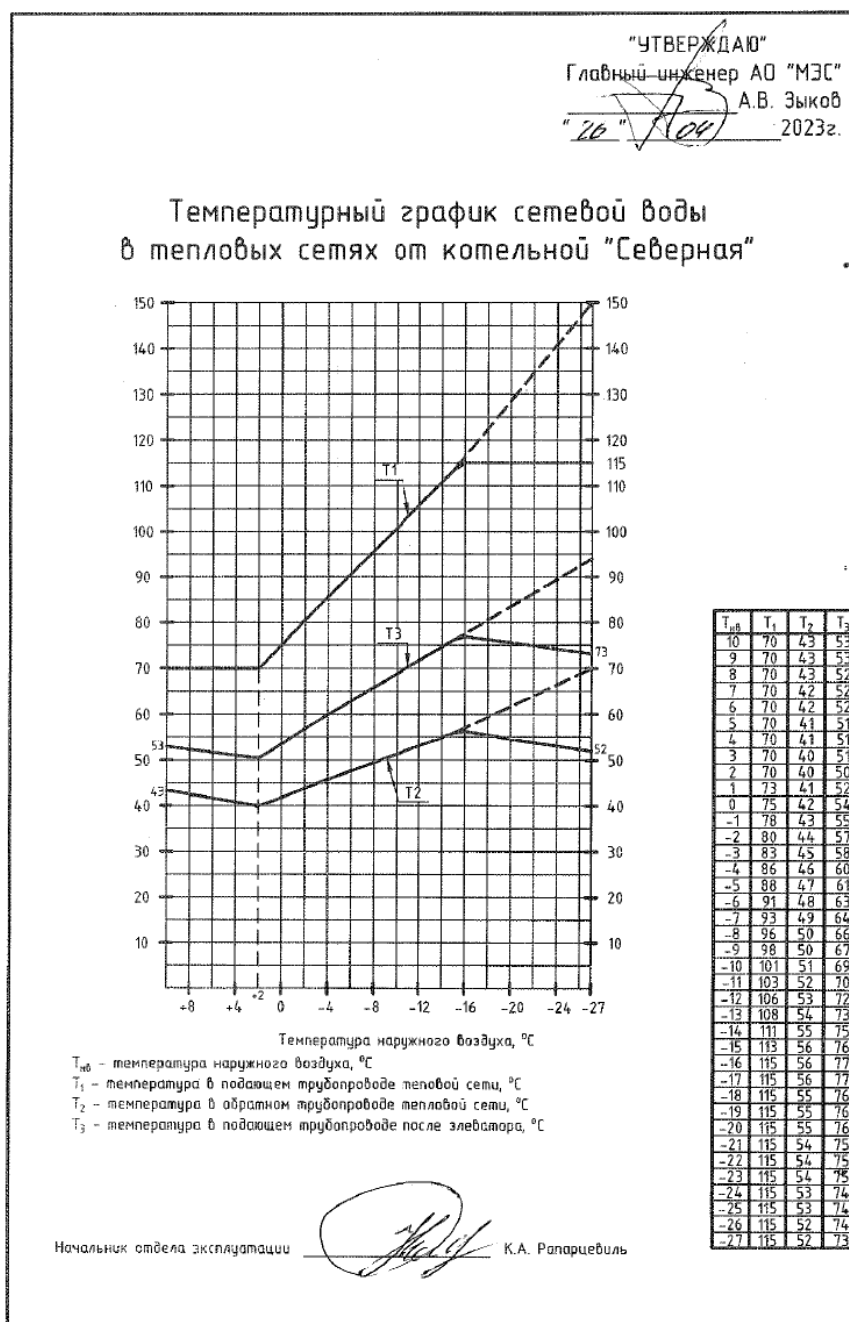


Рисунок 35 – Температурный график сетевой воды в тепловых сетях от котельной «Северная»

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 36.

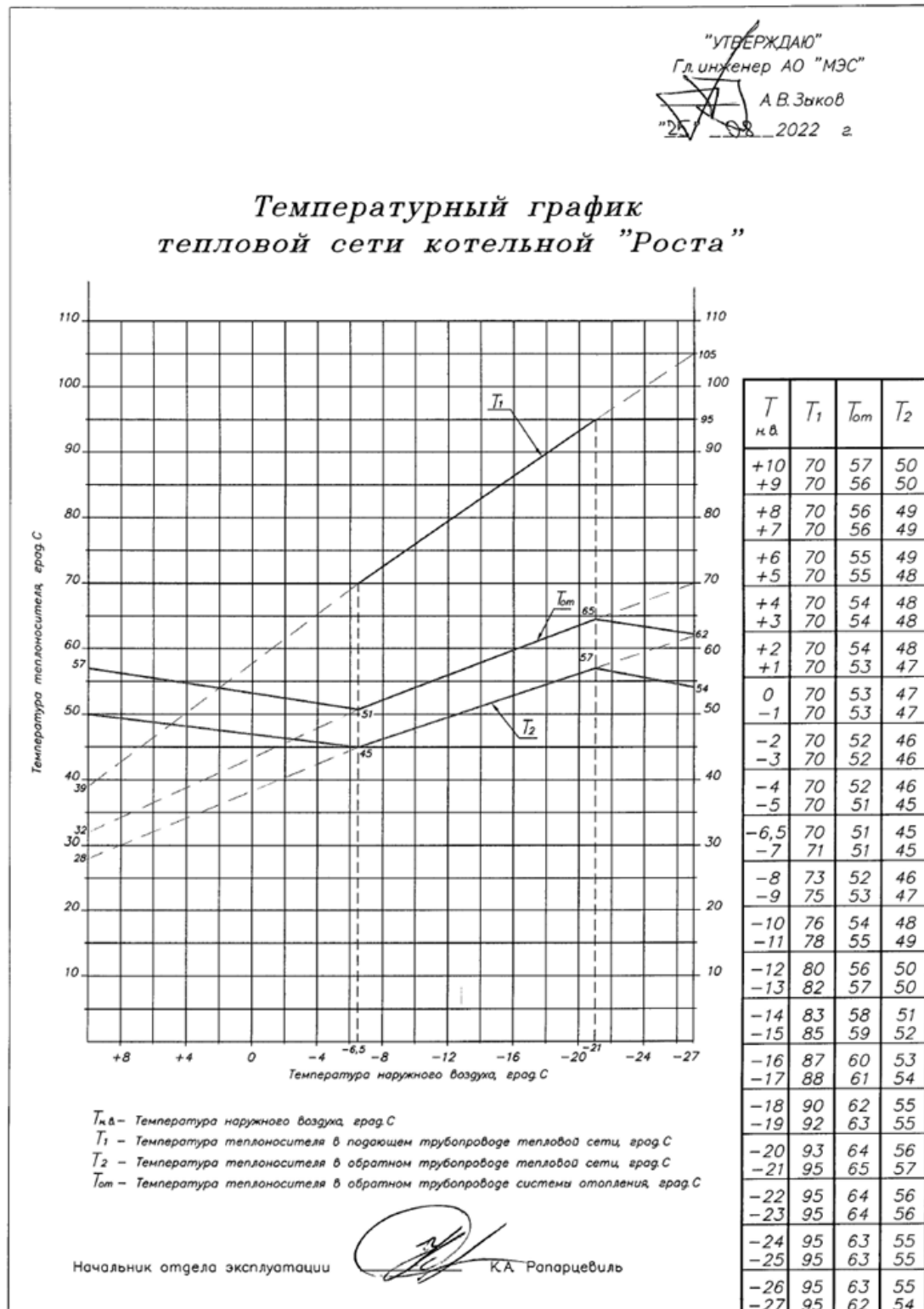


Рисунок 36 – Температурный график тепловой сети котельной «Роста»

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 37.

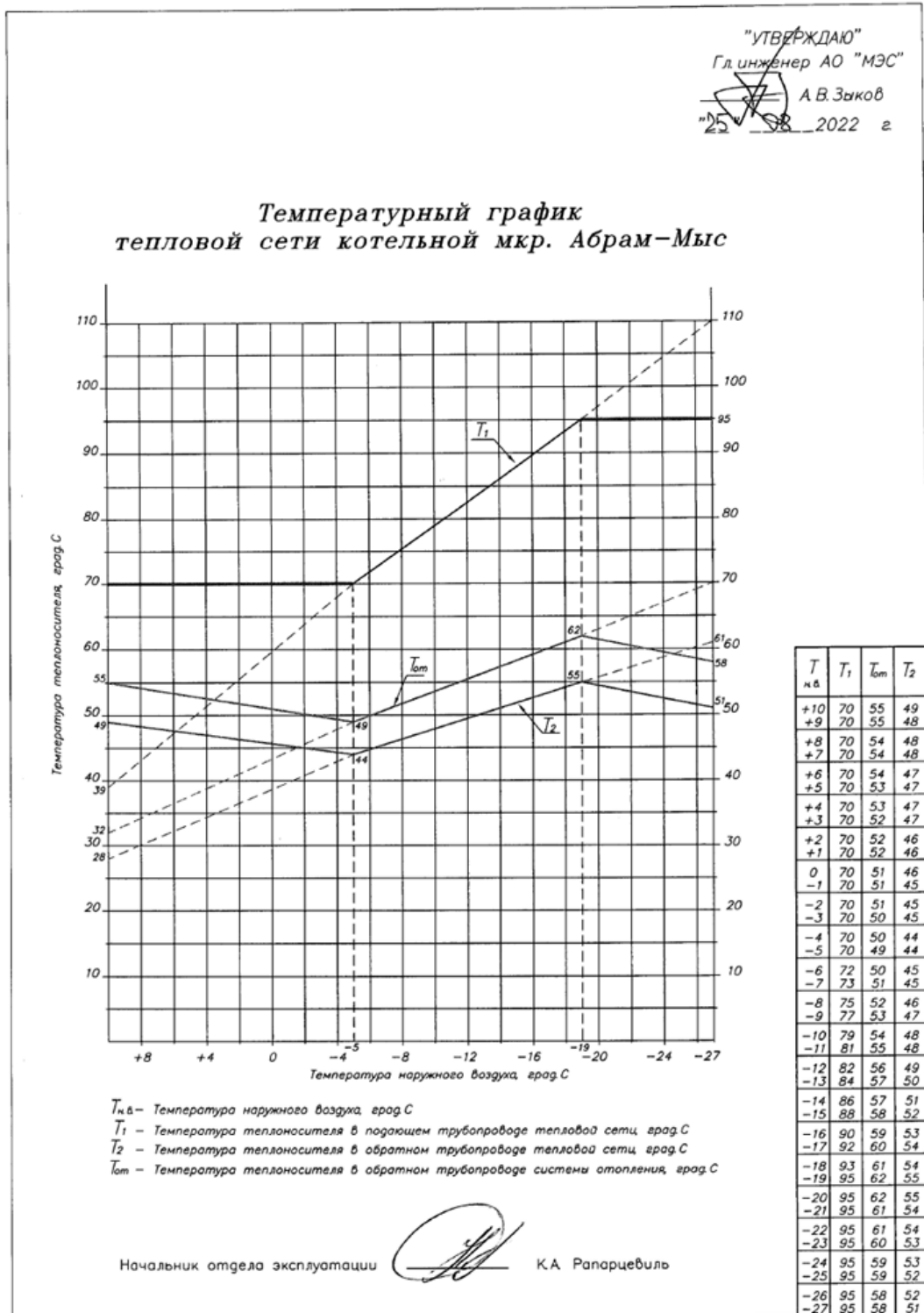


Рисунок 37 – Температурный график тепловой сети котельной «Абрам-Мыс»

Котельная «ТЦ «Росляково - 1»

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

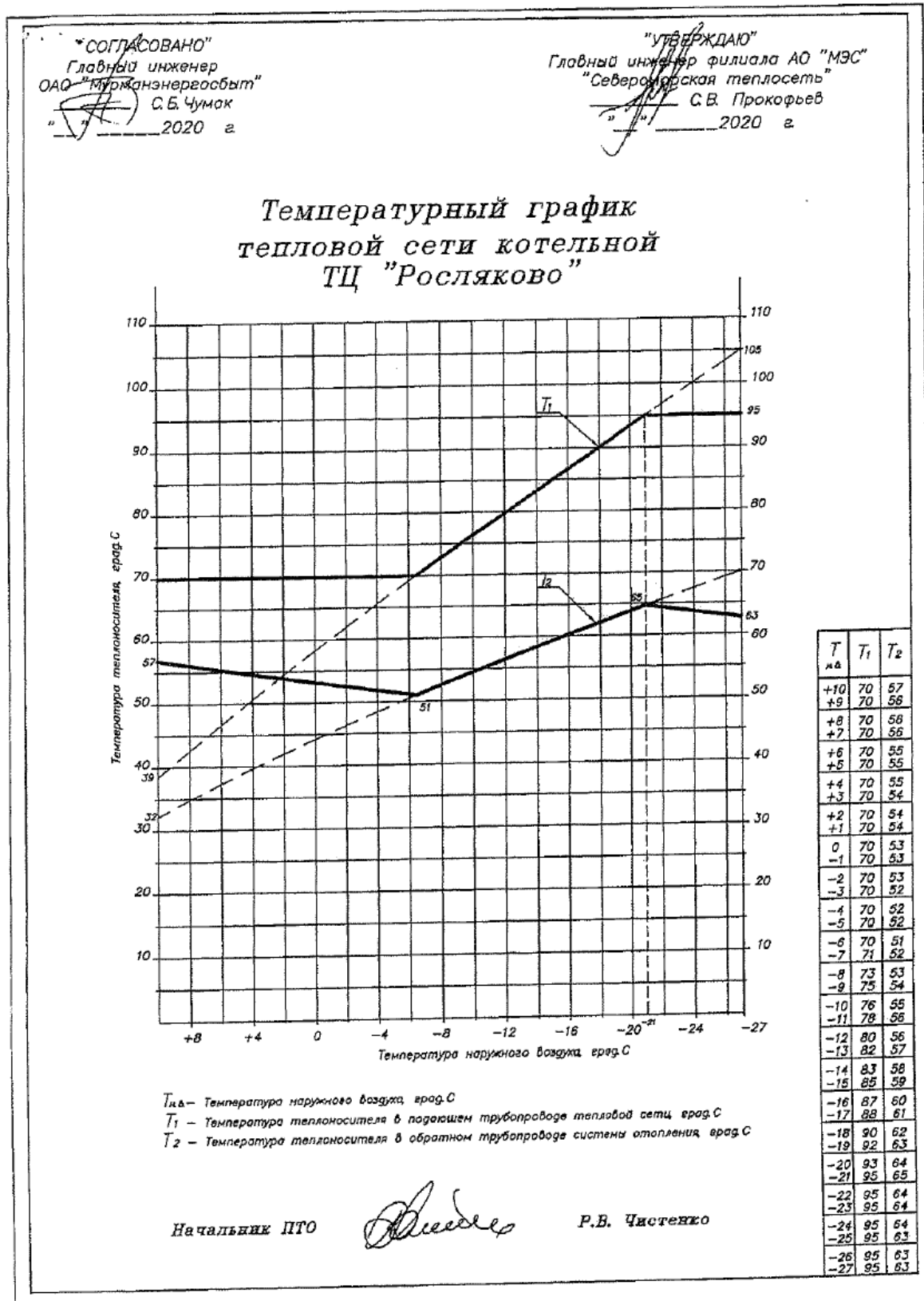


Рисунок 38 - Температурный график тепловой сети котельной ТЦ «Росляково-1»

Котельная ТЦ «Росляково Южное»

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



Рисунок 39 - Температурный график тепловой сети котельной ТЦ «Росляково Южное»

Котельная «Фестивальная»

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

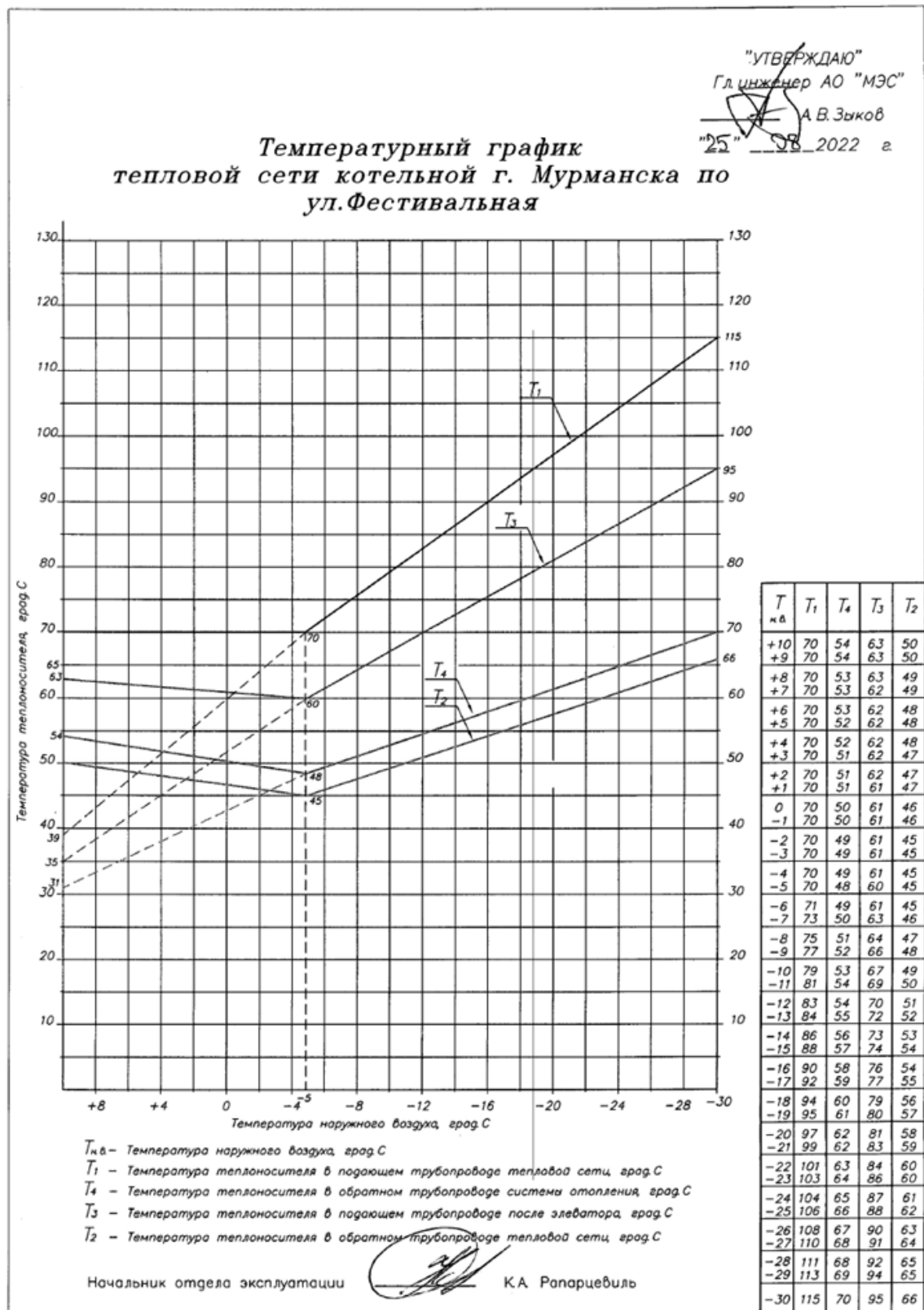


Рисунок 40 - Температурный график тепловой сети котельной «Фестивальная»

1.3.6.3. ООО «Тепло Людям. Кандалакша»

Дизельная котельная

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

Утверждаю
Генеральный директор
ООО «Тепло Людям. Кандалакша»
Г.В. Палагин
2024 г.



Температурный график котельной №1 мкр-н Дровяное,

ул. Прибрежная, г. Мурманск

Температура наружного воздуха °С	Температура подающего трубопровода °С	Температура обратного трубопровода °С	Температура наружного воздуха °С	Температура подающего трубопровода °С	Температура обратного трубопровода °С
8	70,0	54,5	-12	71,0	52,0
7	70,0	54,2	-13	72,5	53,0
6	70,0	54,0	-14	73,7	54,0
5	70,0	54,0	-15	75,0	55,0
4	70,0	54,0	-16	76,0	55,8
3	70,0	54,0	-17	77,5	56,5
2	70,0	53,8	-18	79,0	57,5
1	70,0	53,8	-19	80,0	58,0
0	70,0	53,2	-20	81,5	59,0
-1	70,0	53,2	-21	83,0	60,0
-2	70,0	53,0	-22	84,0	61,0
-3	70,0	53,0	-23	85,0	62,0
-4	70,0	52,5	-24	86,5	62,5
-5	70,0	52,5	-25	87,5	63,5
-6	70,0	52,0	-26	89,0	64,3
-7	70,0	52,0	-27	90,0	65,0
-8	70,0	52,0	-28	91,5	66,0
-9	70,0	51,8	-29	92,5	67,0
-10	70,0	51,8	-30	94,0	68,0
-11	70,0	51,9	-31	95,0	70,0

Главный инженер

ООО «Тепло Людям. Кандалакша»


В.А. Кириллов

Рисунок 41 - Температурный график тепловой сети от дизельной котельной ООО «Тепло Людям. Кандалакша»

1.3.6.4. МУП «МУК»

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.

1.3.6.5. АО «ММТП»

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

Утверждаю
 Главный инженер АО «ММТП»
 Кузнецовский И.В.

29.09.2025 года

Температурный график 90 - 70 °С, со срезкой на минимуме 62 °С отпуска тепловой энергии от котельной АО «ММТП» на отопительный период 2025 - 2026 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 ² - P 2 = 4,0 кгс/см ² - Q цирк. 410 м ³ /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 м ³ /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	При работе «Турботерм» в осенний и весенний период на ГВС и частично на отопление (переходный период) поддерживать Q цирк. 300 - 310 м ³ /час - P 1 = 5,8 кгс/см ² - P 2 = 4,0 кгс/см ² - t 1 = 65 - 67°С - t 2 = 62°С
-9	72	54	
-10	73	55	
-11	73	55	
-12	74	55	
-13	74	55	
-14	75	56	
-15	75	56	
-16	76	56	
-17	76	57	
-18	77	58	При достижении на источнике теплоснабжения температуры обратной сетевой воды 70°С подъем температуры прямой сетевой воды прекращается независимо от температуры наружного воздуха.
-19	78	59	
-20	78	60	
-21	78	61	
-22	78	62	
-23	78	63	
-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 42 - Температурный график тепловой сети от котельной «ММТП»

1.3.6.6. ООО «ИТЭ»

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



ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
отпущек тепловой энергии от теплогенерирующего объекта
(г. Яс.п/л. 22 в/л № 6 Илв. № 22)
ФГБУ "ЦЭКУ" по СКК СКФ МО РФ

Среднесуточная температура наружного воздуха, оС	Температура сетевой воды в трубопроводе (оС)	
	Подключением	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 43 – 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. Она связана с несоответствием проектных и фактических теплогидравлических характеристик эксплуатируемых многие годы систем, особенно систем теплоснабжения. Основные обобщенные характеристики существующих систем теплоснабжения: 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 эксплуатируемых систем не только отличаются от проектных, но и являются неопределёнными, что требует их идентификации по наблюдаемым фактическим значениям режимных характеристик.

Для существующего состояния всех крупных систем централизованного теплоснабжения характерна разница между договорными и фактическими нагрузками. При этом циркуляционный расход теплоносителя в этих системах соответствует договорным нагрузкам при проектном температурном графике 150/70 (или превышает указанный расход). Однако отопительно-вентиляционные нагрузки, оцененные по измерениям на коллекторах крупных теплоисточников, после 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.

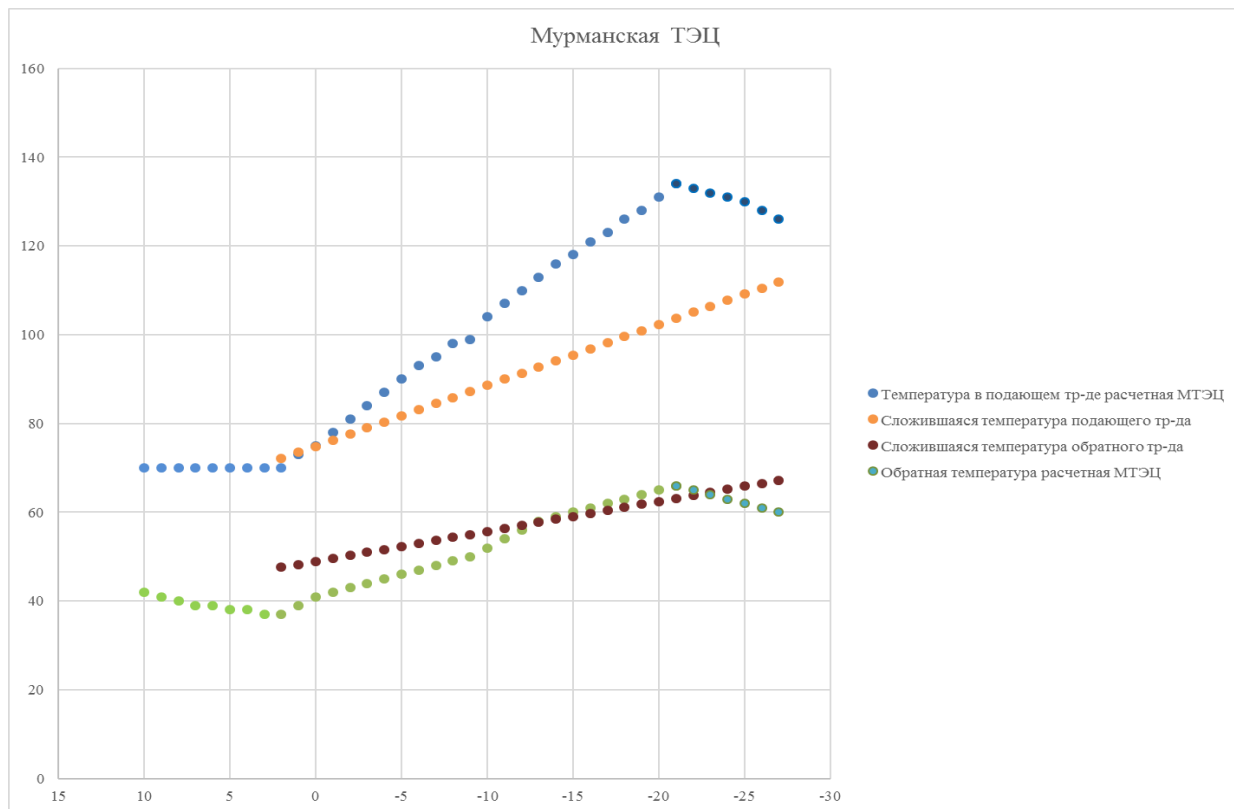


Рисунок 44 – Графики теплоотпуска Мурманской ТЭЦ

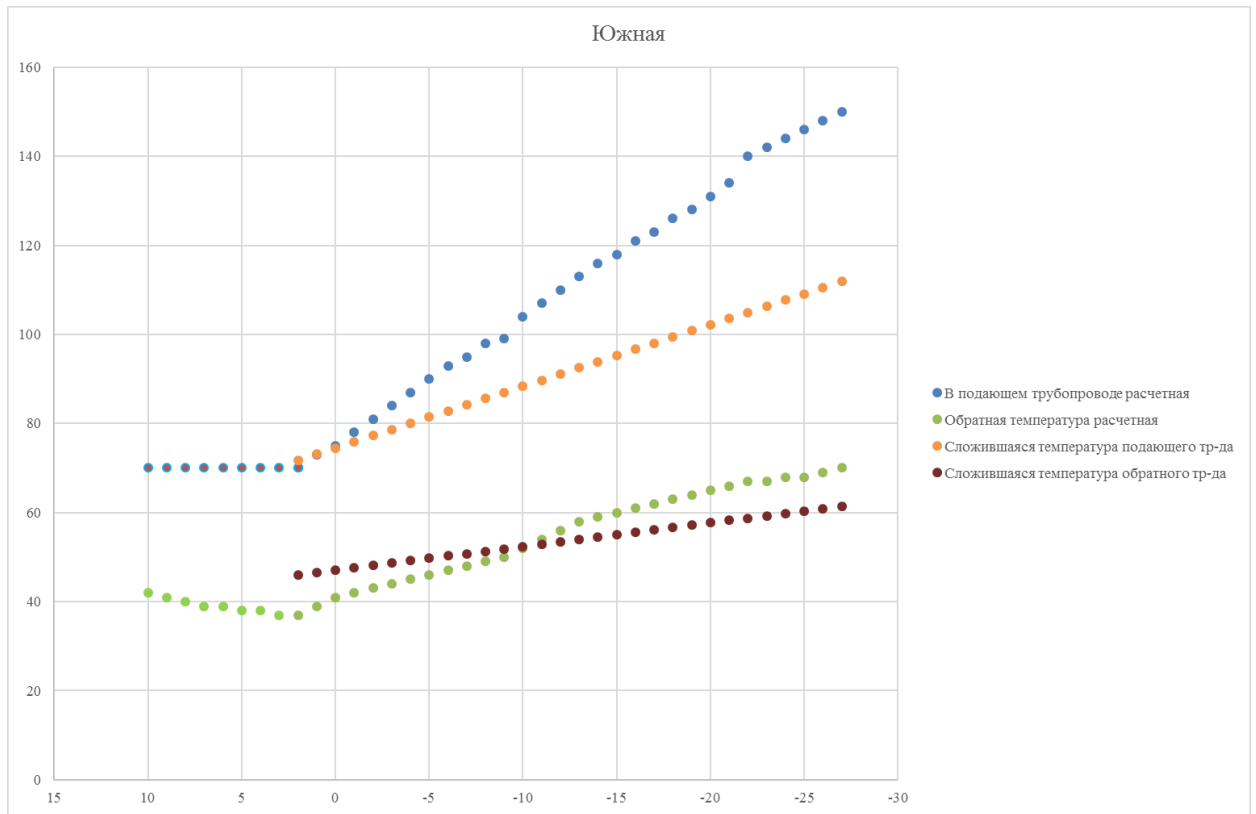


Рисунок 45 – Графики теплоотпуска Южной котельной

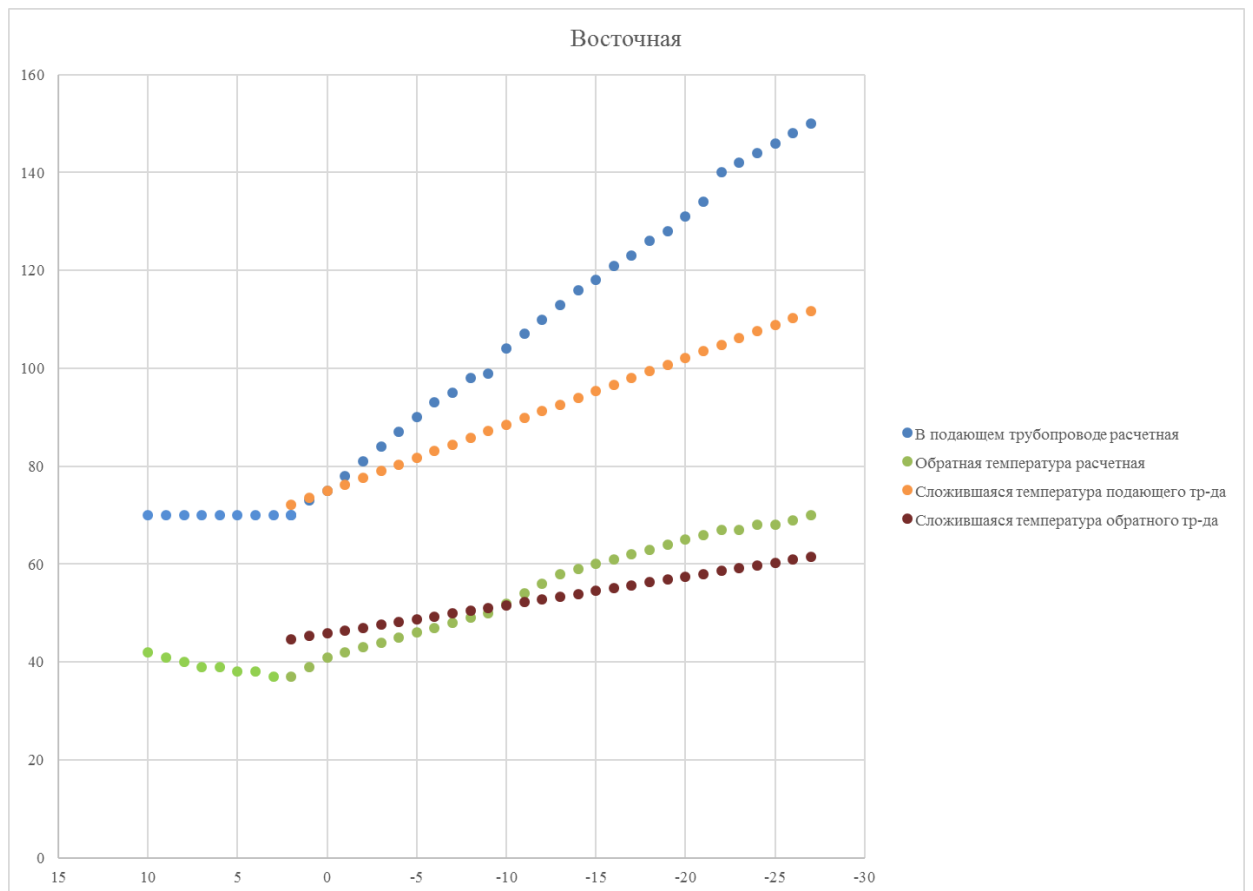


Рисунок 46 – Графики теплоотпуска Восточной котельной

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 $100 - \frac{281,341 - 181,34}{281,341} = 64,46\%$
- Южная котельная $100 - \frac{305,834 - 219,79}{305,834} = 71,87\%$
- Восточная котельная $100 - \frac{166,445 - 127,733}{166,445} = 76,74\%$
- Северная котельная $100 - \frac{189,753 - 154,917}{189,753} = 81,64\%$

В соответствии с оценкой фактических нагрузок, договорной расход в 1/0,64; 1/0,72 и 1/0,77, 1/0,82 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 2019-2024 гг. на тепловых сетях АО «Мурманская ТЭЦ» представлена в таблице 131.

Таблица 131 - Статистика аварий и инцидентов на тепловых сетях АО «Мурманская ТЭЦ» за 2019-2024 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 159 мм.)	06.10.2022	ТК-26/1 I луч от Мурманской ТЭЦ
2023	06.03.2023	Инцидент на участке тепловой сети	06.03.2023 (6 ч)	3 луч от Мурманской ТЭЦ
	11.08.2023	Инцидент на участке тепловой сети	12.08.2023 (20 ч)	Участок т/с между ТК-95/1 и ТК-95/1а от Мурманской ТЭЦ
2024	15.02.2024 в 14.45	Потеря прочности трубопровода вследствие коррозионного утонения стенки (нарушенная коррозия в верхней части трубы на 12 часов), вызванного нарушением герметичности плит перекрытия камеры и попадания внутрь воды.	8 ч 00 мин	ТК-78/3 от Южной котельной в районе дома № 24 по просп. Кольский, А26-00087-0011 от 25.11.2004, «Участок трубопровода теплосети (12)»
	09.03.2024 в 05.10	Потеря прочности трубопровода вследствие коррозионного утонения стенки (наружная коррозия в верхней части трубы на 12 часов), вызванного разрушением плиты перекрытия камеры, нарушением герметичности канала и попадания внутрь воды.	11 ч 50 мин	Участок теплосети между ТК-15/2 и ТК-15/2а по 2 лучу от Мурманской ТЭЦ в районе дома № 59 по пр. Ленина

Год	Дата возникновения	Причины	Время устранения	Место возникновения
2024	01.05.2024 в 05.45	В камере ТК-18/3а потеря прочности трубопровода вследствие коррозионного утонения стенки в минераловатной изоляции (наружная коррозия в верхней части трубы на 12 часов), вызванного разрушением асфальтового покрытия, нарушением герметичности плит перекрытия камеры и попадания внутрь воды; между ТК-12/3 и ТК-13/3 потеря прочности трубопровода вследствие утонения стенки (наружная коррозия в верхней части подающего трубопровода на 2 часа), вызванного наружной коррозией трубы на стыке скорлуп ППУ изоляции вследствие попадания воды через сломанные плиты перекрытия канала	23 ч 50 мин	3-й луч от КТЦ, ТК-18/3а по подающему трубопроводу теплосети АО «Мурманская ТЭЦ», уч. рег. № 25110, А26-00087-0011 от 25.11.2004, «Участок трубопровода теплосети (12)»
	10.10.2024 в 13.00	Причиной повреждения участка подающего трубопровода тепловой сети Ду 630 мм от насосной № 4 до П-3 от КЦ-1 явился разрыв сварного шва длиной 25 мм на 12 часов вследствие скрытого дефекта сварки; причиной повреждения участка трубопровода подающего тепловой сети Ду 630 мм от насосной № 4 до П-3 от КЦ-1 явился разрыв сварного шва длиной 20 мм на 12 часов вследствие скрытого дефекта сварки; причиной повреждения подающего трубопровода тепловой сети Ду 630 мм между ТК-33 и ТК-34 от КЦ-1 явилась потеря прочности трубопровода вследствие утонения стенки, вызванного наружной коррозией трубы на стыке скорлуп ППУ-изоляции вследствие нарушения герметичности плит перекрытия канала и попадания внутри воды.	9 ч 40 мин	На участке трубопровода тепловой сети от Южной котельной (котельный цех № 1): - между ТК-33 и ТК-34; – между П-3 и насосной № 4, А26-00087-0011 от 25.11.2004, «Участок трубопровода теплосети (12)», учетный № 25112
2025	-	За ОЗП 2025-2026 аварии и инциденты отсутствуют	-	-

Сводная таблица по количеству прорывов на тепловых сетях с учетом тепловых сетей ГВС по источникам АО «МЭС» за 2021-2025 год представлена в таблице 132.

Таблица 132 – Количество порывов на тепловых сетях по источникам АО «МЭС» за отопительные сезоны 2021-2025 гг.*

№ п/п	Источник теплоснабжения	Количество порывов в отопительный период			Количество порывов в межотопительный период	
		2021	2022	2025	2021	2022
1	Котельная «Северная»	42	28	92	136	154
2	Котельная «Роста»	16	15	21	14	9
3	Котельная «Абрам-Мыс»	0	0	4	0	3
4	Котельная «Фестивальная»	0	0	0	0	0
5	Котельная ТЦ «Росляково -1»	20	0	26	3	4
6	Котельная ТЦ «Росляково Южное»	8	0	19	0	0
7	Т/сети Октябрьского округа г. Мурманска	60	125	149	86	96
8	Т/сети Первомайского округа г. Мурманска	17	20	63	25	29
Итого по АО "МЭС"		163	188	374	264	295

*Информация за 2023-2024 годы отсутствует.

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

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

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

Должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.

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

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

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

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты.

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

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

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

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

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы. Годовые планы ремонтов утверждает 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 d_n , 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 теплопровода, 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:

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

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;

$m_{у.год.н}$ - 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», в том числе:	435228	90481
1	Г.Мурманск, АО «Мурманская ТЭЦ»	430 463	88435
2	г.Кола, от павильона Южной котельной П-2/4а до ЦТП станции Кола, ул.Приморская, д.2	4765	2046
	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
7	Передача ТЭ от МТЭЦ	111010,12	122257,73
	АО «ММТП»		
1	Котельная АО «ММТП», тепловые сети АО «ММТП» и ФГУП «Росморпорт»	1988,9	1058,5

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 угольной котельной МУП «МУК» отсутствуют.

Таблица 142 – Потери тепловой энергии в тепловых сетях

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
АО «Мурманская ТЭЦ»								
Мурманская ТЭЦ	Гкал	31 544	29 851	30 276	30 676	29 244	33 509	36 462
Южная котельная	Гкал	27 607	33 279	33 302	33 731	38 555	42 294	46 298
Восточная котельная	Гкал	24 431	25 308	26 647	27 550	20 356	21 505	24 083
АО «МЭС»								
Потери при передаче в сетях от Мурманской ТЭЦ	Гкал	н/д	41 473	41 962	40 082	40 010	41 258	40 506
Потери при передаче в сетях от Южной котельной	Гкал	н/д	41 847	44 358	43 868	43 660	42 162	42 350
Потери при передаче в сетях от Восточной котельной	Гкал	н/д	28 986	30 848	29 276	30 355	31 344	29 825
Котельная "Северная"	Гкал	58465	55200	57 577	55 993	58 355	56 895,0	57 310
Котельная "Роста"	Гкал	14299	13854	13 826	13 666	14 084	14 369,0	13 859
Котельная "Абрам-Мыс"	Гкал	1821	1821	1 853	1 825	1 897	1 847,0	1 836
Котельная ТЦ «Росляково - 1»	Гкал	10323	8699	9 993	9 434	8 784	8 898,0	9 404
Котельная ТЦ «Росляково Южное»	Гкал	1142	1089	1 238	1 169	1 123	1 060,0	1 141

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Котельная «Фестивальная»	Гкал	-	1256	1176	1 127	1 125	1 114,0	1 127
ООО «ИТЭ»								
Котельная №22	Гкал	1653	н/д	н/д	н/д	403,112	759,93	744,73
АО «ММТП»								
Котельная АО «ММТП», тепловые сети АО «ММТП» и ФГУП «Росморпорт»	Гкал	2325	2212	2 524,89	2279,2	2278,2	2368,0	2542,5
ООО «Тепло Людям. Кандалакша»								
Дизельная котельная	Гкал	-	-	-	-	-	246,7	689,93

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 теплопотребляющих 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 47, регулятор температуры подачи горячего водоснабжения отсутствует либо не функционирует. Малоэтажная застройка имеет подключение от ЦТП и насосных станций.

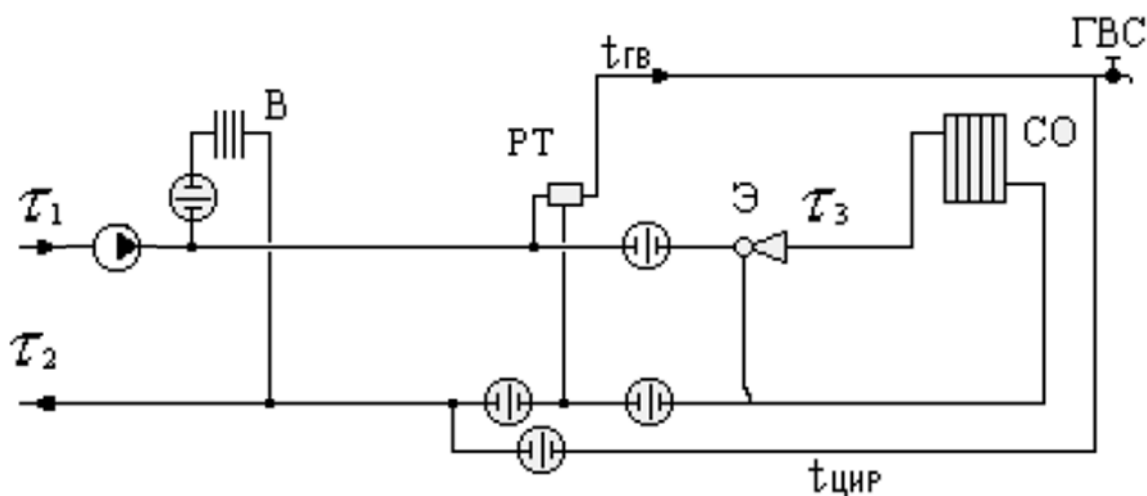


Рисунок 47 – Элеваторная схема присоединения потребителей

С начала 2014 года внедряются подключения детских садов и образовательных учреждений по схеме, представленной на рисунке 48.

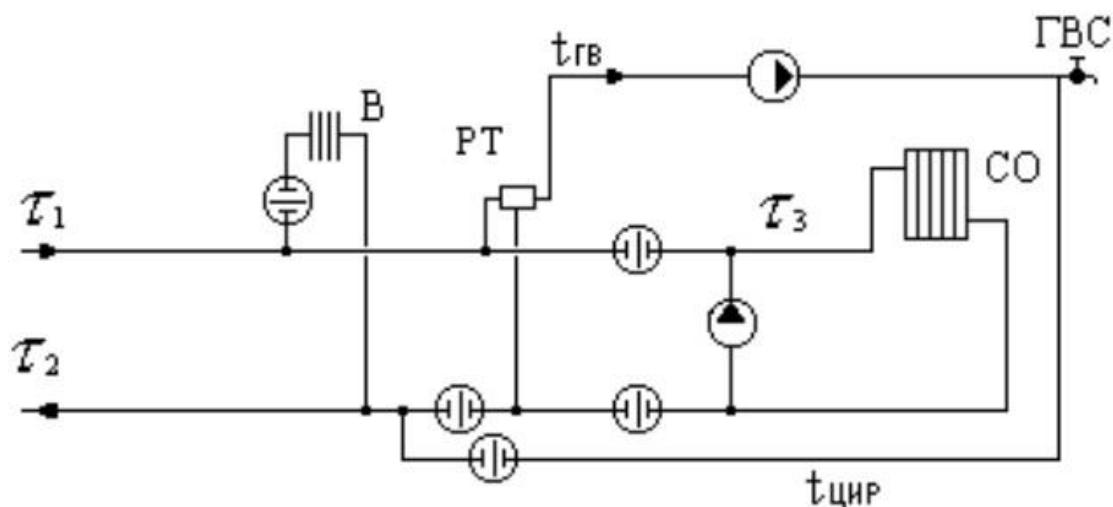


Рисунок 48 – Схема с открытым водоразбором на ГВС и насосным присоединением СО

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 49, котельной «Абрам-Мыс» – на рисунке 50.

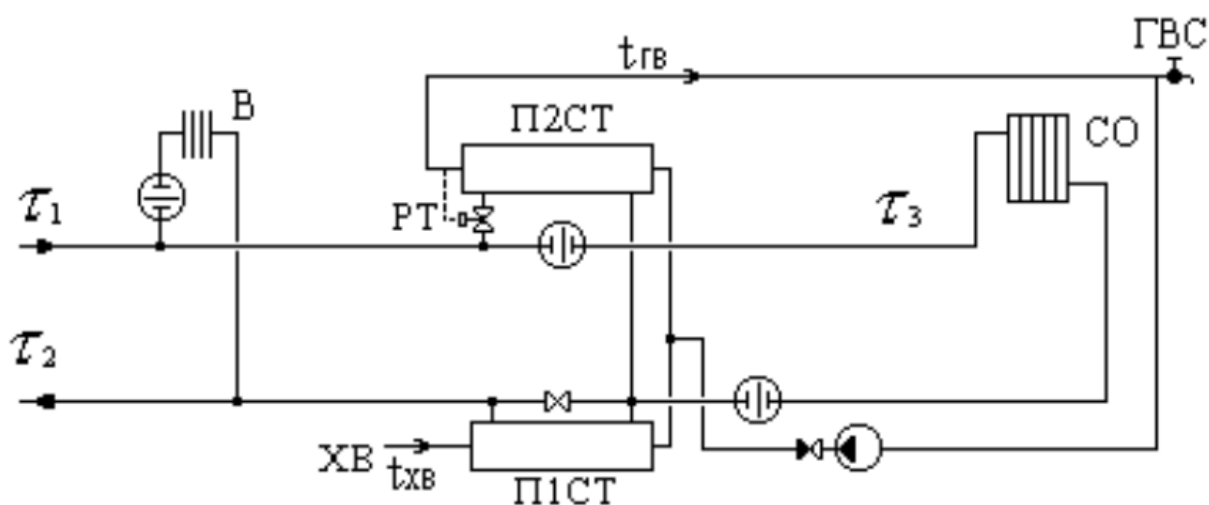


Рисунок 49 – Схема с двухступенчатым смешанным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением системы отопления

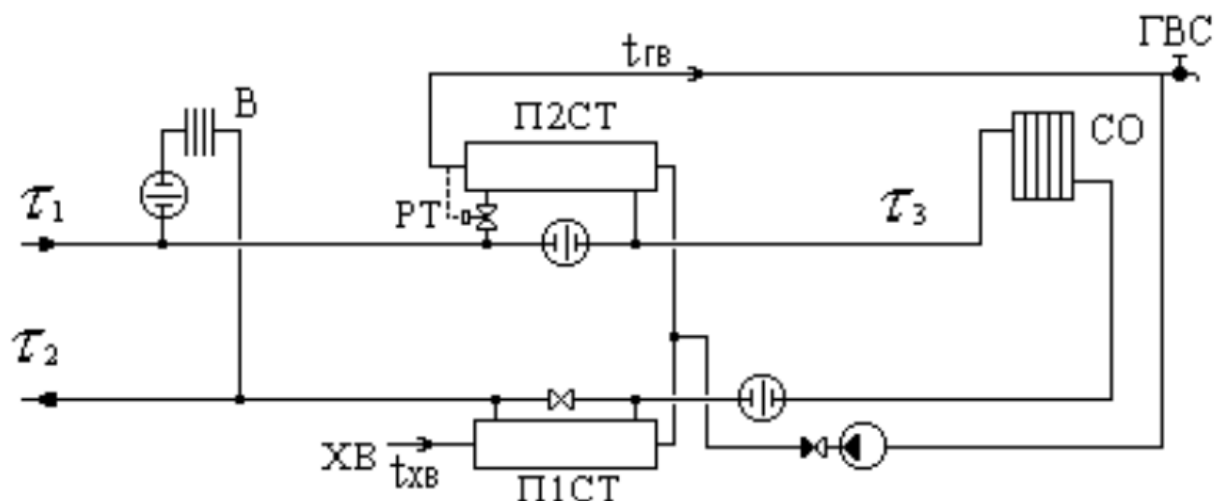


Рисунок 50 – Схема с двухступенчатым последовательным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением системы отопления

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.

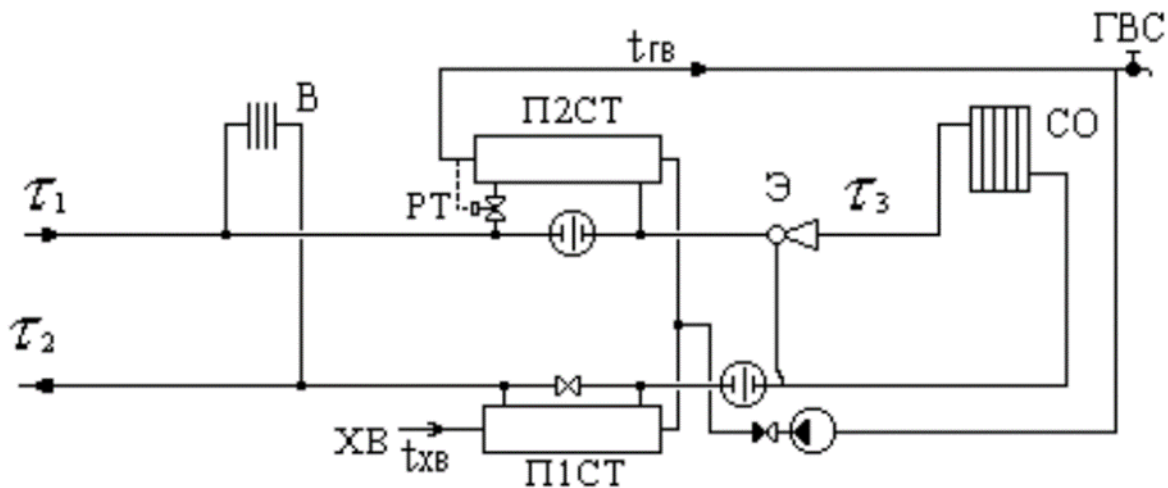


Рисунок 51 – Схема с двухступенчатым последовательным подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением системы отопления

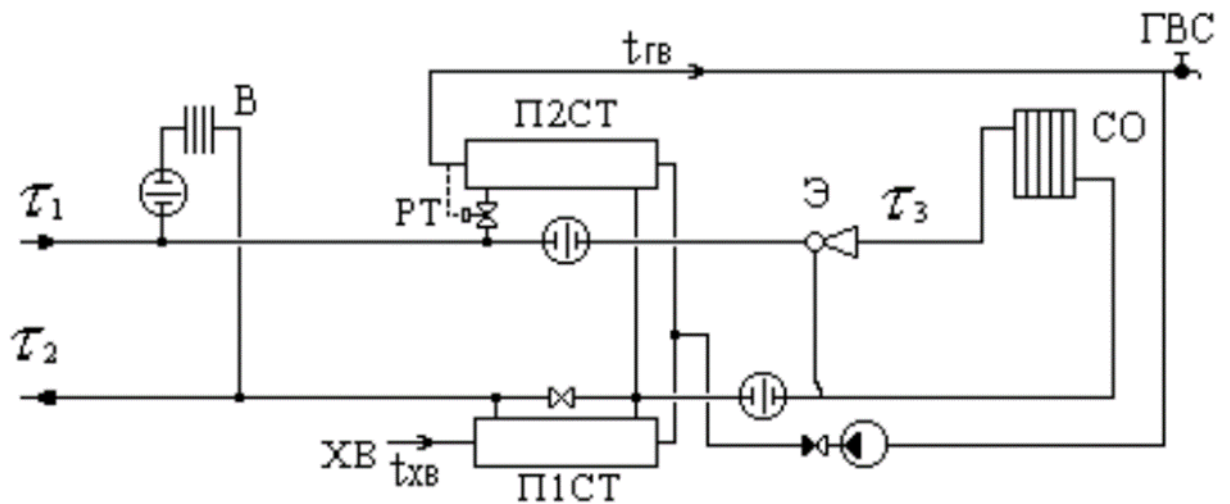


Рисунок 52 – Схема с двухступенчатым смешанным подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением системы отопления

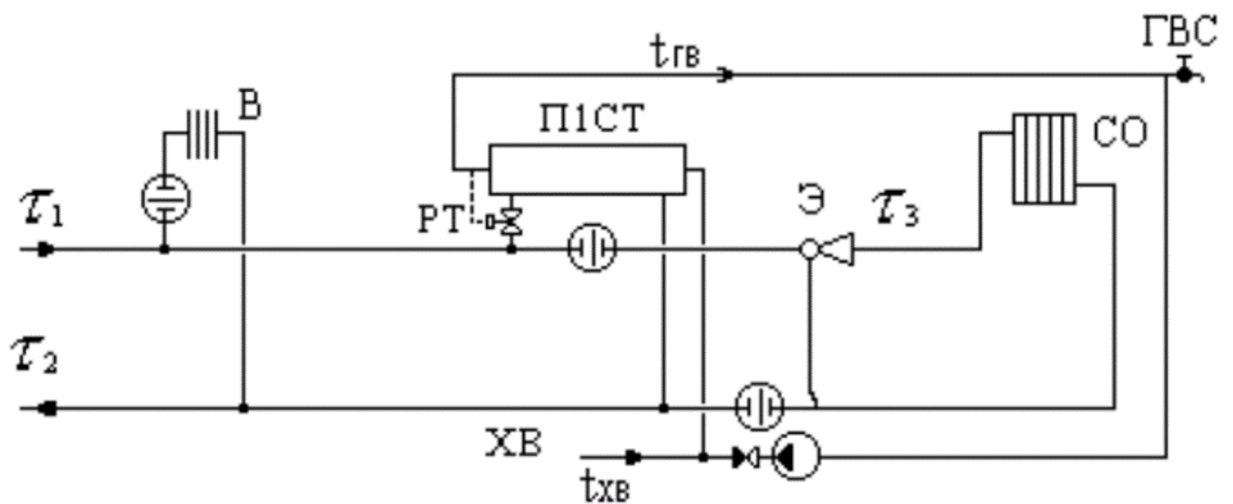


Рисунок 53 – Схема с параллельным подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением системы отопления

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

Потребители дизельной котельной ООО «ТЛК» 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 приборов	Всего объектов	Всего МКД	Кол-во МКД под учетом приборов	Оприборование в %	Всего отд-стоящих	Кол-во отдельностей зданий под учетом приборов	Оприборование в %	Всего зданий под учетом приборов
ВСЕГО:	921	2658	1657	337	20,3	1001	724	72,3	1061
Мурманская ТЭЦ	403	1135	606	88	14,5	529	389	73,5	477
Южная котельная	299	973	672	134	19,9	301	202	67,1	336
- в том числе Кола	10	18	12	7	58,3	6	3	50	10
Восточная котельная	219	550	379	115	30,3	171	133	77,8	248

Таблица 144 - Информация о наличии узлов учета тепловой энергии у потребителей АО «Мурманэнергосбыт»

№ п/п	Населенный пункт	Количество отапливаемых зданий		Количество объектов (зданий), оснащенных УУТЭ			
		Всего зданий	В том числе МКД	Всего объектов	%оснащенности объектов УУТЭ	В том числе МКД	% оснащенности МКД УУТЭ
	АО «Мурманэнергосбыт» в том числе:	987	641	662	67%	337	53%
1	Котельная "Северная"	720	444	536	74%	278	63%
2	Котельная "Роста"	144	101	82	57%	41	41%
3	Котельная "Абрам-Мыс"	17	13	12	71%	8	62%

№ п/п	Населенный пункт	Количество отапливаемых зданий		Количество объектов (зданий), оснащенных УУТЭ			
		Всего зданий	В том числе МКД	Всего объектов	%оснащенности объектов УУТЭ	В том числе МКД	% оснащенности МКД УУТЭ
4	Котельная по ул. Фестивальная	13	8	5	38%	0	0%
5	Котельная "Росляково"	93	75	27	29%	10	13%

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 дизельной котельной ООО «ТЛК» случаи аварии фиксируются потребителями и устраняются теплоснабжающей организацией.

На тепловых сетях от угольной котельной 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.

Ресурсоснабжающие организации (далее РСО), организации, осуществляющие деятельность в сфере управления многоквартирных домов (далее УО), должны иметь круглосуточно работающие оперативнодиспетчерские и аварийно-восстановительные службы (далее- Службы).

Персонал РСО, УО при ликвидации аварийной ситуации руководствуется утвержденными локальными инструкциями.

В РСО, УО, штатным расписанием которых не предусмотрены Службы, обязанности оперативного руководства возлагаются на лицо, определенное соответствующим приказом руководителя. Такие РСО, УО в обязательном порядке заключают договор со сторонней организацией на устранение аварийных ситуаций.

Для проведения работ по локализации и ликвидации аварийных ситуаций каждая РСО, УО должна создать, иметь в наличии для использования и восполнять резервы финансовых и материальных ресурсов (инструменты, механизмы, транспорт,

передвижные сварочные установки, запорная арматура и материалы, состав аварийно-восстановительных бригад и др.).

Взаимодействие РСО, УО, Мурманского муниципального бюджетного учреждения «Единая дежурно-диспетчерская служба» (далее - ЕДДС), администрации города Мурманска осуществляется посредством Единой системы мониторинга состояния сферы жилищно-коммунального хозяйства в Мурманской области (далее- Единая система).

Взаимодействие Единой системы, РСО, УО, ЕДДС осуществляется согласно Регламенту работы Единой системы мониторинга состояния сферы жилищно-коммунального хозяйства в Мурманской области, утвержденного приказом государственного областного бюджетного учреждения «Центр информационных технологий Мурманской области» от 01.07.2024 № 36.

Взаимодействия Единой системы, ЕДДС, РСО, УО осуществляется по схеме, представленной на рисунке ниже.

Схема взаимодействия



Рисунок 54. Схема взаимодействия Единой системы, ЕДДС, РСО, УО при проведении аварийно-восстановительных работ

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 145.

Таблица 145 - ЦТП и НС, находящиеся в эксплуатации у АО «МЭС»

№ п/п	Администр. округ	Наименование объекта ЕГРН	Кадастровый №	Адрес	Примечания	График отпуска тепла
1	Мурманск / Первомайский	Помещение 1	51:20:0001010:1431	Мурманская обл., МО г. Мурманск, пр-кт Кольский, д.25а, пом. 1	Часть здания насосной станции 9 МКР пр. Кольский,25а	120/70
2	Мурманск / Первомайский	Помещение 1	51:20:0001055:157	Мурманская обл., МО г. Мурманск, ул. Фестивальная, 25а, пом 1	ЦТП	130/70
3	Мурманск / Первомайский	Насосная	51:20:0001152:89	Мурманская обл., МО г. Мурманск, ул. Генералова, д. 2а, пом.П	-	95/70
4	Мурманск / Первомайский	Здание центрального теплового пункта	51:20:0001303:833	Мурманская область, г. Мурманск, ул. Бондарная, д. 12а	-	95/70
5	Мурманск / Первомайский	Здание центрального теплового пункта	51:20:0001303:834	Мурманская обл, Городской округ город Мурманск, Мурманск г, Прибрежная ул, д.17 корп 1	-	95/70
6	Мурманск / Первомайский	Здание производственно-бытовое участка района №5	51:20:0001308:1408	Мурманская обл, Городской округ город Мурманск, Мурманск г, Шевченко ул, д 16	-	95/70
7	Мурманск / Первомайский	Помещения	51:20:0001308:1176	Мурманская обл.,МО г. Мурманск, ул. Шевченко д. 26а	Насосная	95/70
8	Мурманск / Первомайский	Помещение	51:20:0001152:123	Мурманская обл., МО г. Мурманск, ул. Генералова, д. 2/18, пом. III	Насосная	95/70
9	Мурманск / Первомайский	Здание бойлерной	51:20:0001010:93	Мурманская обл., МО г. Мурманск, пр-кт Кирова, д. 31 б	-	95/70
10	Мурманск / Первомайский	Здание ЦТП	51:20:0001141:548	Мурманская обл, Городской округ город Мурманск, Мурманск г, Марата ул, д 22а	-	120/70
11	Мурманск / Октябрьский	Здание центрального теплового пункта, 2а кв.	51:20:0002015:2377	Мурманская обл, Городской округ город Мурманск, Мурманск г, Академика Павлова ул, д 12	-	95/70
12	Мурманск / Октябрьский	Часть строения - теплоцентр	51:20:0002015:219	Мурманская обл., МО г. Мурманск, ул. Павлова, д. 12	-	95/70
13	Мурманск / Октябрьский	Здание ЦТП, 34 кв.	51:20:0002033:1375	Мурманская обл, Городской округ город Мурманск, Мурманск г, Октябрьская ул, д.2б	-	95/70
14	Мурманск / Октябрьский	Часть здания ЦТП, 49 кв.	51:20:0002049:705	Мурманская область, г. Мурманск, ул. Карла Либкнехта, д. 15 Б	-	95/70
15	Мурманск / Октябрьский	Здание бойлерной ЦТП, 2 кв.	51:20:0002070:7829	Мурманская обл, Городской округ город Мурманск, Мурманск г, Академика Книповича ул, д 40а	-	95/70
16	Мурманск / Октябрьский	Здание ЦТП №2, 406 мкр.	51:20:0002403:2342	Мурманская область, г. Мурманск, ул. Скальная, д.26а	-	120/70
17	Мурманск / Октябрьский	Здание ЦТП №5, 406 мкр.	51:20:0002406:3060	Мурманская обл, Городской округ город Мурманск, Мурманск г, Верхне-Ростинское шоссе, д 9а	-	120/70
18	Мурманск / Октябрьский	Здание ЦТП № 3, 404 мкр.	51:20:0002404:2321	Мурманская обл, Городской округ город Мурманск, Мурманск г. Старостина ул, д.79а	-	120/70

№ п/п	Администр. округ	Наименование объекта ЕГРН	Кадастровый №	Адрес	Примечания	График отпуска тепла
19	Мурманск / Октябрьский	Здание ЦТП №1, 403 мкр.	51:20:0002403:2343	Мурманская обл, Городской округ город Мурманск, Мурманск г, Скальная ул. д. 2а	-	120/70
20	Мурманск / Октябрьский	Здание ЦТП №4, 406 мкр.	51:20:0002402:3873	Мурманская область, г. Мурманск, ул. Георгия Седова, д. 22а	-	120/70
21	Мурманск / Октябрьский	Здание ЦТП	51:20:0002013:1553	Мурманская обл, Городской округ город Мурманск, Мурманск г, Чапаева ул, д 10 б	-	95/70
22	Мурманск / Ленинский	Здание элеваторного узла, ул. Капустина, 5а	51:20:0002021:2863	г. Мурманск , ул. Капустина, 5а	В составе сооружения КН 51:20:0002021:2863	95/70
23	Мурманск / Ленинский	Здание ЦТП, 202 кв., ул. Калинина, 77а	51:20:0002021:2863	г. Мурманск , ул. Калинина, 77а	В составе сооружения КН 51:20:0002021:2863	
24	Мурманск / Ленинский	ЦТП № 4, 171 кв., ул. Павлика Морозова, 4б	51:20:0002021:2863	г. Мурманск , ул. Павлика Морозова, 4б	В составе сооружения КН 51:20:0002021:2863	120/70
25	Мурманск / Ленинский	Помещение. Часть здания ЦТП № 1, 203 кв., ул. Аскольдовцев, 30а	51:20:0002021:2863	г. Мурманск , ул. Аскольдовцев, 30а	В составе сооружения КН 51:20:0002021:2863	120/70
26	Мурманск / Ленинский	Здание ЦТП №5, 175 кв., ул. Свердлова, 17а	51:20:0002021:2863	г. Мурманск , ул. Свердлова, 17а	В составе сооружения КН 51:20:0002021:2863	120/70
27	Мурманск / Ленинский	Помещения. Часть здания бойлерной на территории психо-неврологического диспансера, ул. Лобова, 14а	51:20:0002021:2863	г. Мурманск , ул. Лобова, 14а	В составе сооружения КН 51:20:0002021:2863	120/70
28	Мурманск / Ленинский	Здание насосной станции 62 кв., ул.Гер. Североморцев, 8а	51:20:0002021:2863	г. Мурманск , ул.Гер. Североморцев, 8а	В составе сооружения КН 51:20:0002021:2863	95/70
29	Мурманск / Ленинский	Здание насосной станции 204 микрорайона, ул. С. Ковалева, 20а	51:20:0002021:2863	г. Мурманск , ул. С. Ковалева, 20а	В составе сооружения КН 51:20:0002021:2863	120/70
30	Мурманск / Ленинский	Здание тепловой насосной станции, ул. Сафонова, 6а	51:20:0002021:2863	г. Мурманск , ул. Сафонова, 6а	В составе сооружения КН 51:20:0002021:2863	120/70
31	Мурманск / Ленинский	Здание насосной станции №2, ул. Ч.-Лучинского, 5а	51:20:0002021:2863	г. Мурманск , ул. Ч.-Лучинского, 5а	В составе сооружения КН 51:20:0002021:2863	120/70
32	Мурманск / Ленинский	Здание насосной станции №1, ул Свердлова, 45а	51:20:0002021:2863	г. Мурманск , ул Свердлова, 45а	В составе сооружения КН 51:20:0002021:2863	120/70
33	Мурманск / Ленинский	Помещение. Часть здания насосной № 4, ул. Миронова, 3а	51:20:0002021:2863	г. Мурманск , ул. Миронова, 3а	В составе сооружения КН 51:20:0002021:2863	120/70
34	Мурманск / Ленинский	Помещения	51:20:0003172:363	Мурманская обл.,МО г. Мурманск, ул. Калинина, д. 33	ЦТП	120/70

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 (по состоянию на 17.03.2026 г.), на учет в качестве бесхозяйной недвижимой вещи (бесхозяйные тепловые сети) в Управлении Росреестра по Мурманской области поставлены участки тепловой сети, представленные в таблице ниже.

Таблица 146 – Сведения о тепловых сетях, поставленных на учет в качестве бесхозяйных

№ п/п	Описание участка сети теплоснабжения	Протяженность	Кадастровый номер земельного участка	Дата выявления /документа
1	Участок сети теплоснабжения в двухтрубном исполнении, проходящий от наружной стены многоквартирного дома № 6 по улице Героев Рыбачьего и далее транзитом по подвальному помещению дома № 6 по улице Героев Рыбачьего до точки врезки отводов на тепловой пункт указанного дома, протяженностью ~ 25 м.п., диаметром ~ 114 мм	25 м.п.	51:20:0001309:3111	13.09.2024
2	Наружный участок сети теплоснабжения, расположенный в районе многоквартирных домов №№ 22, 24, 26, 28 по проспекту Героев-Североморцев на земельном участке 51:20:0003202:4707	540 м.п.	51:20:0003202:4754	12.09.2024
3	Участок сети теплоснабжения в двухтрубном исполнении, проходящий транзитом в подвальных помещениях домов №№ 17, 17а, 21, 23, 23а по улице Академика Книповича: диаметр 219 мм = 160 п.м., диаметр 133 мм = 50 п.м.	210 м.п. (160+50)	51:20:0002101:1329	09.07.2024
4	Участок сети теплоснабжения, проходящий от точки врезки в транзитные тепловые сети, проходящие по техническому подполью многоквартирного дома № 198 по проспекту Кольскому до наружной стены здания № 2 по улице Героев Рыбачьего, включая внутридомовые тепловые сети здания № 2 по улице Героев Рыбачьего	60 м.п.	51:20:0001309:3107	09.07.2024

№ п/п	Описание участка сети теплоснабжения	Протяженность	Кадастровый номер земельного участка	Дата выявления /документа
5	Участок сети теплоснабжения, в двухтрубном исполнении, проходящий транзитом по подвальному помещению многоквартирного дома № 9 корпус 4 по улице Капитана Пономарева, далее до наружной стены многоквартирного дома № 9 корпус 3 по улице Капитана Пономарева: диаметр 89 мм — 25 п.м., диаметр 108 мм — 30 м.п.	55 м.п. (25+30)	51:20:0001011:3462	09.07.2024
6	Наружный участок сети теплоснабжения, проходящий от тепловой камеры до многоквартирного дома № 3 по улице Полярной Дивизии	21 м.п.	51:20:0002126:1865	12.08.2024
7	Участок сети теплоснабжения в двухтрубном исполнении, проходящий транзитом по подвальному помещению дома № 3 по улице Олега Кошевого, далее до наружной стены дома № 5 по улице Олега Кошевого	118 м.п.	51:20:0001008:5309	09.07.2024
8	Участок системы теплоснабжения, проходящий транзитом по подвалу дома № 9 по переулку Арктическому и до наружной стены дома № 4 по улице Ушакова	47 м.п.	51:20:0003003:1563	25.12.2023
9	Участок сети теплоснабжения в двухтрубном исполнении, проходящий от тепловой камеры ТК-32/3, расположенной в районе дома № 114 корпус 1 по проспекту Кольскому, до тепловой камеры ТК-32/5, расположенной в районе дома № 126 по проспекту Кольскому	50 м.п.	51:20:0001008:5310	10.07.2024

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 14 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;
- **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.

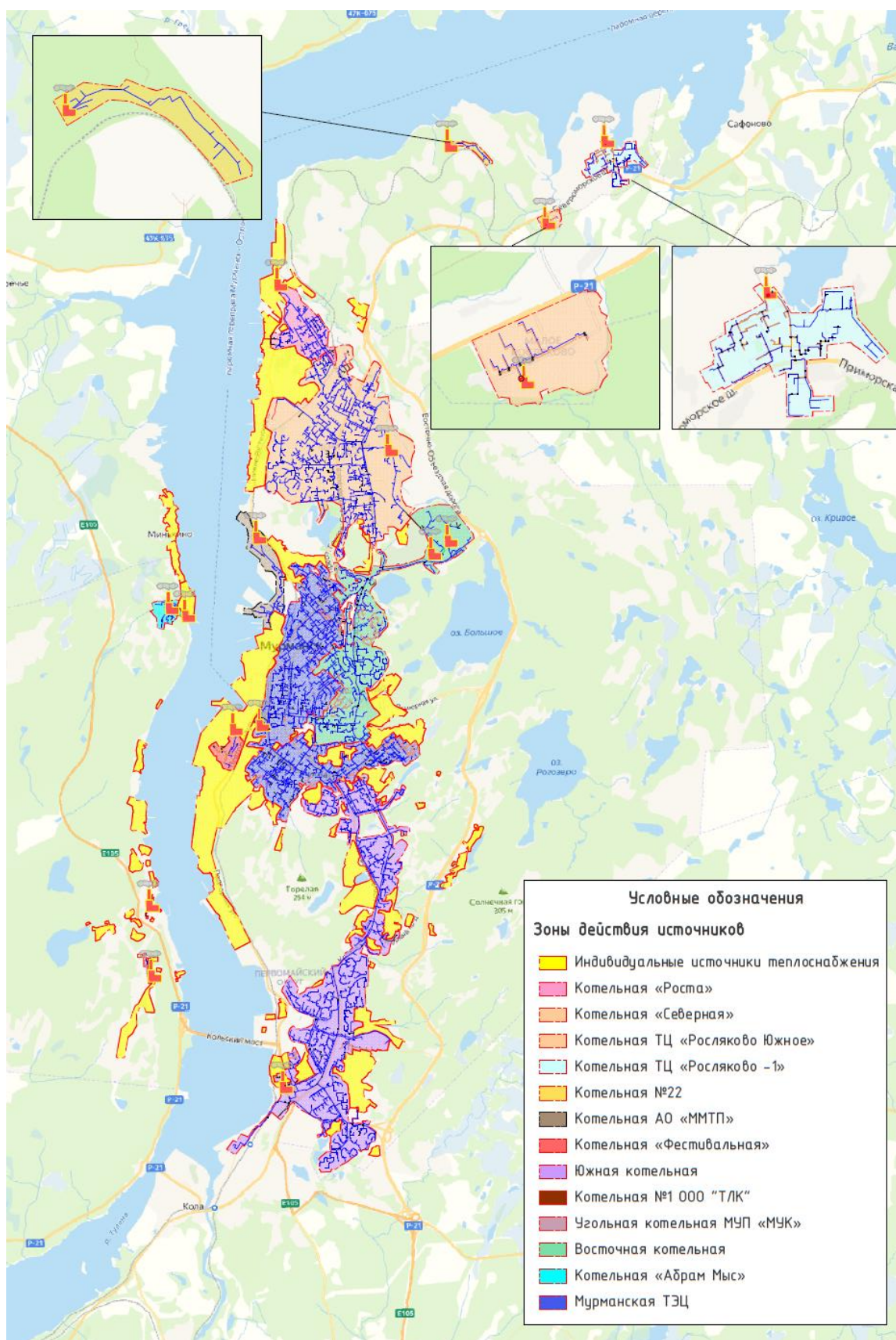


Рисунок 55. Зоны действия источников тепловой энергии г. Мурманск

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 2021-2025 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 2025 году составила 247 день (5928 ч). Среднемесячные температуры наружного воздуха представлены в таблице 147.

Таблица 147 – Среднемесячные температуры наружного воздуха

Период	Температура наружного воздуха				
	2021	2022	2023	2024	2025
январь	-11,1	-8	-5,3	-10,6	-9,5
февраль	-12,9	-7,6	-6,8	-9,1	-3,5
март	-4,4	-2,9	-7,6	-3,2	-2,9
апрель	1,8	-0,3	0,9	-2,8	-1,8
май	3,6	4,8	8,6	4,4	6,0
июнь	11,05	11,6	10,2	12,5	9,6
июль	14,8	15,9	12,8	16,6	13,6
август	11,8	14,8	14,3	15,7	14,1
сентябрь	6,1	7,5	10,3	11,6	11,6
октябрь	2	3,5	0	3,6	4,5
ноябрь	-5,5	-2,1	-6,8	-1,6	-4,2
декабрь	-9,2	-7,3	-10,2	-8,1	-5,6

Расчетная температура воздуха внутри помещений принята +20 °С.

Расчетная температура наружного воздуха и продолжительность отопительного периода, согласно СП 131.133330.2025, составляет -28 °С и 271 сутки соответственно.

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 148 и на рисунке 56.

Таблица 148 – Потребление тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха

Наименование округа	Всего	Отопление	Вентиляция	ГВС	Технология
	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч
Первомайский	246,1	201,3	18,6	26,3	0,0
Октябрьский	288,2	232,5	24,1	31,5	0,0
Ленинский	186,8	155,0	7,9	22,4	1,5
Всего	721,1	588,8	50,6	80,2	1,5

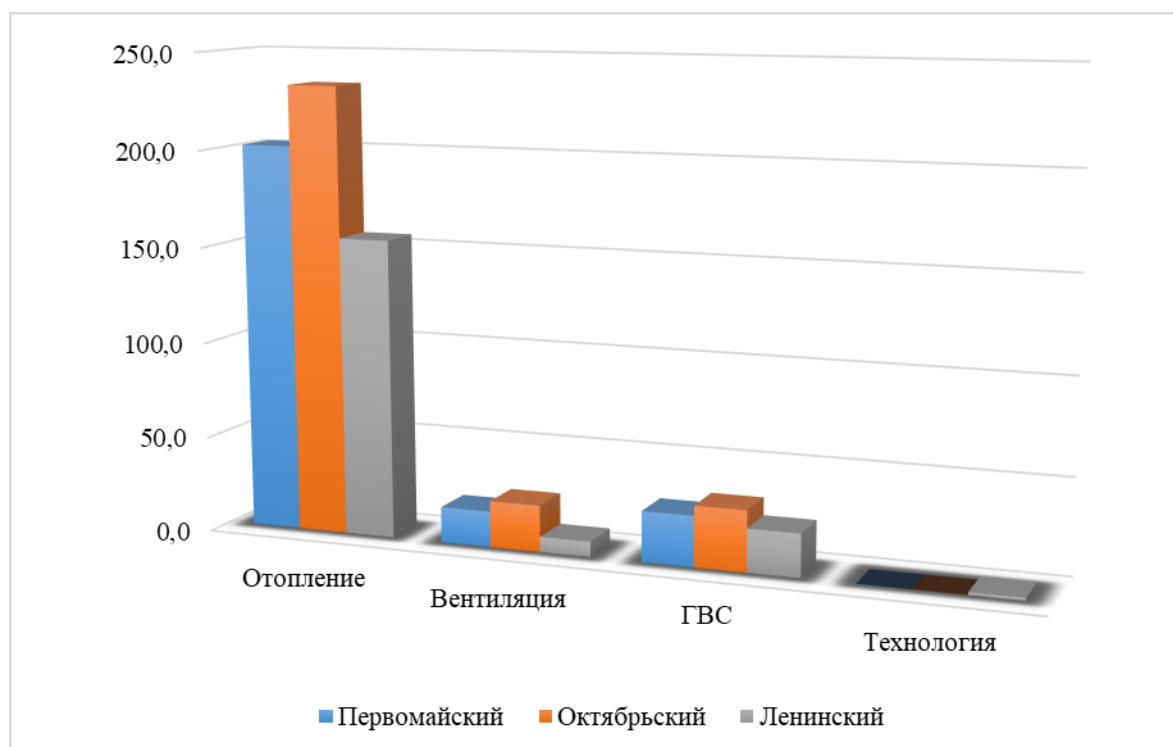


Рисунок 56. Потребление тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха

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.

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 2025 год представлен в таблице 149.

Таблица 149. Значение полезного отпуска тепловой энергии в 2025 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	746920,00	90593,00	76968,02	579358,98
2	Южная котельная	883566,00	64121,00	88648,00	730797,00
3	Восточная котельная	533381,00	42838,00	53908,30	421965,70
4	Котельная «Северная»	610431,00	48807,00	57310,00	504314,00
5	Котельная «Роста»	101571,00	8301,00	13859,00	79411,00
6	Котельная «Абрам-Мыс»	13944,00	1379,00	1836,00	10729,00
7	Котельная ТЦ «Росляково -1»	83879,00	4234,00	9404,00	70241,00
8	Котельная ТЦ «Росляково Южное»	8334,56	288,00	1140,56	6906,00
9	Котельная «Фестивальная»	11007,00	584,00	1127,00	9296,00
10	Угольная котельная МУП «МУК»	3957,00	0,00	0,00	3957,00
11	Дизельная котельная ООО «Тепло Людям. Кандалакша»	3112,39	105,25	689,93	2317,21
12	Котельная АО «ММТП»	20392,73	1194,01	2542,51	13549,30
13	Котельная №22	11629,62	643,02	759,93	10226,67

На основе отчетных данных, представленных в таблице выше, были получены значения расчетной тепловой нагрузки на коллекторах источников.

Таблица 150 - Значение полезного отпуска и расчетное значение тепловых нагрузок по источникам в 2025 году

№ п/п	Источник	Полезный отпуск тепловой энергии в 2025 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	579358,98	164,636	17,263	24,17	206,065
2	Южная котельная	730797,00	193,774	26,594	26,73	247,099
3	Восточная котельная	421965,70	113,495	14,400	16,34	144,234
4	Котельная «Северная»	504314,00	138,821	16,038	17,60	172,457
5	Котельная «Роста»	79411,00	22,415	2,323	4,32	29,055
6	Котельная «Абрам-Мыс»	10729,00	2,962	0,332	0,56	3,857
7	Котельная ТЦ «Росляково -1»	70241,00	19,402	2,197	2,89	24,491
8	Котельная ТЦ «Росляково Южная»	6906,00	1,861	0,232	0,35	2,438
9	Котельная «Фестивальная»	9296,00	2,711	0,243	0,36	3,312
10	Угольная котельная МУП «МУК»	3957,00	0,925	0,180	0,02	1,127
11	Дизельная котельная ООО «Тепло Людям. Кандалакша»	2317,21	0,696	0,053	0,22	0,972
12	Котельная АО «ММТП»	13 549,30	3,440	0,523	0,74	4,707
13	Котельная №22	10226,67	3,647	0,040	0,27	3,956

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. Володарского, д. 13, кв. 8;
8. г. Мурманск, ул. Ленинградская д. 24, кв. 112
9. г. Мурманск, ул. Горького, 2/12;
10. г. Мурманск, ул. Гарнизонная, 20;
11. г. Мурманск, ул. Гарнизонная 22;
12. г. Мурманск, ул. Траловая 2;
13. г. Мурманск, ул. Старостина, 47;
14. г. Мурманск, ул. Полярные Зори, д. 5, корп. 1;
15. г. Мурманск, ж.р. Росляково, ул. Заводская, д. 9, кв. 28;
16. г. Мурманск, ж.р. Росляково, ул. Заводская, д. 9, кв. 46;
17. г. Мурманск, ж.р. Росляково, ул. Заводская, д. 9, кв. 47;
18. г. Мурманск, ж.р. Росляково, ул. Зеленая, д. 7, кв. 1;
19. г. Мурманск, ж.р. Росляково, ул. Молодежная, д. 19, кв. 78;
20. г. Мурманск, ж.р. Росляково, ул. Приморская, д. 13, кв. 34;
21. г. Мурманск, ж.р. Росляково, ул. Приморская, д. 19, кв. 22;
22. г. Мурманск, ж.р. Росляково, ул. Приморская, д. 19, кв. 66;
23. г. Мурманск, ж.р. Росляково, ул. Приморская, д. 7, кв. 27;
24. г. Мурманск, ж.р. Росляково, ул. Советская, д. 2, кв. 30.

Также у двух многоквартирных домов используется газовое и печное отопление:

25. г. Мурманск, ул. Сосновый, 10 (газовое отопление);
26. г. Мурманск, ул. Челюскинцев, 21Б (печное отопление).

Перечень нежилых помещений с индивидуальным отоплением представлен в таблице ниже.

Таблица 151 - Нежилые помещения с индивидуальным отоплением

Котельная	Адрес
Котельная ТЦ «Росляково Южная»	ул. Молодежная, 12
Котельная «Роста»	ул. Лобова, 49/17
Котельная «Роста»	ул. Ушакова, 4
Котельная «Роста»	ул. Арктический, 9
Котельная «Роста»	ул. Лобова, 43/1
Котельная «Роста»	ул. Лобова, 43/2
Котельная «Роста»	ул. Сафонова, 47
Котельная «Северная»	пр. Героев-Североморцев, д. 5/3

Котельная	Адрес
Котельная «Северная»	ул. Гагарина, д. 19
Котельная «Северная»	ул. Подстаницкого, д. 16
Котельная «Северная»	ул. Свердлова, д. 16/9
Котельная «Северная»	ул. Подстаницкого, д. 20
Котельная «Северная»	ул. Подстаницкого, д. 20А
Котельная «Северная»	пр. Героев-Североморцев, д. 5/1
Котельная «Северная»	ул. Чумбарова-Лучинского, д. 24
Котельная «Северная»	пр. Героев-Североморцев, д. 73
Котельная «Северная»	ул. Ушакова, д. 5/1
Котельная «Северная»	ул. Ушакова, д. 5/2
Котельная «Северная»	ул. Ушакова, д. 7/2

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 152.

Таблица 152 – 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	541 297,45	579 358,98
Южная котельная	Гкал	671 928,23	730 797,00
Восточная котельная	Гкал	389 231,61	421 965,70
Котельная «Северная»	Гкал	467 674,14	504 314,00
Котельная «Роста»	Гкал	74 075,77	79 411,00
Котельная «Абрам Мыс»	Гкал	9 955,93	10 729,00
Котельная ТЦ «Росляково -1»	Гкал	65 190,26	70 241,00
Котельная ТЦ «Росляково Южная»	Гкал	6 372,85	6 906,00
Котельная «Фестивальная»	Гкал	8 739,48	9 296,00
Угольная котельная МУП «МУК»	Гкал	3 541,25	3 957,00
Дизельная котельная ООО «Тепло Людям. Кандалакша»	Гкал	2 194,22	2 317,21
Котельная АО «ММТП»	Гкал	12 338,62	13 549,30
Котельная №22	Гкал	10 133,89	10 226,67

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 от 14.01.2025 N 9 «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 153.

Таблица 153 – 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
Многоквартирные и жилые дома до 1999 года постройки включительно			
1-3	0,02801	0,02919	0,02919
4-6	0,02503	0,0241	-
7 и более	0,02766	0,02605	-
Многоквартирные и жилые дома после 1999 года постройки			
1-3	-	-	0,01552
4-6	0,0138	0,01405	-
7 и более	0,01142	0,01247	-

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 154.

Таблица 154 – 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

№ п/п	Категория жилых помещений	Норматив, куб. метр в месяц на человека
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
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 155.

Таблица 155 – 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 156 представлено сравнение договорной и расчетной тепловой нагрузки, полученной путем пересчета потребления тепловой энергии в 2024 году на расчетную температуру наружного воздуха.

Таблица 156 - 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	281,341	181,90	99,442	64,65%
	Отопление, вентиляция	251,43	164,64	86,796	65,48%
	ГВС	29,91	17,26	12,646	57,72%
Южная котельная	Всего	305,84	220,37	85,467	72,05%
	Отопление, вентиляция	264,58	193,77	70,806	73,24%
	ГВС	41,26	26,59	14,661	64,46%

Источник	Присоединенная тепловая нагрузка	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Соответствие договорной и расчетной тепловых нагрузок	
				Гкал/ч	%
Восточная котельная	Всего	166,44	127,895	38,549	76,84%
	Отопление, вентиляция	144,98	113,495	31,488	78,28%
	ГВС	21,46	14,400	7,062	67,10%
Котельная «Северная»	Всего	189,753	154,859	34,894	81,61%
	Отопление, вентиляция	167,239	138,821	28,418	83,01%
	ГВС	22,514	16,038	6,476	71,24%
Котельная «Роста»	Всего	27,321	24,738	2,584	90,54%
	Отопление, вентиляция	24,357	22,415	1,942	92,03%
	ГВС	2,965	2,323	0,642	78,36%
Котельная «Абрам Мыс»	Всего	3,657	3,294	0,363	90,07%
	Отопление, вентиляция	3,226	2,962	0,264	91,80%
	ГВС	0,431	0,332	0,099	77,12%
Котельная ТЦ «Росляково -1»	Всего	19,417	21,599	-2,182	111,24%
	Отопление, вентиляция	17,136	19,402	-2,266	113,23%
	ГВС	2,281	2,197	0,084	96,32%
Котельная ТЦ «Росляково Южная»	Всего	2,167	2,093	0,074	96,57%
	Отопление, вентиляция	1,890	1,861	0,029	98,45%
	ГВС	0,277	0,232	0,045	83,70%
Котельная «Фестивальная»	Всего	3,269	2,954	0,315	90,37%
	Отопление, вентиляция	2,958	2,711	0,247	91,65%
	ГВС	0,311	0,243	0,068	78,17%
Угольная котельная МУП «МУК»	Всего	0,928	1,105	-0,177	119,10%
	Отопление, вентиляция	0,770	0,925	-0,155	120,10%
	ГВС	0,158	0,180	-0,022	114,19%
Дизельная котельная ООО «Тепло Людям. Кандалакша»	Всего	0,585	0,749	-0,164	128,03%
	Отопление, вентиляция	0,484	0,696	-0,212	143,80%
	ГВС	0,101	0,053	0,048	52,63%
Котельная АО «ММТП»	Всего	14,034	3,963	10,071	28,24%
	Отопление, вентиляция	11,960	3,440	8,520	28,76%
	ГВС	2,074	0,523	1,551	25,23%
Котельная №22	Всего	2,827	3,687	-0,860	130,42%
	Отопление, вентиляция	2,792	3,647	-0,855	130,62%
	ГВС	0,035	0,040	-0,005	114,57%

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 23,16% (Восточная котельная) до 35,35% (Мурманская ТЭЦ);

- АО «МЭС» - от 3,43 % (котельная ТЦ «Росляково Южная») до 18,39% (котельная «Северная»);

- АО «ММТП – 69,05%.

И лишь на источниках МУП «МУК», ООО «ТЛК», АО «МЭС» (котельная ТЦ «Росляково-1») и ООО «ИТЭ» 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 268,375 Гкал/ч или 73,63 %.

Полученные значения расчетной тепловой нагрузки, не превышающей договорную, будут использованы при формировании тепловых балансов в последующих главах; для источников МУП «МУК», ООО «ТЛК» и ООО «ИТЭ» 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 2025 г. представлены в таблице 157. 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 ТСО.

Таблица 157 – Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки источников теплоснабжения

Наименование источника	Ед. измерения	Значение показателя
Мурманская ТЭЦ		
Установленная мощность	Гкал/час	286,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	286,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	34,69
то же в %	%	12,13
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	251,31
Потери в тепловых сетях, в т.ч.	Гкал/час	24,17
то же в %	%	11,73
Потери в тепловых сетях АО «Мурманская ТЭЦ»	Гкал/час	11,45
то же в %	%	5,56
Потери в тепловых сетях АО «МЭС»	Гкал/час	12,72
то же в %	%	6,17
Присоединенная (договорная) нагрузка	Гкал/час	281,34
Резерв ("+")/ Дефицит("-")*	Гкал/час	-54,19
	%	-21,56
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	181,9
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	165,3
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	-40,75
	%	-24,65
Южная котельная		
Установленная мощность	Гкал/час	461,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	461,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	33,46
то же в %	%	7,26
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	427,54
Потери в тепловых сетях, в т.ч.	Гкал/час	26,73
то же в %	%	10,82
Потери в тепловых сетях АО «Мурманская ТЭЦ»	Гкал/час	13,96
то же в %	%	5,65
Потери в тепловых сетях АО «МЭС»	Гкал/час	12,77
то же в %	%	5,17
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	220,37
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	327,54

Наименование источника	Ед. измерения	Значение показателя
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	80,45
	%	24,56
Присоединенная договорная нагрузка	Гкал/час	305,84
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника (по договорной нагрузке)	Гкал/час	332,57
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла (по договорной нагрузке)	Гкал/час	327,54
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	-5,02
	%	-1,53
Восточная котельная		
Установленная мощность	Гкал/час	390,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	390,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	32,21
то же в %	%	8,26
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	357,79
Тепловая мощность, получаемая от АО «Завод ТО ТБО»	Гкал/час	0,00
Потери в тепловых сетях, в т.ч.	Гкал/час	16,34
то же в %	%	11,33
Потери в тепловых сетях АО «Мурманская ТЭЦ»	Гкал/час	7,30
то же в %	%	5,06
Потери в тепловых сетях АО «МЭС»	Гкал/час	9,04
то же в %	%	6,27
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	127,90
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	257,79
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	113,56
	%	44,05
Присоединенная договорная нагрузка	Гкал/час	166,44
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника (по договорной нагрузке)	Гкал/час	182,78
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла (по договорной нагрузке)	Гкал/час	257,79
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	75,01
	%	29,10
АО «МЭС»		
Котельная «Северная»		
Установленная мощность	Гкал/час	337,7
Располагаемая мощность	Гкал/час	337,7
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	13,45
то же в %	%	7,24
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	324,25
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	17,60
то же в %	%	10,20
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	154,86
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	294,2
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	121,79
	%	41,39
Присоединенная договорная нагрузка	Гкал/час	189,75
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника (по договорной нагрузке)	Гкал/час	211,3
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла (по договорной нагрузке)	Гкал/час	291,2
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	79,90
	%	27,44

Наименование источника	Ед. измерения	Значение показателя
Котельная «Абрам-Мыс»		
Установленная мощность	Гкал/час	6,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	6,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,42
то же в %	%	9,89
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	5,58
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,56
то же в %	%	14,61
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	3,29
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	5,58
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	1,72
	%	30,83
Присоединенная договорная нагрузка	Гкал/час	3,66
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника (по договорной нагрузке)	Гкал/час	4,28
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла (по договорной нагрузке)	Гкал/час	3,38
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	-0,90
	%	-26,70
Котельная «Роста»		
Установленная мощность	Гкал/час	60,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	60,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	2,59
то же в %	%	8,17
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	57,4
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	4,32
то же в %	%	14,86
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	24,74
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	35,2
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	6,16
	%	17,49
Присоединенная договорная нагрузка	Гкал/час	27,32
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника (по договорной нагрузке)	Гкал/час	32,1
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла (по договорной нагрузке)	Гкал/час	34,9
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,85
	%	8,17
Котельная ТЦ «Росляково - 1»		
Установленная мощность	Гкал/час	53,2
Располагаемая мощность	Гкал/час	47,6
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	1,30
то же в %	%	5,05
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	46,3
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	2,89
то же в %	%	11,81
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	21,60
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	37,9
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	13,41
	%	35,38
Присоединенная договорная нагрузка	Гкал/час	19,42
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника (по договорной нагрузке)	Гкал/час	22,0

Наименование источника	Ед. измерения	Значение показателя
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла (по договорной нагрузке)	Гкал/час	38,0
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	16,01
	%	42,11
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 %	%	3,46
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	7,29
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,35
то же в %	%	14,17
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	2,09
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	6,69
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	4,25
	%	63,57
Присоединенная договорная нагрузка	Гкал/час	2,17
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника (по договорной нагрузке)	Гкал/час	2,52
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла (по договорной нагрузке)	Гкал/час	6,69
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	4,16
	%	62,26
Котельная «Фестивальная»		
Установленная мощность	Гкал/час	9,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	9,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,16
то же в %	%	4,48
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	8,8
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,36
то же в %	%	10,81
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	2,95
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	5,8
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,53
	%	43,34
Присоединенная договорная нагрузка	Гкал/час	3,27
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника (по договорной нагрузке)	Гкал/час	3,6
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла (по договорной нагрузке)	Гкал/час	5,8
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,21
	%	37,88
МУП «МУК»		
Угольная котельная		
Установленная мощность	Гкал/час	3,13
Располагаемая мощность	Гкал/час	3,13
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,0
то же в %	%	0,00
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	3,13
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,02
то же в %	%	1,91
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	1,11
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	1,88
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,91

Наименование источника	Ед. измерения	Значение показателя
	%	48,47
Присоединенная договорная нагрузка	Гкал/час	0,928
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника (по договорной нагрузке)	Гкал/час	0,95
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла (по договорной нагрузке)	Гкал/час	2,63
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	1,68
	%	63,90
ООО «ГЛК»		
Дизельная котельная		
Установленная мощность	Гкал/час	2,06
Располагаемая мощность	Гкал/час	2,06
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,03
то же в %	%	3,38
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	2,03
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,223
то же в %	%	22,94
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	0,75
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	1,01
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,03
	%	3,35
Присоединенная договорная нагрузка	Гкал/час	0,585
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника (по договорной нагрузке)	Гкал/час	0,81
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла (по договорной нагрузке)	Гкал/час	1,01
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,20
	%	19,65
Котельная АО «ММТП»		
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	0,65
то же в %	%	15,80
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	3,96
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	7,43
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,81
	%	37,87
Присоединенная договорная нагрузка	Гкал/час	14,034
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника (по договорной нагрузке)	Гкал/час	14,69
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла (по договорной нагрузке)	Гкал/час	7,43
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	-7,26
	%	-97,69
ООО «ИТЭ»		
Котельная №22		
Установленная мощность	Гкал/час	14,30
Располагаемая мощность	Гкал/час	14,30
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,23
то же в %	%	5,54
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	14,07
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,27

Наименование источника	Ед. измерения	Значение показателя
то же в %	%	6,79
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	3,69
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	4,07
Резерв ("+"/ Дефицит("-"))	Гкал/час	0,11
	%	2,76
Присоединенная договорная нагрузка	Гкал/час	2,827
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника (по договорной нагрузке)	Гкал/час	3,10
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла (по договорной нагрузке)	Гкал/час	4,07
Резерв ("+"/ Дефицит("-"))	Гкал/час	0,97
	%	23,90
ИТОГО г. Мурманск		
Установленная мощность	Гкал/час	1643,80
Располагаемая мощность	Гкал/час	1638,20
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	118,98
то же в %	%	7,26
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	1519,17
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	94,48
то же в %	%	11,2
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	749,21

*Резерв рассчитан без учета аварийного вывода самого мощного котла (резерв возникает уже при работе источника в эксплуатационном режиме)

В настоящее время, дефицит тепловой мощности наблюдается на 2-х источниках города: на Мурманской ТЭЦ (по фактической и договорной нагрузке) и на Южной котельной (по договорной нагрузке (при аварийном выводе самого мощного котла)).

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 158 приведен перечень резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии. Как видно из таблицы, дефицит тепловой мощности (при фактической присоединенной нагрузке) на источниках г.Мурманска наблюдается на Мурманской ТЭЦ и составляет 40,75 Гкал/ч.

Таблица 158 – Перечень резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии (по фактической присоединенной тепловой нагрузке)

Показатель	Размерность	Значение показателя
Мурманская ТЭЦ*		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	-40,75
	%	-24,65
Южная котельная*		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	80,45
	%	24,56
Восточная котельная		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	113,56
	%	44,05
Котельная «Северная»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	121,79
	%	41,39
Котельная «Абрам-Мыс»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	1,72
	%	30,83
Котельная «Роста»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	6,16
	%	17,49
Котельная ТЦ «Росляково - 1»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	13,41
	%	35,38
Котельная ТЦ «Росляково Южное»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	4,25
	%	63,57
Котельная «Фестивальная»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,53
	%	43,34
Угольная котельная МУП «МУК»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,91
	%	48,47
Дизельная котельная ООО «Тепло Людям. Кандалакша»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,03
	%	3,35
Котельная АО «ММП»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,81
	%	37,87
Котельная №22		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,11
	%	2,76

* Дефицит тепловой мощности в настоящее время наблюдается на Мурманской ТЭЦ (по фактической и договорной нагрузке) и на Южной котельной (по договорной нагрузке (при аварийном выводе самого мощного котла).

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 159.

Таблица 159 – 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	9,0	5,0
Южная котельная	11,5	6,5	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 160.

Таблица 160 – 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 161.

Таблица 161 – 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» и ООО «Тепло Людям.Кандалакша» представлен в таблице 162.

Таблица 162 – Гидравлический режим работы головных участков тепловых сетей котельных МУП «МУК» и ООО «Тепло Людям.Кандалакша»

Источник	P ₁ , кгс/см ²	P ₂ , кгс/см ²
Угольная котельная МУП «МУК»	4,5	2,3
Дизельная котельная ООО «Тепло Людям.Кандалакша»	6	3

Располагаемый напор на угольной котельной составляет 22 м в. ст, на дизельной котельной – 30 м в. ст.

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 57.



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 57 – 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 и Южной котельной (по договорной нагрузке (при аварийном выводе самого мощного котла), 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 (в рамках ограничений действующих на каждом из источников – дефицит тепловой мощности Южной котельной (по договорной нагрузке (при аварийном выводе самого мощного котла) и отсутствие резерва пропускной способности тепловых сетей Восточной котельной по нижней зоне - после насосной станции №7) .

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 pH 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 163.

Таблица 163 – 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 164.

Таблица 164 – 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 X-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 165.

Таблица 165 – 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.) X-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 166.

Таблица 166 – 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 167.

Таблица 167 – 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 168.

Таблица 168 – 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 169.

Таблица 169 – 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»

На котельной установлена установка ХВО производительностью 2 т/ч, а также бак взрыхления.

1.7.1.4. ООО «Тепло Людям. Кандалакша»

На котельной установлена установка ХВО.

1.7.1.5. 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.

1.7.1.6. ООО «ИТЭ»

На котельной №22 предусмотрена установка ХВО, использующая в качестве ионита сульфуголь. Технические характеристики установки ХВО представлены в таблице 170.

Таблица 170 – Технические характеристики установки ХВО на котельной №22 ООО «ИТЭ»

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

Наименование оборудования	Технические характеристики
	объем – 3,54 м ²
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

Производительность водоподготовительных установок источников тепловой энергии в г. Мурманск приведена в таблице 171.

Таблица 171 – 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
Котельная «Северная»	92
Котельная «Роста»	92
Котельная «Абрам-Мыс»	25
Угольная котельная МУП «МУК»	2
Дизельная котельная ООО «Тепло Людям. Кандалакша»	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_u) 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 172.

Таблица 172 – 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 котельная МУП «МУК»	Дизельная котельная ООО «Тепло-Людам»	Котельная АО «ММТП»	Котельная ТЦ «Росляково -1»	Котельная ТЦ «Росляково Южное»	Котельная №22
Располагаемая производительность ВПУ	м³/ч	100	125	100	242	92	25	1	2	1,1	40	40	-	2
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0	0	10	10	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	6	0	0	0	1	0	0	0	0	0
Емкость баков аккумуляторов	тыс. м³	0	0	0	6	0	0	0	0,025	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м³/ч	47,0	46,0	37,0	230,47	0,88	0,04	0,07	0,05	0,04	0,16	0,63	0,06	0,004
Нормативные утечки теплоносителя	м³/ч	47,0	46,0	37,0	5,13	0,88	0,04	0,07	0,05	0,04	0,16	0,63	0,06	0,004
Сверхнормативные утечки теплоносителя	м³/ч	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)	м³/ч	0	0	0	225,34	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м³/ч	47,0	46,0	37,0	230,47	0,88	0,04	0,07	0,05	0,04	0,16	0,63	0,06	0,004
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м³/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	м³/ч	53,0	79,0	63,0	11,5	91,12	24,96	0,93	1,95	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

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 173.

Таблица 173 – 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 ООО «Тепло Людям. Кандалакша»	0,64
Котельная АО «ММП»	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;
- Котельная «Северная»;
- Котельная «Роста»;
- Котельная «Абрам-Мыс»;
- Котельная ТЦ «Росляково - 1»;
- Котельная ТЦ «Росляково Южное»;
- Котельная «Фестивальная»;
- Угольная котельная МУП «МУК»;
- Дизельная котельная ООО «Тепло Людям. Кандалакша»;
- 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 2021 по 2025 гг., представлена в таблице 174.

Таблица 174 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2021	2022	2023	2024	2025
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	9641	9616	9555,8	9523	9495

Топливо-энергетические балансы Мурманской ТЭЦ за 2021 - 2025 гг. представлены в таблице 175. Расход условного топлива на Мурманской ТЭЦ графически в виде диаграммы представлен на рисунке 58.

Таблица 175 – Топливо-энергетические балансы Мурманской ТЭЦ

Наименование показателя	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025
Расход топлива						
условное топливо	т у.т.	129 016	119 964	114 529	120 604	119 028
натуральное (сухое) топливо	т	93 670	87 331	83 897	88 651	87 754
Производство тепловой энергии	Гкал	798 681	749 738	717 413	754 664	746 920
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал	89 775	87 627	88 141	90 267	90 593
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	708 906	662 111	629 272	664 397	656 327

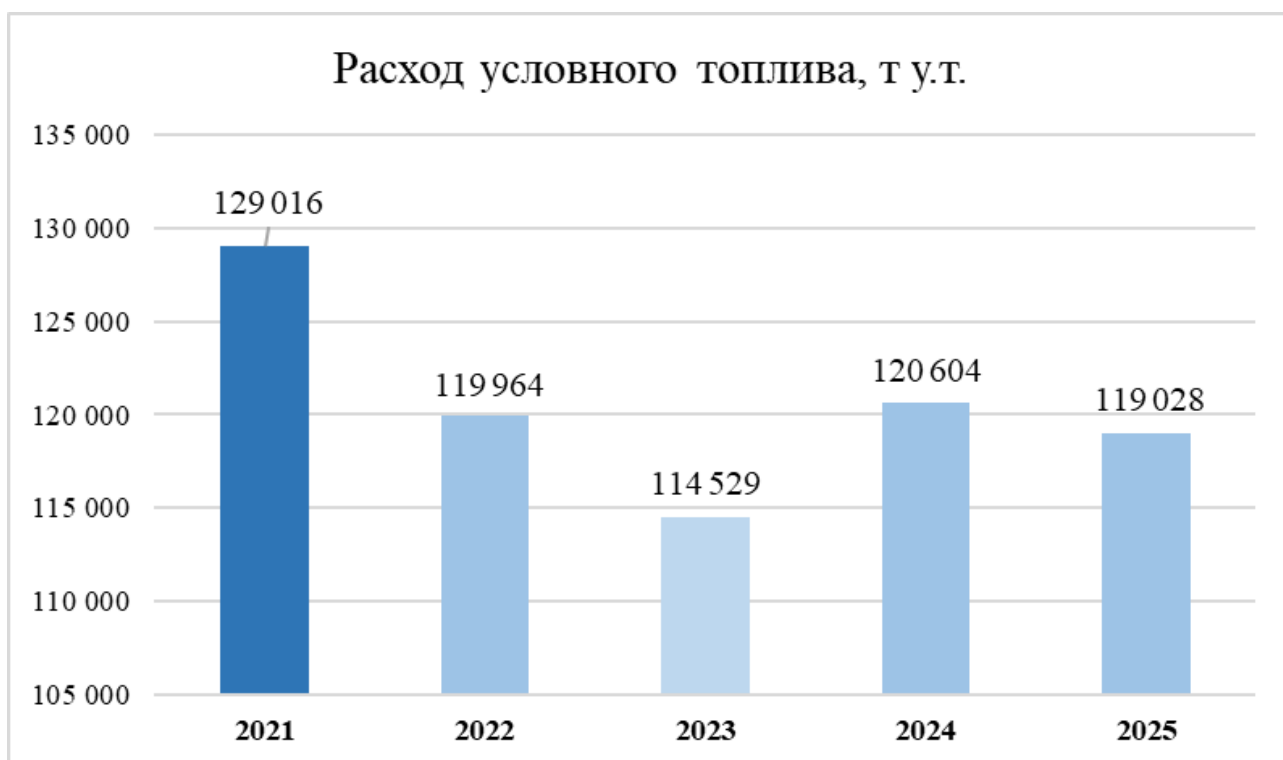


Рисунок 58 – Расход условного топлива на Мурманской ТЭЦ

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 2021 по 2025 гг., представлена в таблице 176.

Таблица 176 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2021	2022	2023	2024	2025
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	9620	8933	9363	9353	9270

Топливо-энергетические балансы Восточной котельной за 2021 - 2025 гг. представлены в таблице 177. Расход условного топлива Восточной котельной графически в виде диаграммы представлен на рисунке 59.

Таблица 177 – Топливо-энергетические балансы Восточной котельной

Наименование показателя	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025
Расход топлива:						
условного (мазут)	т.у.т.	86105	78431	82048	84194,00	81640
натурального (сухое)	т	62654	58028	61339,83	63013,89	61645
Производство тепловой энергии	Гкал	547946	496387	519517	533381	518712
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал	48977	48381	46026	47529	42838
Отпуск тепловой энергии с коллекторов (от сжигания топлива)	Гкал	498969	448006	473491	485852	475874
от использования т.эн. АО "Завод ТО ТБО"	Гкал	42291	47200	22357	7432	0
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	541260	495206	495848	493284	475874



Рисунок 59 – 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 2021 по 2025 гг., представлена в таблице 178.

Таблица 178 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2021	2022	2023	2024	2025
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	9 628	9134	9323	9299	9305

Топливо-энергетические балансы Южной котельной за 2021 - 2025 гг. представлены в таблице 179. Расход условного топлива Южной котельной графически в виде диаграммы представлен на рисунке 60.

Таблица 179 – Топливо-энергетические балансы Южной котельной

Наименование показателя	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025
Расход топлива						
условного	т.у.т.	157 963	142218	141132	142 859	139366
натурального (мазут)	т	114 839	105 064,9	105 968,6	107 535,6	104842
Производство тепловой энергии	Гкал	978 658	901 928	896 102	907 065	883566
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал	68 364	65 042	65 744	66 436	64121
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	910 294	836 886	830 358	840 629	819445



Рисунок 60 – Расход условного топлива на Южной котельной

1.8.1.4. 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 2021 по 2025 гг., представлена в таблице 180.

Таблица 180 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2021	2022	2023	2024	2025
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	9500,4	9542,8	9552,3	9530	9520

Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Топливо-энергетические балансы котельной «Северная» за 2021 - 2025 гг. представлены в таблице 181. Расход условного топлива на котельной «Северная» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 61.

Таблица 181 – Топливо-энергетические балансы котельной «Северная»

Наименование показателя	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025
Расход топлива						
условного	т.у.т.	103 792	99 789	95 726	98 282	99 529
натурального (мазут)	т	76 474	73 198	70 149	72 188	73 183
Производство тепловой энергии	Гкал	635 714	608 413	589 839	610 445	610 431
Собственные нужды	Гкал	49 588	47 945	46 711	43 391	48 807
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	586 126	560 468	543 128	562 895	561 624

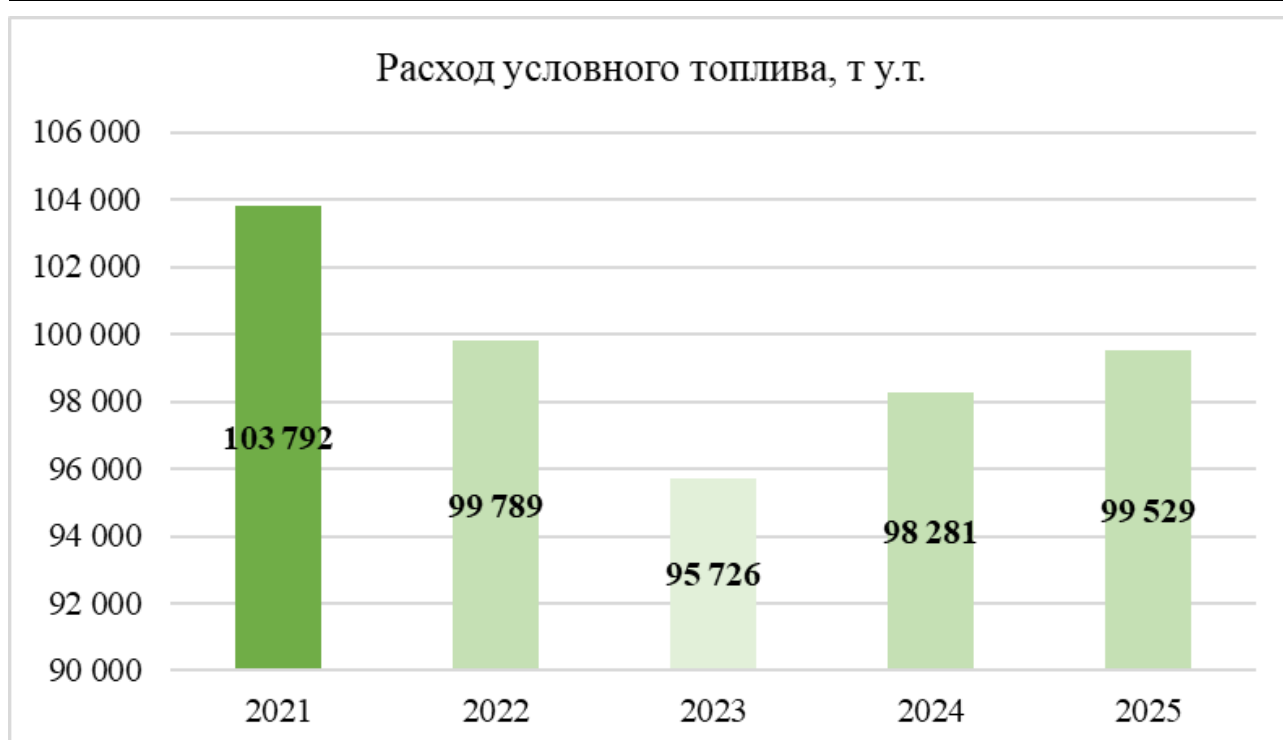


Рисунок 61 – Расход условного топлива на котельной «Северная»

1.8.1.5. 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 2021 по 2025 гг., представлена в таблице 182.

Таблица 182 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2021	2022	2023	2024	2025
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	9 536	9 549	9550,1	9510	9520

Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Топливо-энергетические балансы котельной «Роста» за 2021 – 2025 гг. представлены в таблице 183. Расход условного топлива котельной «Роста» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 62.

Таблица 183 – Топливо-энергетические балансы котельной «Роста»

Наименование показателя	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025
Расход топлива						
условного	т.у.т.	16 568,14	17 001,65	16 803,20	17 239,25	16 762
натурального (мазут)	т	12 162,15	12 463,00	12 316,29	12 689,42	12 325
Производство тепловой энергии	Гкал	106 868	102 424	99 949	104 896	101 571
Собственные нужды	Гкал	8 672	8 421	8 202	8 727	8 301
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	98 196	94 003	91 747	96 169	93 270



Рисунок 62 – Расход условного топлива на котельной «Роста»

1.8.1.6. 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 2021 по 2025 гг., представлена в таблице 184.

Таблица 184 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2021	2022	2023	2024	2025
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	9 497	9 538	9536,4	9548	9520

Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Топливо-энергетические балансы котельной «Абрам-Мыс» за 2021 - 2025 гг. представлены в таблице 185. Расход условного топлива котельной «Абрам-Мыс» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 63.

Таблица 185 – Топливо-энергетические балансы котельной «Абрам-Мыс»

Наименование показателя	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025
Расход топлива						
условного	т.у.т.	2 850,12	2 796,0	2 706,93	2 790,30	2 737
жидкого (мазут)	т	2 100,85	2 052,0	1 986,98	2 045,74	2 013
Производство тепловой энергии	Гкал	14 702	14 272	13 454	14 030	13 944
Собственные нужды	Гкал	1 407	1 379	1 305	1 371	1 379
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	13 295	12 893	12 149	12 659	12 565

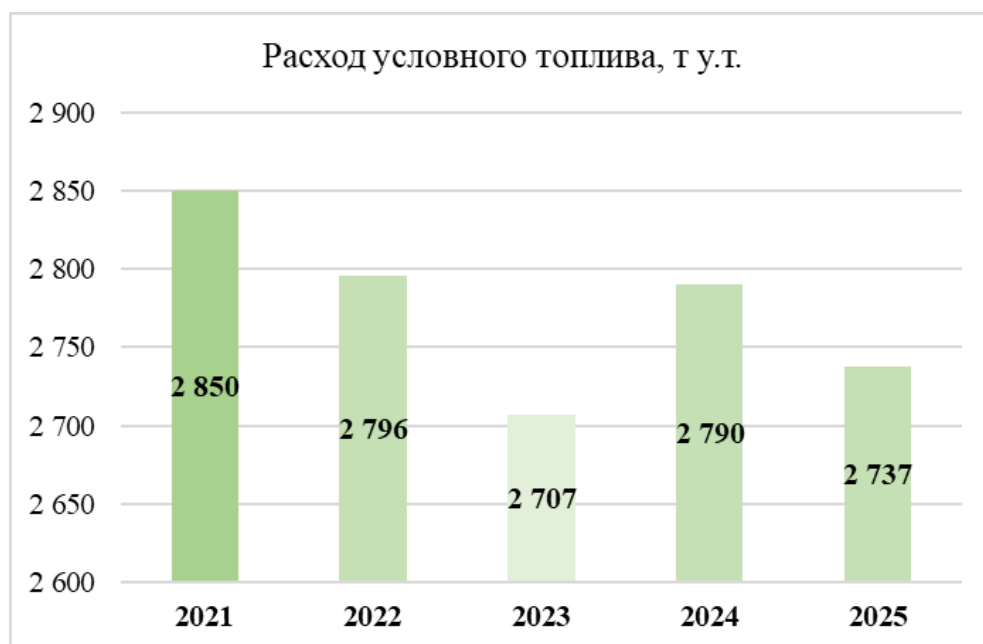


Рисунок 63 – Расход условного топлива на котельной «Абрам-Мыс»

1.8.1.7. 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 2021 по 2025 гг., представлена в таблице 186.

Таблица 186 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2021	2022	2023	2024	2025
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	9 525	9 551	9547	9520	9520

Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Топливо-энергетические балансы котельной ТЦ «Росляково-1» за 2021-2025 гг. представлены в таблице 187. Расход условного топлива котельной ТЦ «Росляково -1» графически представлен на рисунке 64.

Таблица 187 – Топливо-энергетические балансы котельной ТЦ «Росляково-1»

Наименование показателя	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025
Расход топлива:						
условного топлива	т.у.т.	15 795,13	14 110,17	13 025,14	13 868,40	14295,05
жидкого топлива (мазут)	т	11 608,41	10 341	9 550	10 197	10511,1
Производство тепловой энергии	Гкал	93 435	85 574	83 486	80 294	83879,0
Собственные нужды	Гкал	5 331	5 011	4 877	4 094	5050,0
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	88 104	80 563	78 609	76 200	78829,0



Рисунок 64 – Расход условного топлива на котельной ТЦ «Росляково-1»

1.8.1.8. 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 2021 по 2025 гг., представлена в таблице 188.

Таблица 188 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2021	2022	2023	2024	2025
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	5094	5118	5323	5222	5180

Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Топливо-энергетические балансы котельной ТЦ «Росляково Южное» за 2021-2025 гг. представлены в таблице 189. Расход условного топлива котельной ТЦ «Росляково Южное» графически представлен на рисунке 65.

Таблица 189 – Топливо-энергетические балансы котельной ТЦ «Росляково Южное»

Наименование показателя	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025
Расход топлива:						
условного топлива	т.у.т.	3 574,7	3 221,7	3 496,0	3 322,2	3 338
твердого топлива	т	4 912,7	4 406,0	4 597,4	4 453,5	4 511
Производство тепловой энергии	Гкал	9 067	8 423	8 297	8 309	8 335
Собственные нужды	Гкал	324	321	329	293	346
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	8 743	8 102	7 968	8 016	7 989

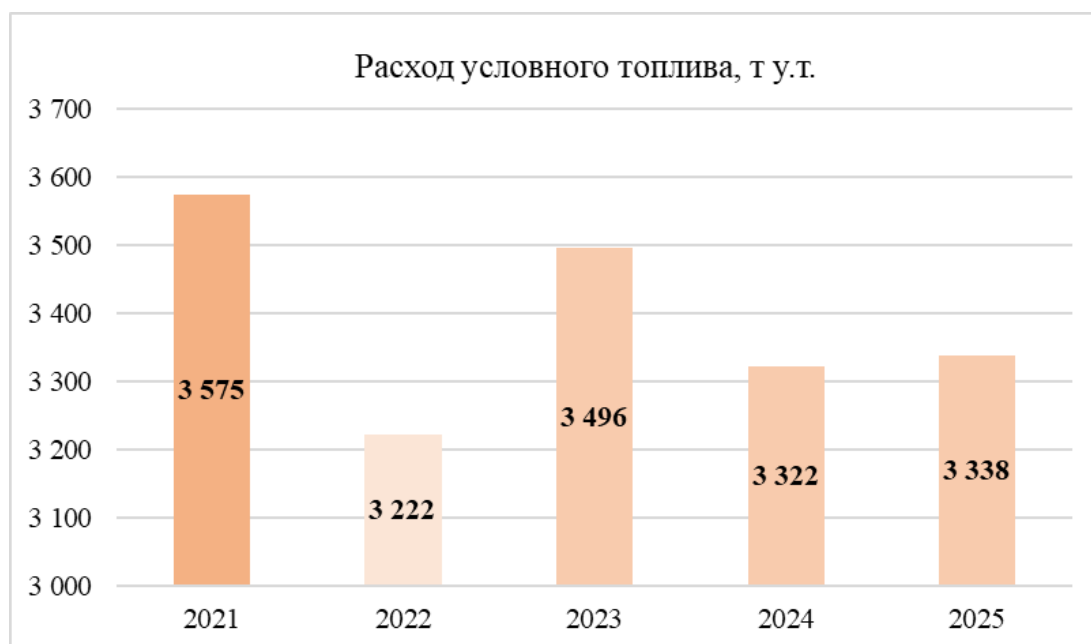


Рисунок 65 – Расход условного топлива на котельной ТЦ «Росляково Южное»

1.8.1.9. 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 2025 г. составляет 9520 ккал/кг.

Топливо-энергетический баланс котельной за 2021-2025 гг. представлен в таблице 190.

Таблица 190 – Топливо-энергетический баланс котельной «Фестивальная»

Наименование показателя	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025
Расход топлива:						
условного топлива	т.у.т.	1 873,13	1 701,00	1 625,13	1 623,75	1 725,3
жидкого топлива (мазут)	т	1 381,55	1 247	1 191	1 193	1 268,6
Производство тепловой энергии	Гкал	11 861	10 994	10 448	10 920	11 007
Собственные нужды	Гкал	394	364	360	457	584
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	11 467	10 630	10 088	10 463	10 423
Низшая теплотворная способность топлива	ккал/кг	9491	9550	9552	9527	9520

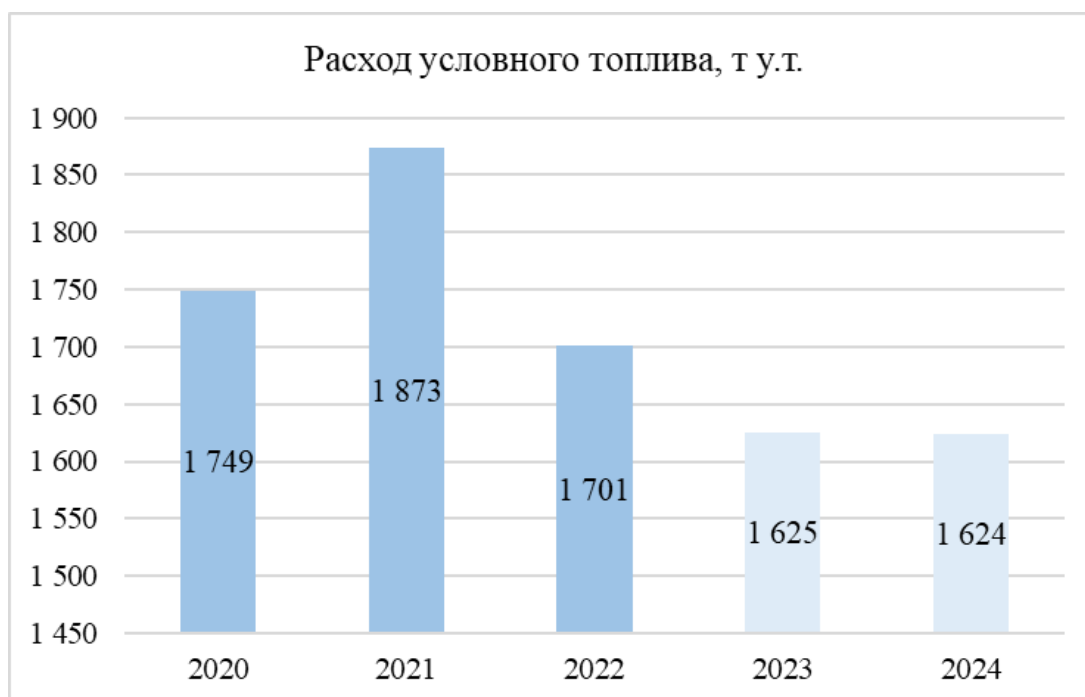


Рисунок 66 – Расход условного топлива на котельной «Фестивальная»

1.8.1.10. 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 2021 по 2025 гг., представлена в таблице 191.

Таблица 191 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2021	2022	2023	2024	2025
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 2021 по 2025 гг. представлены в таблице 192. Расход условного топлива котельной МУП «МУК» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 67.

Таблица 192 – Топливо-энергетический баланс угольной котельной МУП «МУК»

Наименование показателя	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025
Расход топлива						
условного	т у.т.	1 297,7	1 227,7	1 995,8	1 741,0	1 851,1
твердого (уголь)	т	2 726,0	2 579,0	2 592,0	2 261,0	2 404,0
Производство тепловой энергии	Гкал	4 594,0	4 338,2	4 349,9	3 794,6	4 033,6
Собственные нужды	Гкал	87,3	82,4	82,6	72,1	0,0
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	4 506,7	4 255,8	4 267,3	3 722,5	4 033,6



Рисунок 67 – Расход условного топлива на угольной котельной МУП «МУК»

1.8.1.11. Виды и количество используемого основного топлива дизельной котельной ООО «Тепло Людям. Кандалакша»

На дизельной котельной ООО «Тепло Людям. Кандалакша» в пос. Дровяное в качестве основного топлива используется топливо дизельное Л-0,2-62.

Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на котельную за период с 2021 по 2025 гг., представлена в таблице 193.

Таблица 193 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2021	2022	2023	2024	2025
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	10 150,0	10 150,0	10 150,0	10 150,0	10150,0

Топливо на котельную завозится автоцистерной. Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Топливо-энергетические балансы дизельной котельной за 2021 по 2025 гг. представлены в таблице 194. Расход условного топлива котельной графически в виде диаграммы представлен на рисунке 68.

Таблица 194 – Топливо-энергетический баланс дизельной котельной ООО «Тепло Людям. Кандалакша»

Наименование показателя	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024*	2025
Расход топлива						
условного	т.у.т	479,4	464,6	462,3	252,9	465
жидкого топлива (диз.топливо)	т	330,6	320,4	318,8	174,4	321
Производство тепловой энергии	Гкал	3 086,1	2 994,2	2 980,3	1 350,1	3 112
Собственные нужды	Гкал	27,8	26,9	26,8	292,4	105
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	3 058,4	2 967,2	2 953,5	1 057,7	3 007

*В таблице представлены данные от ООО «Тепло Людям. Кандалакша» за период эксплуатации котельной с сентября по декабрь 2024 года. Ранее эксплуатацию котельной осуществляло МУП «МУК»



Рисунок 68 – Расход условного топлива на дизельной котельной

1.8.1.12. 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 2021 по 2025 гг., представлена в таблице 195.

Таблица 195 – Низшая теплотворная способность (влажного топлива)

Год	2021	2022	2023	2024	2025
Низшая теплотворная способность (влажного топлива), ккал/кг	9 590	9 590	9 590	9 590	9 590

Топливо-энергетические балансы котельной АО «ММТП» за 2021 - 2025 гг. представлены в таблице 196. Расход условного топлива котельной АО «ММТП» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 69.

Таблица 196 – Топливо-энергетические балансы котельной АО «ММТП»

Наименование показателя	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025
Расход топлива						
жидкого топлива (мазут)	т	3234,1	3002,3	2885,1	3052,3	2922,8
условного топлива	т у.т.	2360,7	2191,5	2105,9	2228,0	2133,4
Производство тепловой энергии	Гкал	20392,7	18408,4	18400,0	19125,7	17285,8
Собственные нужды	Гкал	1408,6	1271,6	1271,0	1321,1	1194,0
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	18984,1	17136,8	17129,1	17804,6	16091,8

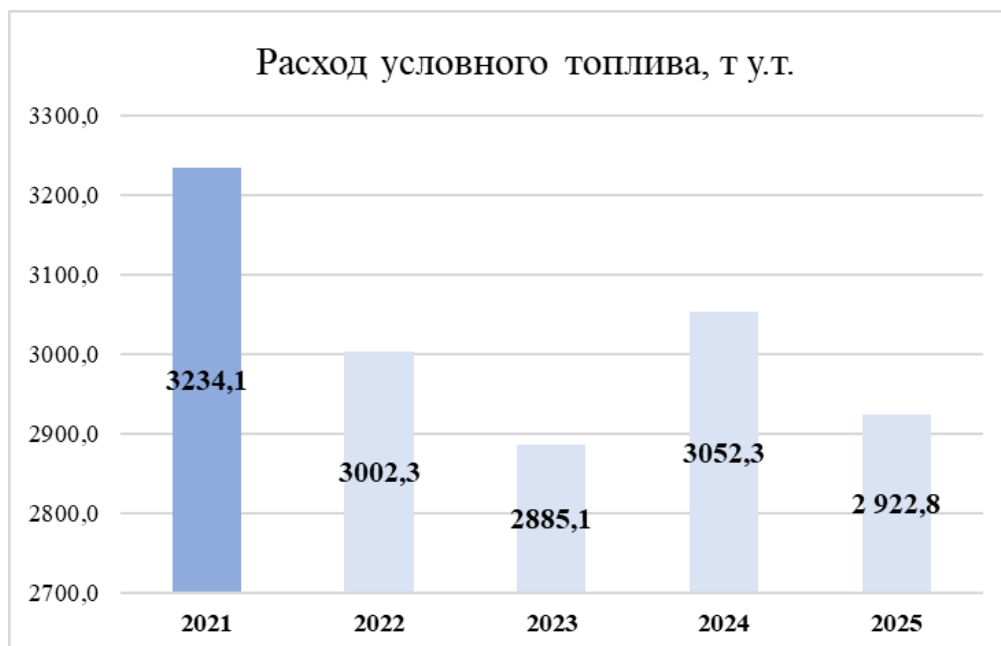


Рисунок 69 – Расход условного топлива на котельной АО «ММТП»

1.8.1.13. 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 2024 г., составляет 9177 Ккал/кг. Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Топливо-энергетические балансы котельной №22 за 2021 - 2025 гг. представлены в таблице 197 (данные за 2021-2023 гг. отсутствуют).

Таблица 197 – Топливо-энергетические балансы котельной №22

Наименование показателя	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025
Расход топлива:						
условного топлива	т.у.т.	н/д	н/д	н/д	2469,42	908,31
жидкого топлива (мазут)	т	н/д	н/д	1792,894	1815,75	692,79
Производство тепловой энергии	Гкал	н/д	н/д	н/д	11 851,5	11 614,4
Собственные нужды	Гкал	н/д	н/д	н/д	0	643,0
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	н/д	н/д	н/д	11 851,5	4 511,6*

*В таблице представлены данные от ООО «Инновационная теплоэнергетика» за период эксплуатации котельной в 2025 году. Ранее эксплуатацию котельной осуществляло ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ.

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 ООО «Тепло Людям. Кандалакша» основным топливом является дизельное топливо.

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 70.

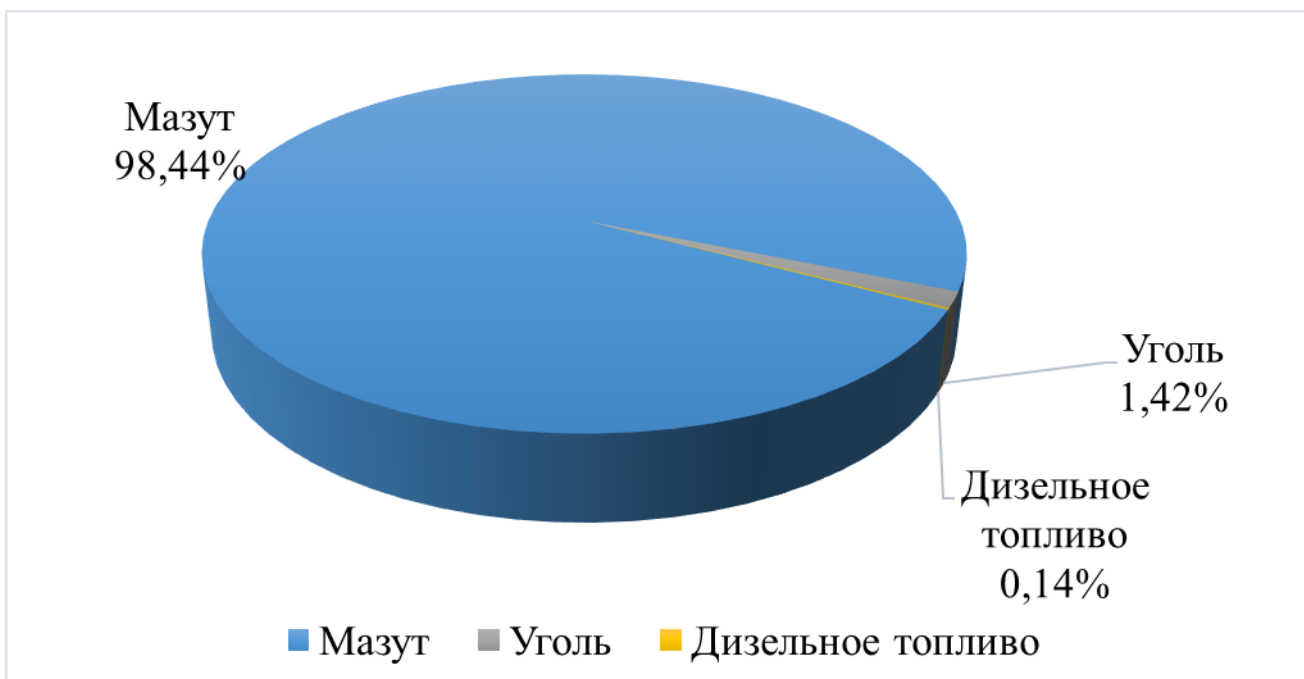


Рисунок 70 – Количественное соотношение видов топлива, используемых на источниках тепловой энергии города Мурманска

Ниже представлены паспорта качества топлива, используемого на источниках АО «Мурманская ТЭЦ», АО «МЭС», АО «ММТП» и ООО «ИТЭ».



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.НА19.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 (низшая) 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 71 – Паспорт качества топлива, используемого на источниках АО «Мурманская ТЭЦ»



Проверить паспорт
1. Отсканируйте QR-код
2. Убедитесь, что попали на сайт www.yanofslava.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@yanofslava.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 мазулу» (Решение
Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011 №826) (Приложение 3)
ГОСТ Р 55475-2013 «Топливо дизельное зимнее и арктическое
цетарфинированное. 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 пробы:	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 ВН 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 ИСО 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.	Ке ррезия 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 ИСО 12203-2007	-	не более 25	3
16.	Смывывающая способность: скорректированный диаметр пятна износа при 60°C	ГОСТ Р ИСО 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. Пашковичев

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 6,00	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 (небракованное), 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 условий транспортировки и хранения по ГОСТ 1510-2022;
- паспорт безопасности № 6762792645-8932.



Лаборант: [подпись]
Дата выдачи паспорта 05.02.2023

[подпись] Бакулина 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

ГОСТ 1137-64 ЗАХАРОВА ТАТЬЯНА АЛЕКСАНДРОВНА Страница 1 из 3

(подпись)

13.01.2023

(Фамилия, И.О.)



Рисунок 72 – Паспорта качества топлива, используемого на котельных АО «МЭС»



Акционерное общество
"Газпромнефть - Омский НПЗ"
644040, Россия, г. Омск, пр. Губкина, 1

Паспорт № 24009043

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.РА02.В.07396/21 по 26.10.2024

Продукция была изготовлена под управлением, установленным в системе менеджмента качества, соответствующей требованиям ISO 9001:2015. Сертификат № 21110159 QM15 по 13.02.2026.

Номер резервуара: 60

Дата изготовления: 19.05.2024 г.

Дата отбора пробы: 19.05.2024 г.

Количество, т: 1532.168

Дата проведения анализа: 19.05.2024 г.

смесь 0/24 в/ц

Наименование показателя	Метод испытания	Норма ТР	Норма НД	Факт. значения
Вязкость при 80 °С, не более: кинематическая, мм ² /с	ГОСТ 33	-	118,00	75,73
Зольность, %, не более для топлива котельного: зольного	ГОСТ 1461	-	0,140	0,045
Массовая доля механических примесей, %, не более	ГОСТ 6370	-	1,0	0,032
Массовая доля воды, %, не более	ГОСТ 2477	-	1,0	0,50
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	130
Массовая доля серы, %, не более, для топлива: III вида	ASTM D 4294	-	2,00	1,50
Массовая доля серы, %, не более	ГОСТ 32139	3,5	-	1,50
Температура застывания, °С, не выше	ГОСТ 20287 (метод Б)	-	38	0
Теплота сгорания (низшая) в пересчете на сухое топливо (не браковочная), кДж/кг, не менее, для топлива: I, II, III вида	ГОСТ 21261	-	40530	40820
Плотность при 15 °С, кг/м ³	ГОСТ Р 51069	-	Не нормируется. Определение обязательно	997,5
Плотность при 20 °С, г/см ³ **	ГОСТ 3900	-	-	0,9941
Содержание сероводорода, ppm, не более	IP 570	-	10	0,73
Содержание сероводорода, ppm, не более	ГОСТ 33198	10	-	0,73
Выход фракции, выкипающей до 350 °С, % об, не более	ASTM D 1160	-	17	6,8
Выход фракции, выкипающей до 350 °С, % об, не более	ГОСТ 33359	17	-	6,8

Примечания:

1. Сведения о присадках:

- продукт приготовлен без добавления присадок.

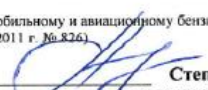
2. **Дополнительный показатель включен в паспорт по требованию ПАО "Газпром нефть".

3. *** 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. № 876)

- ТУ 38.401-58-74-2005 с изм.1-4

Ведущий инженер по анализу качества продукции ЛТК  Степанова А.И.

Паспорт выдан: 19.05.2024 18:43:05 (Московское время) 19.05.2024 15:43:05).



Рисунок 73 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной АО «ММТП»

Акционерное общество
«Новая-Нурма»
195027, г. Санкт-Петербург, Свердловская набережная, дом 44, литера Ю, помещение 514
ИНН 780 455 7637 КПП 780 401 001 ОГРН 116 470 405 1082
Р/сч 40702810100020001435 в Филiale ББР Банка (акционерное общество)
в г. Санкт-Петербурге К/сч 30101810300000000785 БИК 044030785

ПАСПОРТ ПРОДУКЦИИ № 03/005

Мазут топочный марки «Мазут Ф-5 для котельных установок», 2,50%, зольный, минус 25°С.
ТУ 19.20.28-001-46172545-2025» ООО «ГК «ПромБаланс»

Дата изготовления : 02.02.2026 г.
Дата отбора пробы: 02.02.2026 г.
Дата проведения испытаний: 02.02.2026 г.
Дата выдачи паспорта: 03.02.2026 г.

№ п/п	Наименование показателя	Ед.изм.	НД на метод испытания	Норма по ТУ 19.20.28-001-46172545-2025	Фактические данные
1	Плотность при 15°С, не более	кг/м ³	ГОСТ Р 51069	не нормируется, определение обязательно	996,3
2	Вязкость кинематическая при 50 °С, не более	мм ² /с	ГОСТ 33	46	38,21
3	Теплота сгорания в пересчете на сухое топливо ,кДж/кг, не менее	кДж/кг	ГОСТ 21261	40500	43023
4	Температура вспышки в открытом тигле, °С, не ниже:	°С	ISO2719	90	98
5	Массовая доля серы, не более	%	ГОСТ 32139	2,5	1,75
6	Массовая доля механических примесей, % не более	%	ГОСТ 6370	0,1	0,030
7	Массовая доля воды, %, не более	%	ГОСТ 2477-2014	0,5	0,21
8	Температура застывания(потери текучести) , не выше	°С	ГОСТ 20287	минус 25	минус 35
9	Содержание сероводорода,ppm(mg/kg) не более	mg/kg	IP 570	10	0,4
10	Зольность, %, не более	%	ГОСТ 1461	0,14	0,023
11	Содержание водорастворимых кислот и щелочей	—	ГОСТ 6307 *	отсутствие	отсутствие
12	Количество керасино-газойлевых фракций перегоняющихся до 350 С, % об.	%	ГОСТ 33350	не нормируется, определение обязательно	36

Указанные значения показателей на Мазут топочный марки «Мазут Ф-5 для котельных установок» соответствуют дилитическому отчету № 2779 от 02.02.2026г испытательной лаборатории ООО «Северо-Западный центр экспертиз».

Заключение: Мазут топочный марки «Мазут Ф-5 для котельных установок», 2,50%, зольный, минус 25°С, соответствует техническому регламенту Таможенного союза 013/2011 "О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту".
Сведения о присадках: Присутствует депрессорная присадка для темных нефтепродуктов DIFRON3970

Генеральный директор АО «Новая Нурма»

Шейнин Я. М.



Рисунок 74 – 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, котельной «Северная», котельной «Роста», котельной «Абрам-Мыс», котельной ТЦ «Росляково – 1», котельной «Фестивальная», котельной АО «ММТП», котельной №22, что составляет 98,44% от общего использования топлива.

На котельной ТЦ «Росляково Южное» и угольной котельной МУП «МУК» в качестве топлива используется каменный уголь, что составляет 1,42% от общего использования.

На дизельной котельной ООО «Тепло Людям. Кандалакша» в качестве основного топлива используется топливо дизельное, которое составляет 0,14% 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. Общие положения

Надежность – свойство участка тепловой сети или элемента тепловой сети сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность обеспечивать передачу теплоносителя в заданных режимах и условиях применения и технического обслуживания. Надежность тепловой сети и системы теплоснабжения является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость или определенные сочетания этих свойств.

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

Исходной информацией для расчета надежности системы тепловых сетей являются данные о структуре схемы теплоснабжения, длине и диаметре магистральных и квартальных трубопроводов от источников тепловой энергии (котельных) до конечных потребителей, а также данные статистики по повреждениям на тепловых сетях и сооружений на них и времени восстановления теплоснабжения потребителей.

При расчете надежности системы транспорта теплоносителя города Мурманска использовались следующие исходные данные:

- продолжительность отопительного периода – 271 суток (СП 131.13330.2020);
- нормативный показатель коэффициента готовности тепловых сетей к исправной работе принимается 0,97 (по СП 124.13330.2012);
- нормативный показатель вероятности безотказной работы тепловых сетей РТС = 0,9 (по СП 124.13330.2012);
- параметр потока отказов ω (1/м·год) – учитывает только те отказы, которые приводят к потере тепла.

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

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

1.9.2. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей

Интенсивность (частота) отказов оборудования тепловых сетей должна вычисляться для следующих условий:

- интегральная интенсивность отказов/повреждений в течение года;
- интенсивность отказов/повреждений в течение отопительного периода;
- интенсивность отказов/повреждений при проведении на них испытаний на прочность и плотность и испытаний на максимальную температуру теплоносителя;
- интенсивность отказов/повреждений по зоне действия источника тепловой энергии.

Средняя интегральная интенсивность отказов (повреждений) вычислялась следующим образом:

$$\bar{\lambda}_{j,m} = \frac{\sum_{i=1}^{i=N} n_{i,j,m}}{L_{j,m}},$$

где

- i - номер зарегистрированного события, состоящего в отказе оборудования тепловой сети;
- j - год регистрации события
- m - номер системы теплоснабжения (зоны действия системы теплоснабжения), для которой определяется частота отказов
- N - общее число событий (отказов) за j -й год в зоне действия системы теплоснабжения m ;
- $n_{i,j,m}$ - i -й отказ оборудования тепловой сети (участка, ЗРА, НС, и т.д.) в зоне действия системы теплоснабжения m за j -й год;
- $L_{j,m}$ - протяженность теплопроводов (прямого и обратного) тепловой сети, км.

В число событий для вычисления средней интегральной интенсивности отказов/повреждений в течение года включаются все зарегистрированные отказы тепловых сетей, после обнаружения которых проведена процедура ремонта (восстановления) оборудования тепловой сети в течение отопительного и неотопительного (в процессе гидравлических испытаний) периодов.

Протяженность тепловых сетей устанавливается по данным о протяженности прямого и обратного теплопроводов тепловой сети, представленных в электронной модели системы теплоснабжения и/или по данным расчета энергетических характеристик тепловых сетей.

Для вычисления интенсивности отказов/повреждений в расчет принимаются все зафиксированные события отказов оборудования тепловых сетей в течение календарного года, в том числе события отказов, которые не приводили к прекращению теплоснабжения потребителей, а также события отказов (повреждения, свищи на теплопроводах) с отложенным ремонтом.

В процессе вычислений предполагается, что протяженность и материальная характеристика тепловых сетей, а также значения тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, остаются неизменными.

Ниже представлены интегральные показатели, характеризующие надежность тепловых сетей муниципального образования за ретроспективный период.

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

Статистика аварий и инцидентов на тепловых сетях АО «Мурманская ТЭЦ» и АО «МЭС» за 2019-2024 гг. представлена в разделе 1.3.9.

На тепловых сетях остальных источников аварий и инцидентов за последние 3 года не зафиксировано.

В таблицах ниже показана удельная повреждаемость магистральных и распределительных тепловых сетей.

Таблица 198 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО (АО «Мурманская ТЭЦ»)

Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	0,0	0,019	0,037	0,075	0,0
в отопительный период, 1/км/оп	0,0	0,019	0,037	0,075	0,0
в межотопительный период, 1/км/год,	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	-	-
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	-
в межотопительный период, 1/км/год	-	-	-	-	-
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	-	-

Таблица 199 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в системе теплоснабжения Мурманской ТЭЦ

Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	0,0	0,050	0,101	0,101	0,0
в отопительный период, 1/км/оп	0,0	0,050	0,101	0,101	0,0
в межотопительный период, 1/км/год,	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	-	-
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	-
в межотопительный период, 1/км/год	-	-	-	-	-
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	-	-

Таблица 200 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в системе теплоснабжения Южной котельной

Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	0	0	0	0,091	0
в отопительный период, 1/км/оп	0	0	0	0,091	0
в межотопительный период, 1/км/год,	0	0	0	0	0
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	-	-
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	-
в межотопительный период, 1/км/год	-	-	-	-	-
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	-	-

Таблица 201 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в системе теплоснабжения Восточной котельной

Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	0	0	0	0	0
в отопительный период, 1/км/оп	0	0	0	0	0
в межотопительный период, 1/км/год,	0	0	0	0	0
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	-	-
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	-
в межотопительный период, 1/км/год	-	-	-	-	-
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	-	-

Таблица 202 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО (АО «МЭС», зона ЕТО 006)

Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	1,717	1,509	-	-	1,135
в отопительный период, 1/км/оп	0,618	0,309	-	-	1,135
в межотопительный период, 1/км/год,	1,099	1,200	-	-	0,000
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	-	-
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	-
в межотопительный период, 1/км/год	-	-	-	-	-
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	-	-

Таблица 203 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в системе теплоснабжения Северная котельная

Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	1,556	1,591	-	-	0,804
в отопительный период, 1/км/оп	0,367	0,245	-	-	0,804
в межотопительный период, 1/км/год,	1,189	1,346	-	-	0,000
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	-	-
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	-
в межотопительный период, 1/км/год	-	-	-	-	-
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	-	-

Таблица 204 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в системе теплоснабжения котельной Роста

Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	2,869	2,295	-	-	2,008
в отопительный период, 1/км/оп	1,530	1,435	-	-	2,008
в межотопительный период, 1/км/год,	1,339	0,861	-	-	0,000
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	-	-
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	-
в межотопительный период, 1/км/год	-	-	-	-	-
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	-	-

Таблица 205 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в системе теплоснабжения котельной ТЦ «Росляково -1»

Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	1,820	0,317	-	-	2,058
в отопительный период, 1/км/оп	1,583	0,000	-	-	2,058
в межотопительный период, 1/км/год,	0,237	0,317	-	-	0,000
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	-	-
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	-
в межотопительный период, 1/км/год	-	-	-	-	-
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	-	0,639

Таблица 206 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в системе теплоснабжения котельной ТЦ «Росляково Южное»

Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	4,751	-	-	-	11,283
в отопительный период, 1/км/оп	4,751	-	-	-	11,283
в межотопительный период, 1/км/год,	0,000	-	-	-	0,000
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	-	-
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	-
в межотопительный период, 1/км/год	-	-	-	-	-
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	-	10,1

Таблица 207 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО 002 (МУП «МУК», угольная котельная МУП «МУК»)

Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	0	0	0	0	0
в отопительный период, 1/км/оп	0	0	0	0	0
в межотопительный период, 1/км/год,	0	0	0	0	0
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	-	-
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	-
в межотопительный период, 1/км/год	-	-	-	-	-
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	-	-

**Таблица 208 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО 003
(АО «МЭС», котельная «Абрам-Мыс»)**

Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	0	0	0	0	1,910
в отопительный период, 1/км/оп	0	0	0	0	1,910
в межотопительный период, 1/км/год,	0	0	0	0	0,000
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	-	-
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	-
в межотопительный период, 1/км/год	-	-	-	-	-
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	-	-

**Таблица 209 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО 004
(АО «МЭС», котельная «Фестивальная»)**

Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	0	0	0	0	0
в отопительный период, 1/км/оп	0	0	0	0	0
в межотопительный период, 1/км/год,	0	0	0	0	0
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	-	-
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	-
в межотопительный период, 1/км/год	-	-	-	-	-
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	-	-

**Таблица 210 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО 007
(ООО «ИТЭ», котельная №22)**

Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	0	0	0	0	0
в отопительный период, 1/км/оп	0	0	0	0	0
в межотопительный период, 1/км/год,	0	0	0	0	0
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	-	-
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	-
в межотопительный период, 1/км/год	-	-	-	-	-
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	-	-

Таблица 211 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО 008 (ООО «Тепло людям. Кандалакша», котельная № 1 ул. Прибрежная (ранее дизельная котельная))

Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	0	0	0	0	0
в отопительный период, 1/км/оп	0	0	0	0	0
в межотопительный период, 1/км/год,	0	0	0	0	0
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	-	-
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	-
в межотопительный период, 1/км/год	-	-	-	-	-
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	-	-

На тепловых сетях АО «ММТП», ООО «ИТЭ», МУП «МУК» и ООО «Тепло людям. Кандалакша» аварии (или информация об этом) за последние пять лет не зафиксированы (отсутствует).

1.9.3. Частота отключений потребителей

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

Сведения о частоте и продолжительности отключений потребителей в результате аварий и инцидентов на тепловых сетях ТСО за 2021-2025 гг. представлены в разделе 1.3.9. Восстановление теплоснабжения осуществлялось в сроки, предусмотренные СНиП 41.02.2003 «Тепловые сети. Актуализированная редакция».

1.9.4. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключения

Одним из важнейших параметров при восстановлении тепловых сетей является продолжительность ремонтов, или ремонтпригодность. Под ремонтпригодностью понимается способность к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния участков тепловых сетей путем обеспечения их ремонта с последующим вводом в эксплуатацию после ремонта. В качестве основного параметра,

характеризующего ремонтпригодность теплопровода, принимается время z_p (формула 9.2), необходимое для ликвидации повреждения.

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

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

Этот параметр зависит от конструкции теплопровода и типа его прокладки (надземный или подземный), от диаметра теплопровода, расстояния между секционирующими задвижками, определяющими объем сетевой воды, которую нужно дренировать до начала ремонта, а затем восполнить после его завершения.

Параметр z_p также зависит от оснащения теплосетевой организации машинами, механизмами и транспортом, которые требуются для выполнения аварийно-восстановительных работ. Как правило, параметр z_p определяется по эксплуатационным данным, характерным для каждого теплоснабжающего предприятия.

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

a	b	c
2.91256074780734	20.8877641154199	-1.87928919400643

В таблицах 212 представлены интегральные показатели восстановления тепловых сетей АО «Мурманская ТЭЦ».

Среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, не превышает нормативные сроки ликвидации повреждений на тепловых сетях.

Таблица 212 – Показатели восстановления на тепловых сетях Мурманская ТЭЦ

Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025
Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час	0	0	13	17,8	0
Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час:	0	0	0	0	0
Среднее время восстановления горячего водоснабжения после повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), час	0	0	0	0	0
Всего среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях, час	0	0	13	17,8	0

Таблица 213 – Показатели восстановления на тепловых сетях Южная котельная

Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025
Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час	0	0	0	8,8	0
Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час:	0	0	0	0	0
Среднее время восстановления горячего водоснабжения после повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), час	0	0	0	0	0
Всего среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях, час	0	0	0	8,8	0

Таблица 214 – Показатели восстановления на тепловых сетях Восточная котельная

Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025
Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час	0	0	0	0	0
Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час:	0	0	0	0	0
Среднее время восстановления горячего водоснабжения после повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), час	0	0	0	0	0
Всего среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях, час	0	0	0	0	0

Таблица 215 – Показатели восстановления на тепловых сетях котельной «Северная»

Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025
Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час	0	0	0	0	3:10:47
Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час:	0	0	0	0	0
Среднее время восстановления горячего водоснабжения после повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), час	0	0	0	0	0
Всего среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях, час	0	0	0	0	3:30:00

Таблица 216 – Показатели восстановления на тепловых сетях котельной «Роста»

Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025
Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час	0	0	0	0	5:33:34
Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час:	0	0	0	0	0
Среднее время восстановления горячего водоснабжения после повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), час	0	0	0	0	0
Всего среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях, час	0	0	0	0	0

Таблица 217 – Показатели восстановления на тепловых сетях котельной «Абрам-Мыс»

Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025
Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час	0	0	0	0	4:22:30
Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час:	0	0	0	0	0
Среднее время восстановления горячего водоснабжения после повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), час	0	0	0	0	0
Всего среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях, час	0	0	0	0	0

Таблица 218 – Показатели восстановления на тепловых сетях котельной ТЦ «Росляково-1»

Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025
Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час	0	0	0	0	4:53:19
Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час:	0	0	0	0	0
Среднее время восстановления горячего водоснабжения после повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), час	0	0	0	0	0
Всего среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях, час	0	0	0	0	3:23:45

Таблица 219 – Показатели восстановления на тепловых сетях котельной ТЦ «Росляково Южное»

Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025
Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час	0	0	0	0	4:00:00
Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час:	0	0	0	0	0
Среднее время восстановления горячего водоснабжения после повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), час	0	0	0	0	0
Всего среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях, час	0	0	0	0	3:59:07

Среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, не превышает нормативные сроки ликвидации повреждений на тепловых сетях.

Сведения о времени восстановления работоспособности тепловых сетей других ТСО отсутствуют.

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

На рисунках ниже показаны зоны ненормативной надежности источников теплоснабжения города Мурманска.

Результаты оценки надежности теплоснабжения приведены в документе «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения муниципального образования городской округ город-герой Мурманск на период с 2023 по 2042 годы (актуализация на 2027 год) Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения». Приложение 3 «Оценка надежности теплоснабжения».

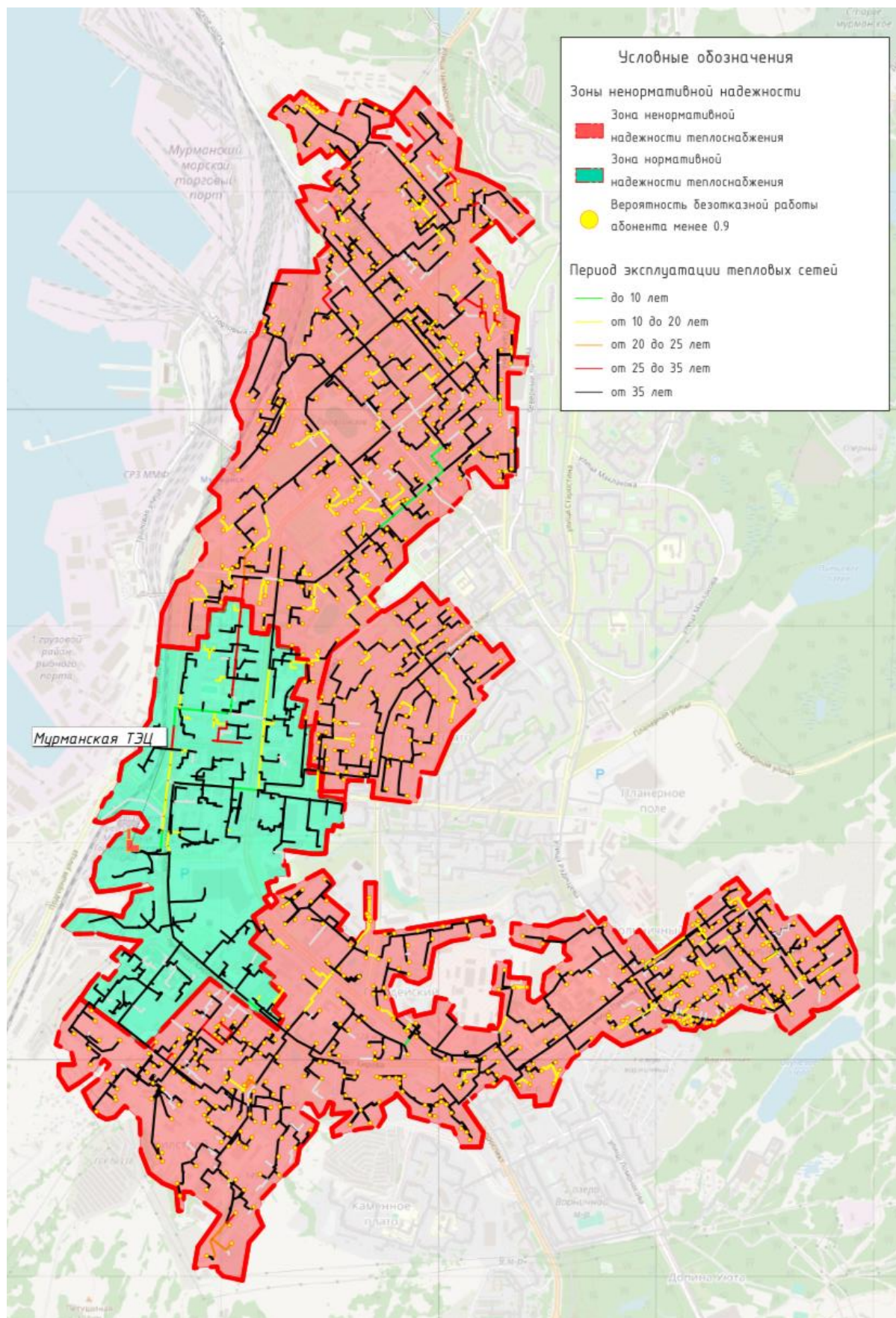


Рисунок 75. Зоны ненормативной надежности Мурманской ТЭЦ

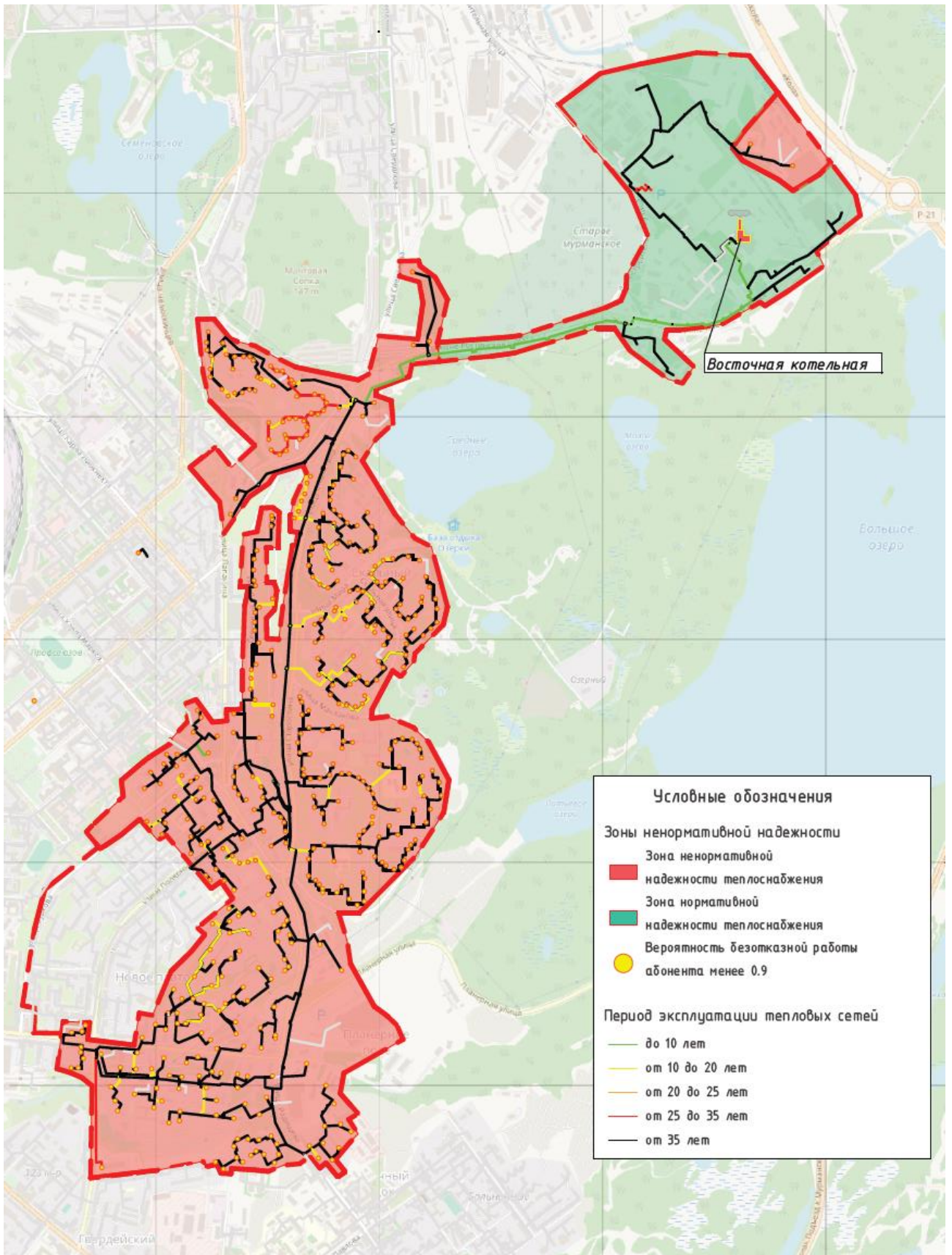


Рисунок 76. Зоны ненормативной надежности Восточной котельной

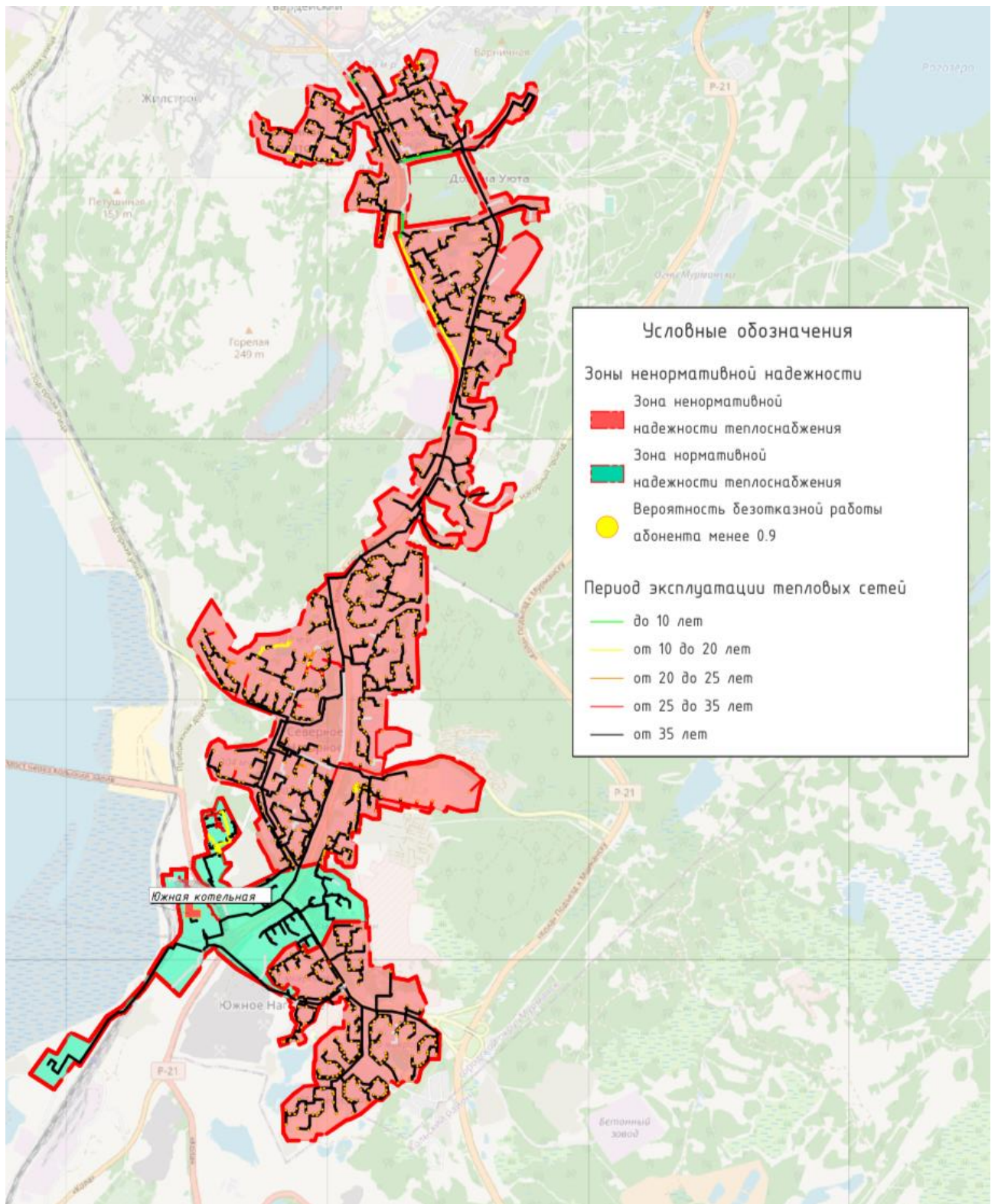


Рисунок 77. Зоны ненормативной надежности Южной котельной

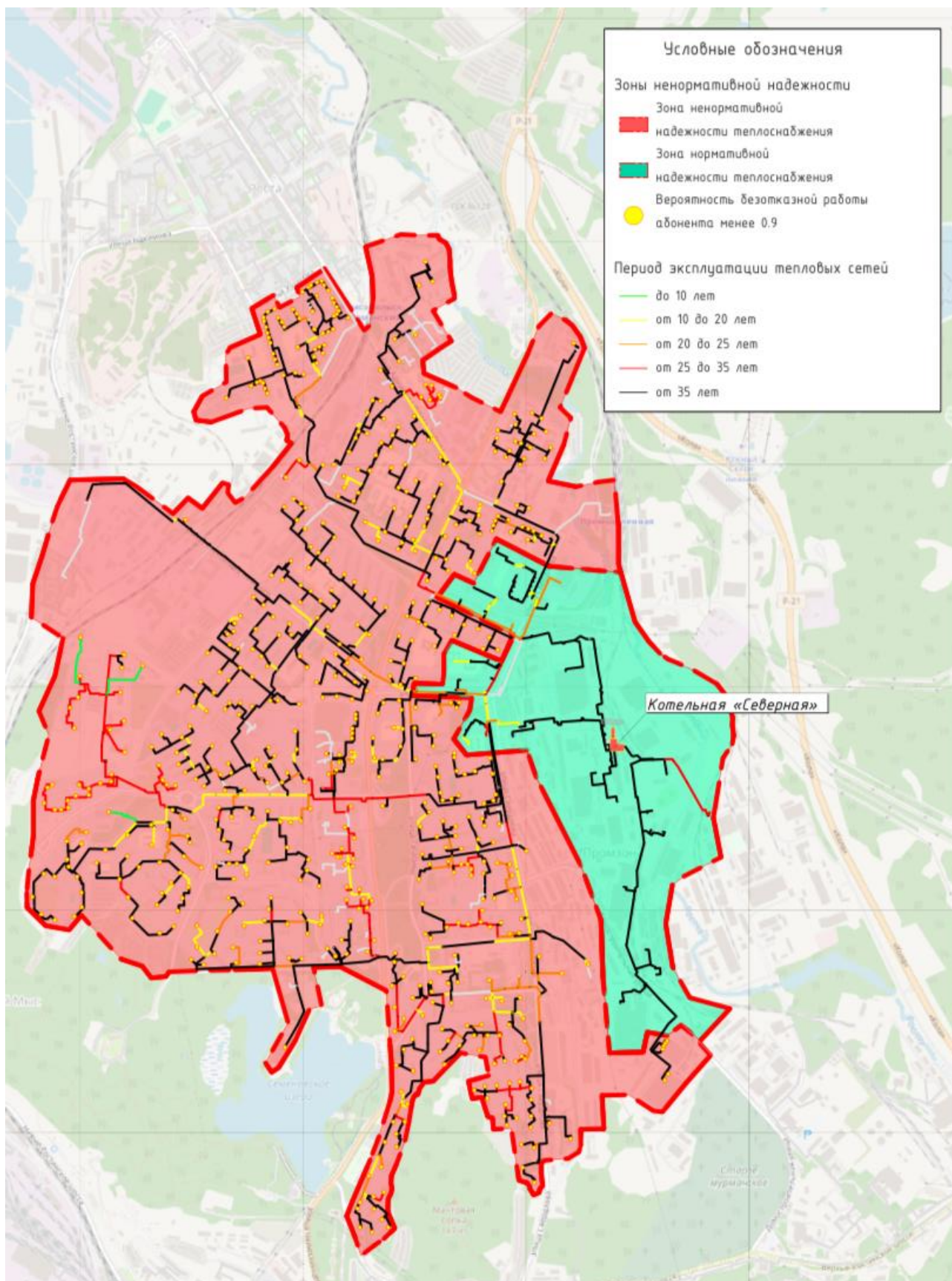


Рисунок 78. Зоны ненормативной надежности котельной «Северная»

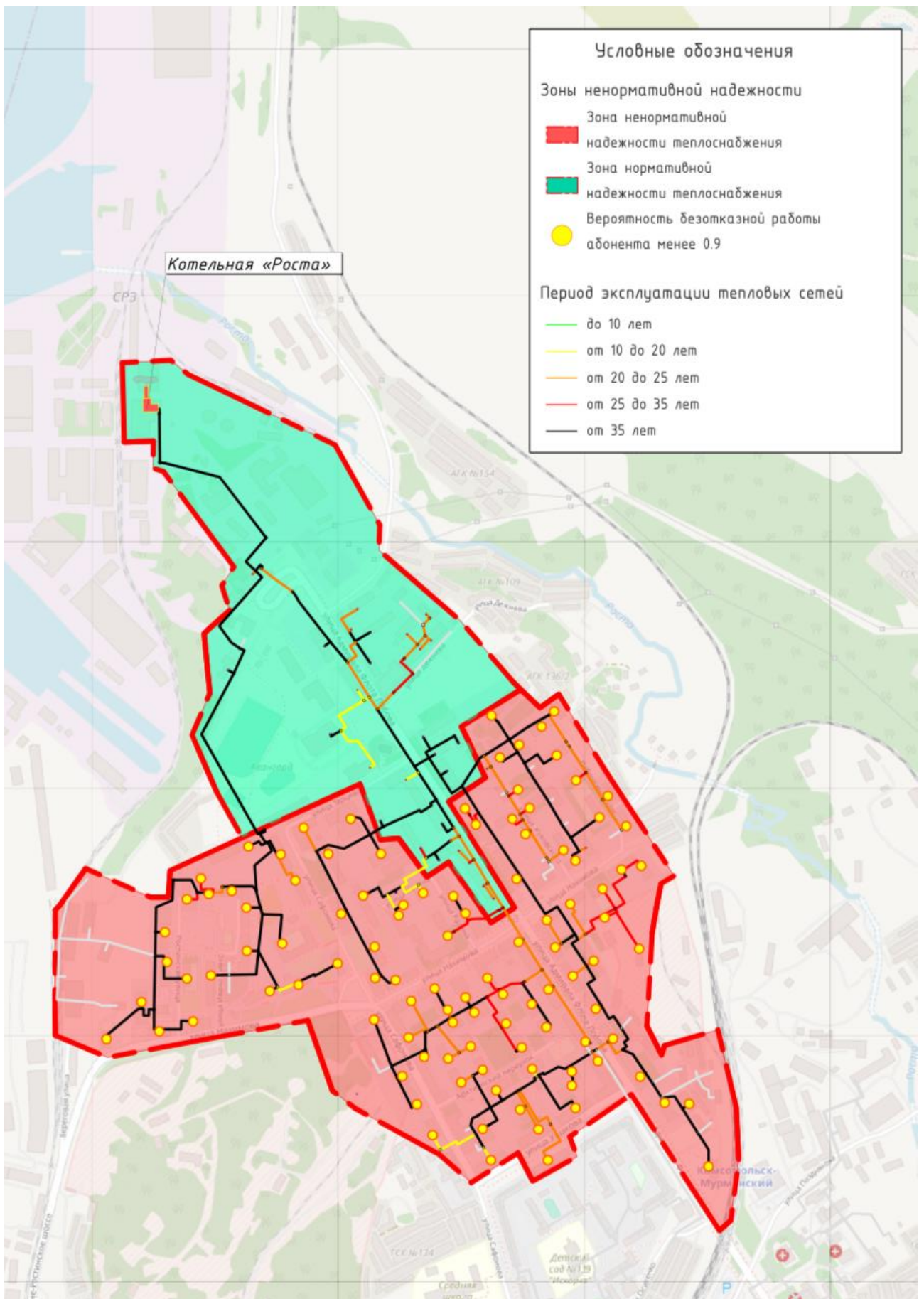


Рисунок 79. Зоны ненормативной надежности котельной «Роста»

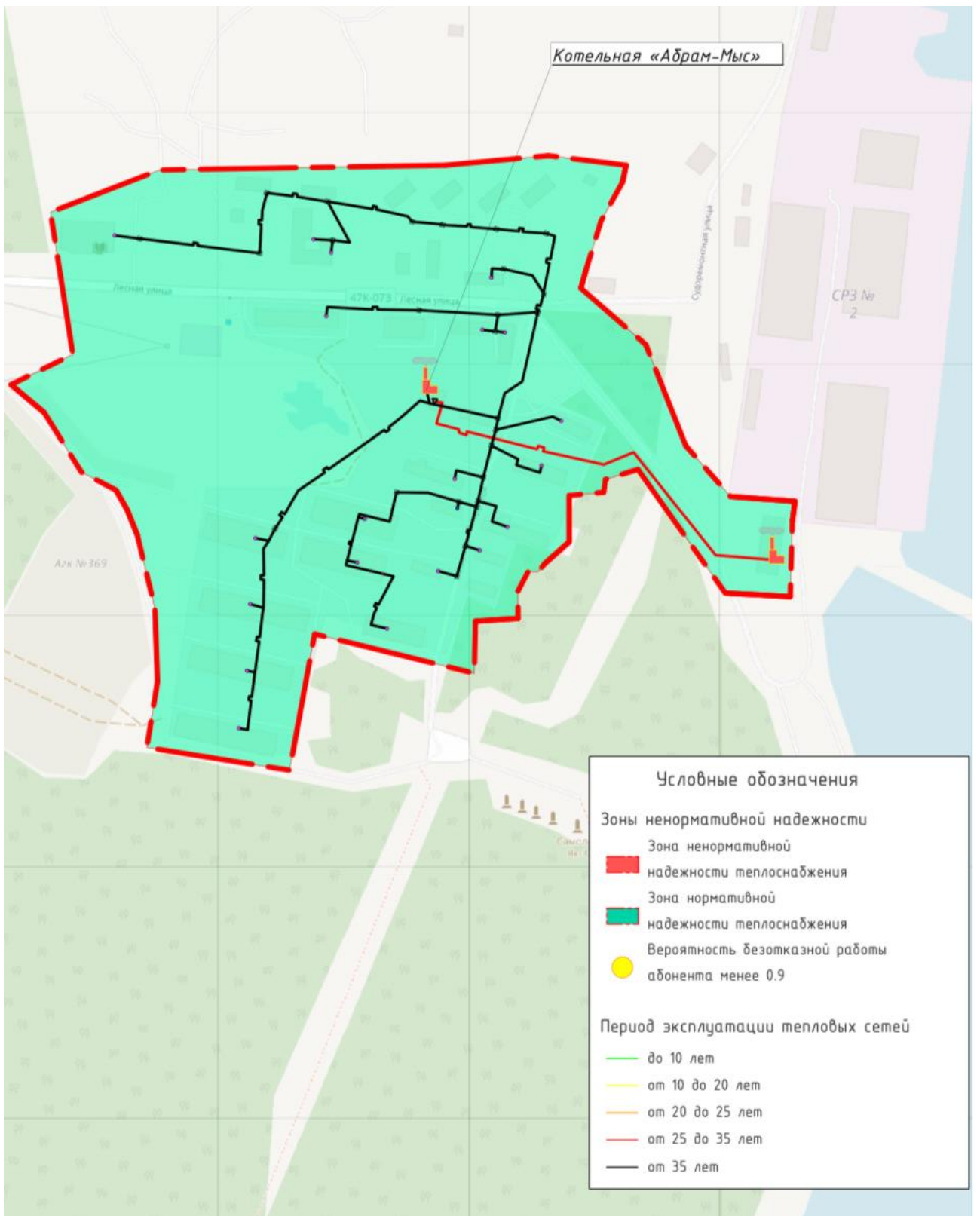


Рисунок 80. Зоны ненормативной надежности котельной «Абрам Мыс»

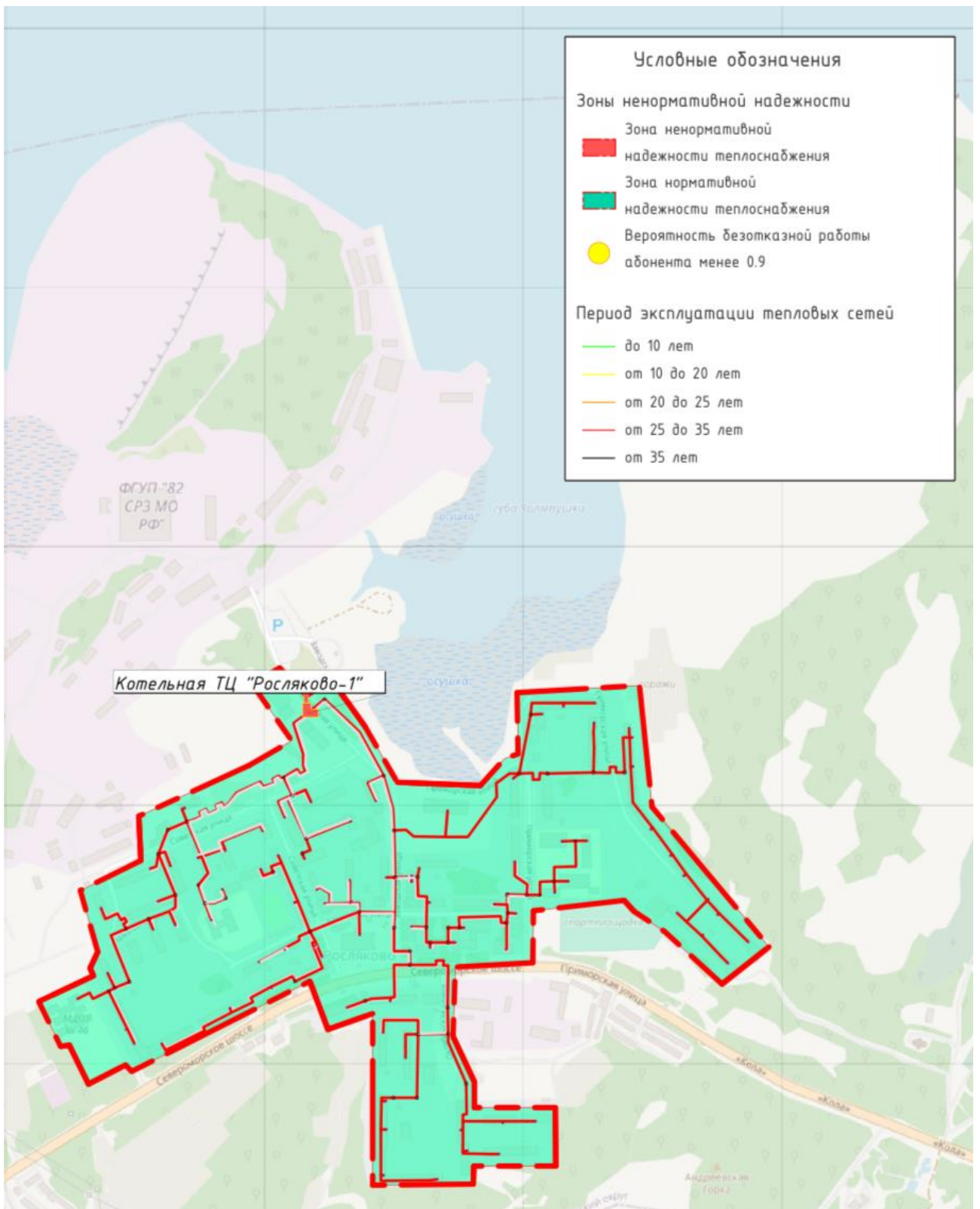


Рисунок 81. Зоны ненормативной надежности котельной ТЦ «Росляково -1»

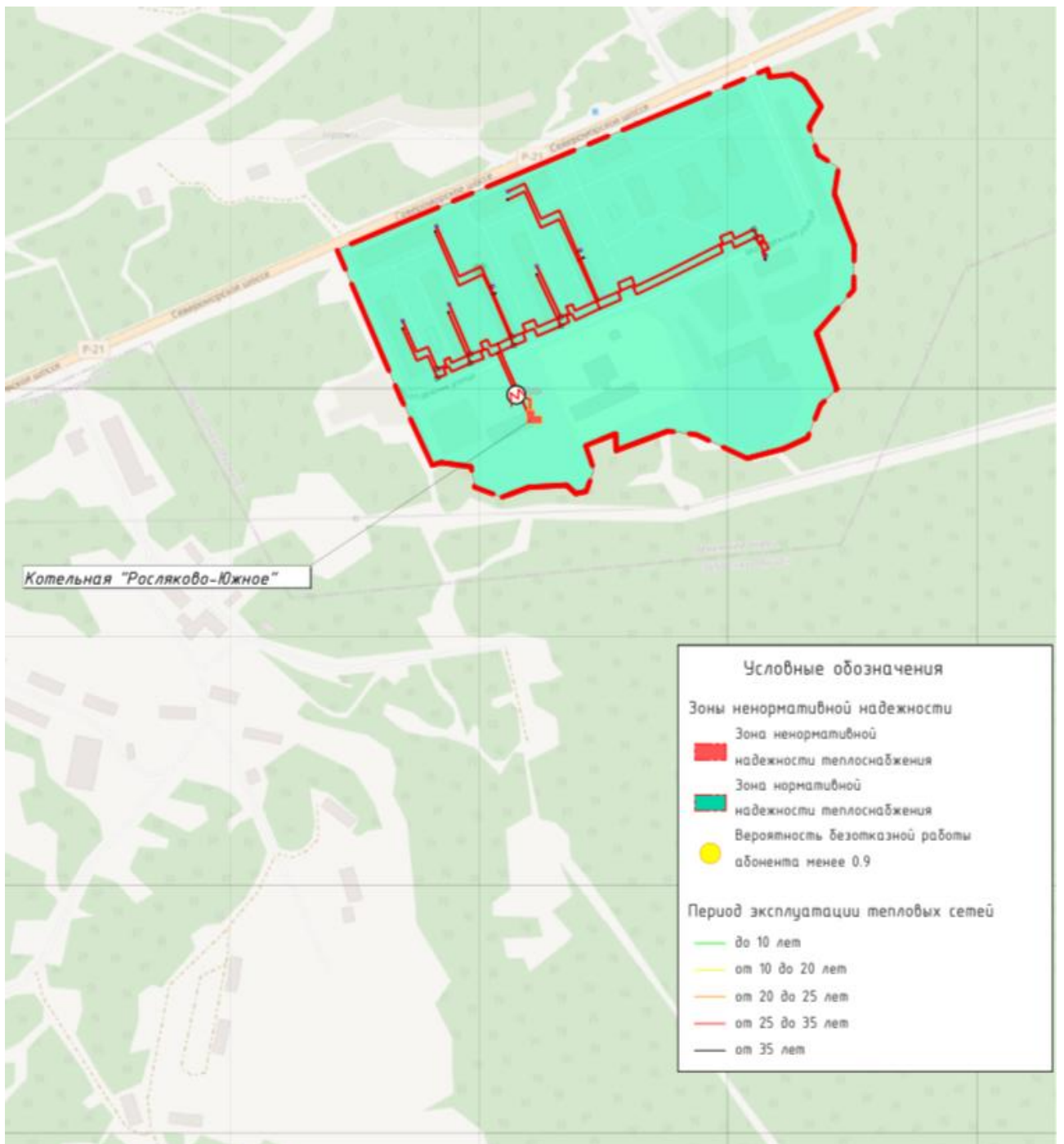


Рисунок 82. Зоны ненормативной надежности котельной ТЦ «Росляково Южная»

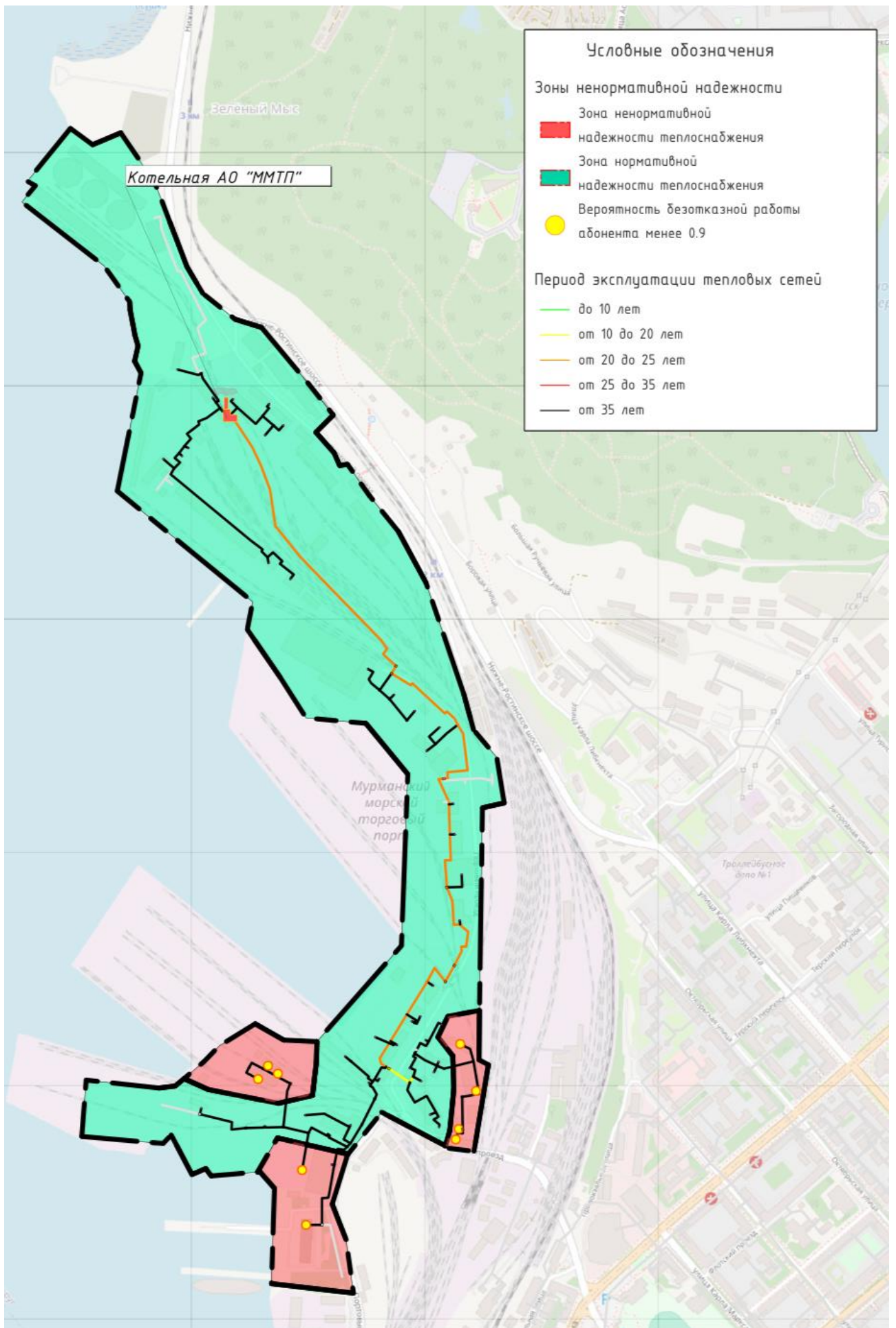


Рисунок 84. Зоны ненормативной надежности котельной «Фестивальная»

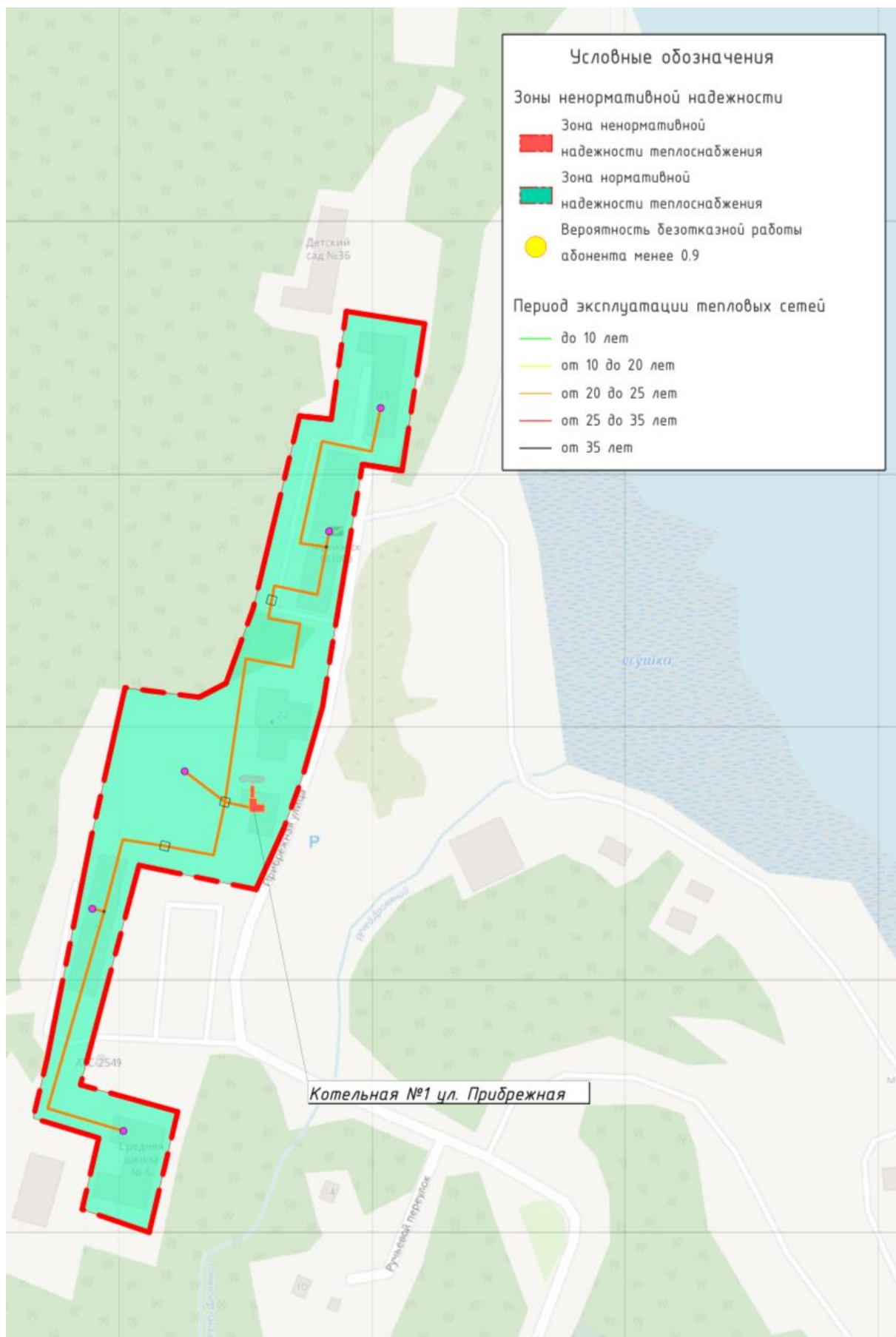


Рисунок 85. Зоны ненормативной надежности дизельной котельной ООО «ТЛК»

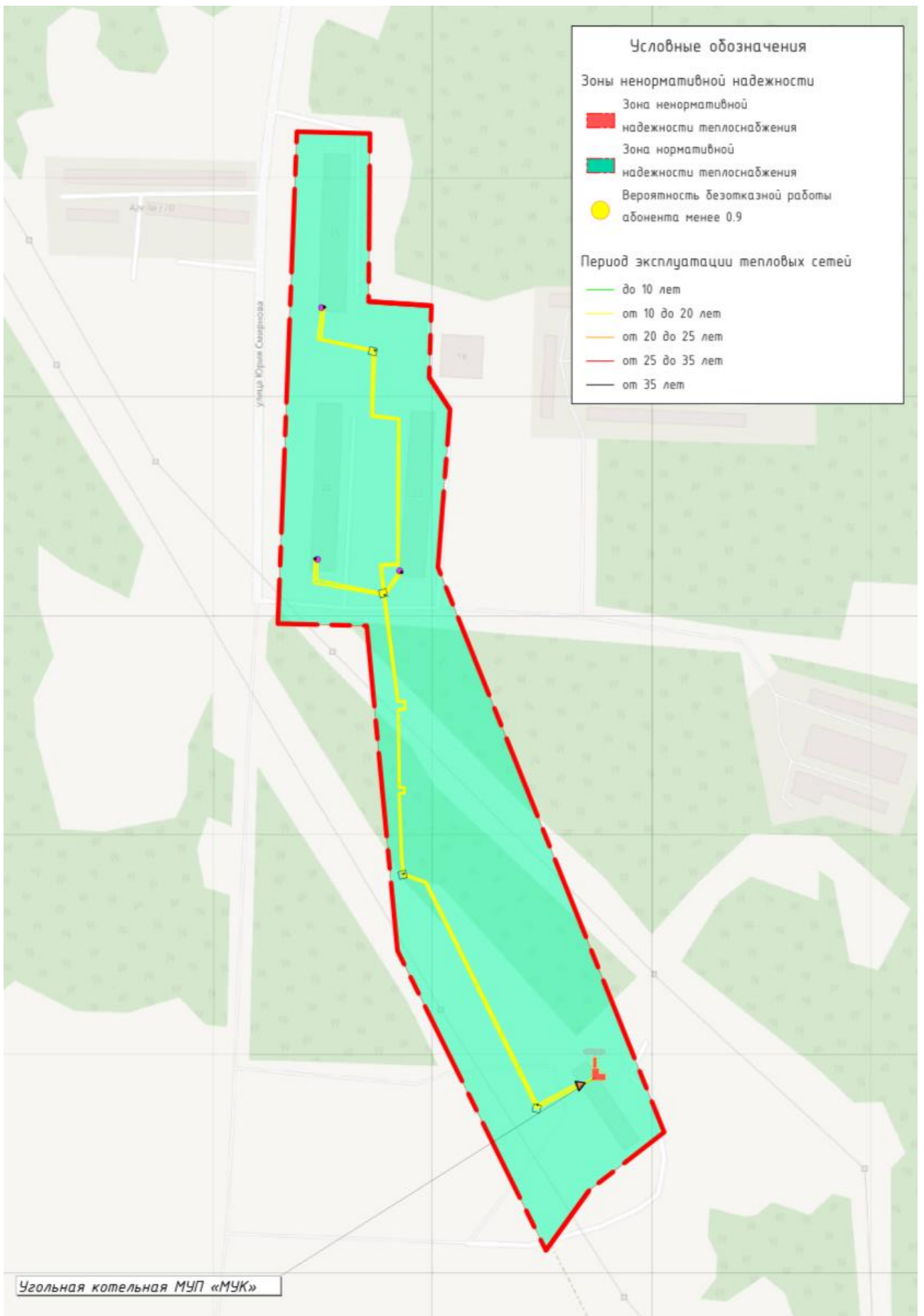


Рисунок 86. Зоны ненормативной надежности угольной котельной МУП «МУК»

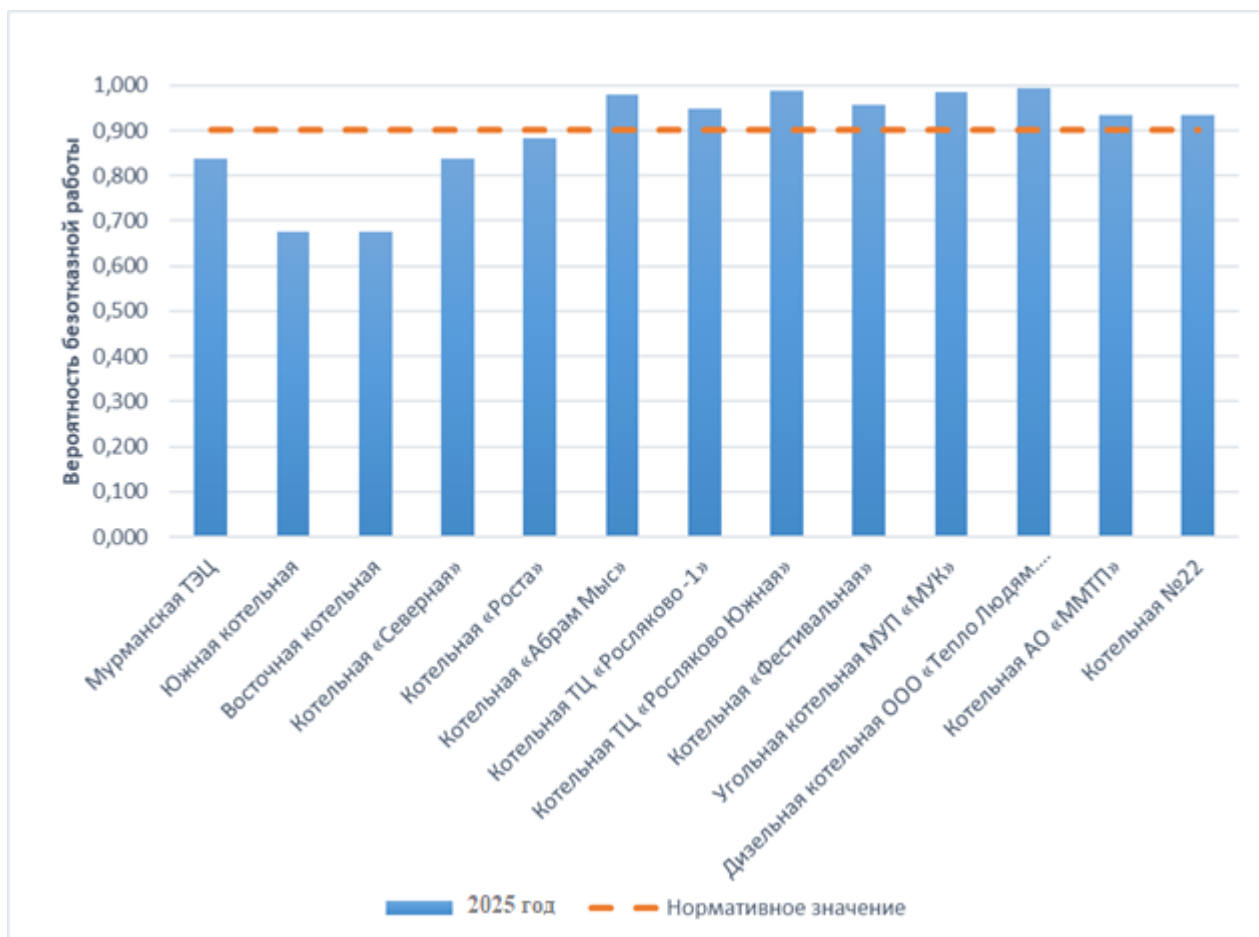


Рисунок 87. Средние значения вероятности безотказной работы в зонах действия источников г. Мурманск

Из анализа данных расчета можно сделать следующие выводы:

- значения показателей надежности в зонах Восточной котельной, Южной котельной, Мурманской ТЭЦ, котельной «Северная» и «Роста» не соответствуют нормативам, также значительная часть потребителей находится в зонах ненормативной надежности. Одним из основных факторов, влияющих на их снижение является продолжительный срок эксплуатации тепловых сетей без проведения их реконструкции;
- среднее значение ВБР в зоне действия источников АО «Мурманская ТЭЦ» составляет около 0,73, что также ниже нормативного значения.

1.9.6. Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. 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».

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

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

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.

1.9.8. Расчет показателей надежности системы теплоснабжения г. Мурманска

Расчет показателей надежности в зонах действия источников города Мурманска был проведен с учетом мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению источников и тепловых сетей, проведенных в ретроспективный период, что отражено книге «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городской округ город-герой Мурманск на период с 2023 по 2042 годы (актуализация на 2027 год). Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения», Приложение 3 «Оценка надежности теплоснабжения».

По имеющимся данным, показатель повреждаемости тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО АО «Мурманская ТЭЦ» сохраняется на уровне 0,032 ед./км/год. Значительный вклад в поддержание показателя вносят магистральные сети, т.к. программа капитальных ремонтов направлена в основном на реконструкцию магистральных теплопроводов.

Показатель повреждаемости тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО № 006 АО «МЭС» составляет 1,454 ед./км/год и имеет тенденцию к снижению.

По другим ЕТО для проведения анализа требуется предоставление статистических сведений по отказам на тепловых сетях

1.10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

1.10.1. Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения

Изменение технико-экономических показателей работы теплоснабжающих и теплосетевых организаций в 2025 г. по сравнению с 2024 г. приведены ниже:

- АО «Мурманская ТЭЦ» (производство тепловой энергии, комбинированная выработка с установленной мощностью производства электрической энергии менее 25 МВт и некомбинированная выработка):

- в 2025 г. по сравнению с 2024 г. выручка снизилась на 0,03% и составила 7 390 млн. руб., при этом себестоимость выросла на 14% до 10 689 млн. руб. (основные статьи расходов: топливо (69%), прочие расходы (11%), ФОТ основного персонала (8%), амортизация (2%)). В отчетности за 2025 г. ТСО указала валовую прибыль (убыток) в размере -3 299 млн. руб. Установленная мощность источников не изменилась и составляет 1 137,0 Гкал/ч, выработка снизилась на 2,1% и составила 2 149,2 тыс. Гкал, покупка тепла отсутствует, отпуск потребителям снизился на 1,6% и составил 1 919,25 тыс. Гкал.

- АО «Мурманэнергосбыт» (производство тепловой энергии, некомбинированная выработка на территории городского округа город-герой Мурманск, кроме микрорайона Росляково):

- в 2025 г. по сравнению с 2024 г. выручка выросла на 10,9% и составила 2 305 млн. руб., при этом себестоимость выросла на 10,0% до 3 759 млн. руб. (основные статьи расходов: топливо (65%), ФОТ основного персонала (15%), амортизация (4%), прочие расходы (1%)). В отчетности за 2025 г. ТСО указала валовую прибыль (убыток) в размере -1 455 млн. руб. Установленная мощность источников не изменилась и составляет 436,18 Гкал/ч, выработка снизилась на 4,1% и составила 695,14 тыс. Гкал, покупка тепла отсутствует, отпуск потребителям снизился на 2,9% и составил 603,64 тыс. Гкал.

- АО «Мурманэнергосбыт» (производство тепловой энергии, некомбинированная выработка на территории микрорайона Росляково):

- в 2025 г. по сравнению с 2024 г. выручка выросла на 9,3% и составила 235 млн. руб., при этом себестоимость выросла на 11,2% до 562 млн. руб. (основные

статьи расходов: топливо (55%), ФОТ основного персонала (27%), амортизация (4%)). В отчетности за 2025 г. ТСО указала валовую прибыль (убыток) в размере -327 млн. руб. Установленная мощность источников не изменилась и составляет 60,80 Гкал/ч, выработка снизилась на 9,5% и составила 83,04 тыс. Гкал, покупка тепла отсутствует, отпуск потребителям снизился на 2,8% и составил 63,16 тыс. Гкал.

- МУП «МУК» (производство тепловой энергии, некомбинированная выработка):

▪ в 2025 г. по сравнению с 2024 г. выручка выросла на 37% и составила 26 млн. руб., при этом себестоимость снизилась на 4% до 62 млн. руб. (основные статьи расходов: топливо (53%), ФОТ АУП (15%), ФОТ основного персонала (7%), прочие расходы (3%)). В отчетности за 2025 г. ТСО указала валовую прибыль (убыток) в размере -36,1 млн. руб. Установленная мощность источников снизилась на 40% и составляет 3,13 Гкал/ч, выработка снизилась на 22% и составила 4,03 тыс. Гкал, покупка тепла отсутствует, отпуск потребителям снизился на 23% и составил 3,96 тыс. Гкал.

- ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (производство тепловой энергии, некомбинированная выработка):

▪ в 2025 г. по сравнению с 2024 г. выручка выросла на 69% и составила 9,2 млн. руб., при этом себестоимость выросла на 94% до 41,2 млн. руб. (основные статьи расходов: топливо (51%), ФОТ основного персонала (18%), прочие расходы (11%), ФОТ АУП (4%)). В отчетности за 2025 г. ТСО указала валовую прибыль (убыток) в размере -24,3 млн. руб. Установленная мощность источников не изменилась и составляет 0,75 Гкал/ч, выработка выросла на 66% и составила 3,11 тыс. Гкал, покупка тепла отсутствует, отпуск потребителям вырос на 75% и составил 2,32 тыс. Гкал.

Инвестиционные программы в 2025 г. исполнялись тремя организациями АО «Мурманская ТЭЦ» (на 2024-2028 гг.), АО «Мурманэнергосбыт» (на 2025-2028 гг.), ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (на 2024-2047 гг.)

Отчетные показатели реализации инвестиционных программ информация о которых была опубликована в соответствии со стандартами раскрытия информации за 2025 г. представлены в следующей таблице.

Таблица 220 – Результаты реализации инвестиционных программ теплоснабжающими (теплосетевыми) организациями г. Мурманска за 2025 г.

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	АО «Мурманская ТЭЦ»			АО «Мурманэнергосбыт»			ООО «Тепло Людям. Кандалакша»			
1.	Информация об инвестиционных программах регулируемой организации											
1.1	Наименование инвестиционной программы	x	Инвестиционная программа АО «Мурманская ТЭЦ» в сфере теплоснабжения по модернизации, реконструкции и техническому перевооружению единого комплекса объектов, на территории городского округа город-герой Мурманск на 2024-2028 годы			Инвестиционная программа АО «Мурманэнергосбыт» в сфере теплоснабжения по модернизации, реконструкции и техническому перевооружению котельных и тепловых сетей на 2024-2027 годы			Инвестиционная программа ООО «Тепло Людям. Кандалакша» в сфере теплоснабжения по модернизации и строительству котельных, на территории городского округа город-герой Мурманск на 2024-2047 годы			
1.2	Цель инвестиционной программы	x	повышение надёжности и энергетической эффективности			повышение надёжности и энергетической эффективности			повышение надёжности и энергетической эффективности			
1.3	Период действия инвестиционной программы	x	09.01.2024 - 29.12.2028			19.11.2025 - 31.12.2028			20.05.2024 - 29.12.2047			
1.4	Наименование уполномоченного органа, утвердившего программу	x	Министерство энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Мурманской области			Министерство энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Мурманской области			Министерство энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Мурманской области			
1.5	Решение уполномоченного органа об утверждении инвестиционной программы	x	Приказ от 26.07.2023 № 134			Приказ от 19.11.2025 № 218			Приказ от 20.05.2023 № 95			
1.6	Решение уполномоченного органа о внесении изменений, корректировке инвестиционной программы	x	Приказ от 17.03.2026 № 43			-			Приказ от 20.10.2025 № 193			
2	Плановые и фактические размеры и источники финансирования, предусмотренные в утвержденной инвестиционной программе	x	План	Факт	Процент выполнения	План	Факт	Процент выполнения	План	Факт	Процент выполнения	
2.1	Всего, в т. ч.:	тыс. руб.	277 169,72	161 854,03	58,4%	468 663,49	471 678,96	100,6%	977,64	н/д	-	
2.1.1	амортизационные отчисления	тыс. руб.	125 515,61	111 023,22	88,5%	421 546,82	422 206,46	100,2%	0,00	0,00	-	
2.1.2	прибыль, направленная на инвестиции	тыс. руб.	0,00	0,00	-	47 116,67	49 472,50	105,0%	0,00	0,00	-	
2.1.3	плата за технологическое присоединение	тыс. руб.	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-	
2.1.4	прочие собственные средства	тыс. руб.	151 654,11	50 830,81	33,5%	0,00	0,00	-	977,64	н/д	-	
2.1.5	заемные средства	тыс. руб.	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-	0,00	н/д	-	
2.1.6	плата концедента	тыс. руб.	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-	0,00	н/д	-	
3	Информация об изменении показателей качества, надежности и энергетической эффективности, утвержденных в инвестиционной программе											
3.1	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений											
3.1.1	на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей	ед. в год/км	0,04	0,08	200,0%	-	-	-	-	-	-	
3.1.2	на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности	ед. в год/км	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
3.2	Удельный расход топлива											
3.2.1	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии	г. у. т. /Гкал	174,00	174,03	100,0%	-	-	-	160,20	160,20	100,0%	
3.2.1.1	в в том числе по источникам тепловой энергии	г. у. т. /Гкал	-	-	-	Котельная мкр-н Абрам-Мыс	0,22	0,23	104,5%	-	-	-

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	АО «Мурманская ТЭЦ»			АО «Мурманэнергосбыт»				ООО «Тепло Людям. Кандалакша»		
3.2.1.2		т. у. т. /Гкал	-	-	-	Котельная мкр-н Роста	0,18	0,18	100,0%	-	-	-
3.3	Отношение величины технологических потерь к материальной характеристике тепловой сети											
3.3.1	при передаче тепловой энергии	Гкал/кв. м	1,83	1,97	107,7%	-	-	-	-	-	-	
3.3.2	при передаче теплоносителя	Гкал/кв. м	8,79	11,76	133,8%	-	-	-	-	-	-	
3.4	Величина технологических потерь											
3.4.1	при передаче тепловой энергии	Гкал/год	90 138,00	97 306,00	108,0%	-	-	-	130,00	698,93	537,6%	
3.4.1.1	в том числе по тепловым сетям	Гкал/год	-	-	-	Тепловые сети от котельной мкр-н Абрам-Мыс	1 836,38	1 574,00	85,7%	-	-	-
3.4.1.3		Гкал/год	-	-	-	Тепловые сети от котельной мкр-н Роста	0,00	0,00	-	-	-	-
3.4.1.4		Гкал/год	-	-	-	Тепловые сети Ленинского АО	5 797,80	5 815,77	100,3%	-	-	-
3.4.1.5		Гкал/год	-	-	-	Тепловые сети Октябрьского и Первомайского АО	2 528,00	2 528,00	100,0%	-	-	-
3.4.2	при передаче теплоносителя по тепловым сетям	Гкал/год	433 266,00	579 648,00	133,8%	-	-	-	-	-	-	

1.10.2. Описание показателей хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования

В соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения, утвержденным Постановлением Правительства от 22.02.2012 № 154, настоящий раздел содержит описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.

Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций приведены в соответствии с требованиями, установленными в Постановлении Правительства РФ от 05.07.2013 № 570 «О стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования» по всем теплоснабжающим/теплосетевым организациям Муринского городского округа, которые опубликовали данные на портале публикации сведений, подлежащих свободному доступу.

В следующей таблице приведены основные технико-экономические показатели деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций г. Мурманска (по всем видам деятельности) за 2024-2025 годы.

Таблица 221 – Основные технико-экономические показатели деятельности теплоснабжающих (теплосетевых) организаций г. Мурманска за 2024-2025 гг.

№ п/п	Наименование	Единица измерения	АО «Мурманэнергосбыт»												
			Вид деятельности	Производство ТЭ. Некомбинированная выработка								Передача ТЭ			
				Территория оказания услуг	городской округ город-герой Мурманск										
					кроме микрорайона Росляково				микрорайон Росляково				-		
Период			2024	2025	изменения в 2025 г. относительно 2024 г.		2024	2025	изменения в 2025 г. относительно 2024 г.		2024	2025	изменения в 2025 г. относительно 2024 г.		
					абсолютные значения	%			абсолютные значения	%			абсолютные значения	%	
1	Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности	тыс. руб.	2 077 477	2 304 859	227 382	11%	215 362	235 451	20 089	9%	738 098	810 908	72 811	10%	
2	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	3 419 088	3 759 330	340 242	10%	505 579	562 431	56 852	11%	994 448	988 119	-6 329	-1%	
2.1	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	0	0	-	-	0	0	-	-	414 549	486 772	72 223	17%	
2.2	расходы на топливо	тыс. руб.	2 288 407	2 446 065	157 658	7%	305 328	308 561	3 233	1%	0	0	-	-	
2.2.1	мазут	х	х	х	х	х	х	х	х	х	х	х	х	х	
2.2.1.1	объем	тонны	88 177,14	84 157,98	-4 019,15	-5%	10 203,91	9 712,67	-491,23	-5%	-	-	-	-	
2.2.1.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	25,88	28,98	3,10	12%	25,99	28,74	2,75	11%	-	-	-	-	
2.2.1.3	стоимость доставки	тыс. руб.	2 387	2 059	-328,01	-14%	3 490	3 896	406,31	12%	-	-	-	-	
2.2.1.4	способ приобретения	х	Торги/аукционы	Торги/аукционы	-	-	Торги/аукционы	Торги/аукционы	-	-	-	-	-	-	
2.2.2	дизельное топливо	х	х	х	х	х	х	х	х	х	х	х	х	х	
2.2.2.1	объем	тонны	62,39	79,69	17,31	28%	-	-	-	-	-	-	-	-	
2.2.2.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	62,67	65,28	2,61	4%	-	-	-	-	-	-	-	-	
2.2.2.3	стоимость доставки	тыс. руб.	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
2.2.2.4	способ приобретения	х	Торги/аукционы	Торги/аукционы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
2.2.3	уголь каменный	х	х	х	х	х	х	х	х	х	х	х	х	х	
2.2.3.1	объем	тонны	-	-	-	-	4 453,46	3 639,38	-814	-18%	-	-	-	-	
2.2.3.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	-	-	-	-	8,23	7,01	-1	-15%	-	-	-	-	
2.2.3.3	стоимость доставки	тыс. руб.	-	-	-	-	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	
2.2.3.4	способ приобретения	х	-	-	-	-	Торги/аукционы	Торги/аукционы	-	-	-	-	-	-	
2.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	87 439	98 076	10 637	12%	10 942	12 055	1 113	10%	12 447	14 288	1 841	15%	
2.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	4	4	0	9%	3	4	0	14%	5	6	1	16%	
2.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт.ч	24 323	25 093	769	3%	3 205	3 105	-99	-3%	2 560	2 544	-16	-1%	
2.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	37 238	48 150	10 912	29%	3 918	4 977	1 059	27%	0	0	-	-	

№ п/п	Наименование Вид деятельности Территория оказания услуг Централизованная система теплоснабжения	Единица измерения	АО «Мурманэнергосбыт»											
			Производство ТЭ. Некомбинированная выработка								Передача ТЭ			
			кроме микрорайона Росляково						микрорайон Росляково				-	
			Период	2024	2025	изменения в 2025 г. относительно 2024 г.		2024	2025	изменения в 2025 г. относительно 2024 г.		2024	2025	изменения в 2025 г. относительно 2024 г.
абсолютные значения	%	абсолютные значения				%	абсолютные значения			%				
2.5	Расходы на химические реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	4 266	5 048	782	18%	0	0	-	-	0	0	-	-
2.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	380 249	434 646	54 397	14%	92 728	116 265	23 538	25%	128 560	116 591	-11 969	-9%
2.7	Страховые взносы на обязательное социальное страхование, выплачиваемые из фонда оплаты труда основного производственного персонала	тыс. руб.	119 165	135 102	15 937	13%	29 463	36 484	7 021	24%	34 022	35 792	1 770	5%
2.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	0	0	-	-	0	0	-	-	0	0	-	-
2.9	Страховые взносы на обязательное социальное страхование, выплачиваемые из фонда оплаты труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	0	0	-	-	0	0	-	-	0	0	-	-
2.10	Расходы на амортизацию основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	138 522	166 749	28 227	20%	14 361	21 432	7 071	49%	248 824	170 904	-77 920	-31%
2.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	46	35	-12	-25%	9	28	18	194%	0	1 804	1 804	100%
2.12	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	96 001	156 178	60 178	63%	18 648	24 848	6 200	33%	1 646	68 661	67 015	4071%
2.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0	0	-	-	0	0	-	-	0	0	-	-
2.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0	0	-	-	0	0	-	-	0	0	-	-
2.13	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	102 451	81 319	-21 131	-21%	22 710	30 473	7 763	34%	0	41 071	41 071	100%
2.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0	0	-	-	0	0	-	-	0	0	-	-
2.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0	0	-	-	0	0	-	-	0	0	-	-
2.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	123 752	136 732	12 980	10%	6 384	5 569	-815	-13%	0	51 849	51 849	100%
2.14.1	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов	х	отсутствует	отсутствует	-	-	отсутствует	отсутствует	-	-	есть	есть	-	-
2.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	41 551	51 230	9 679	23%	1 088	1 739	651	60%	117	386	269	229%
3	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-1 341 611	-1 454 471	-112 860	8%	-290 218	-326 980	-36 763	13%	-256 351	-177 211	79 140	-31%
4	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	0	0	-	-	0	0	-	-	0	0	-	-
4.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	0	0	-	-	0	0	-	-	0	0	-	-

№ п/п	Наименование		АО «Мурманэнергосбыт»											
	Вид деятельности		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка								Передача ТЭ			
	Территория оказания услуг		городской округ город-герой Мурманск											
	Централизованная система теплоснабжения		кроме микрорайона Росляково				микрорайон Росляково				-			
Период	Единица измерения	2024	2025	изменения в 2025 г. относительно 2024 г.		2024	2025	изменения в 2025 г. относительно 2024 г.		2024	2025	изменения в 2025 г. относительно 2024 г.		
				абсолютные значения	%			абсолютные значения	%			абсолютные значения	%	
5	Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	93 318	588 880	495 562	531%	69 737	16 973	-52 764	-76%	474 480	168 576	-305 904	-64%
5.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс. руб.	93 318	588 880	495 562	531%	69 737	16 973	-52 764	-76%	474 480	168 576	-305 904	-64%
5.1.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	93 794	597 133	503 339	537%	69 737	16 973	-52 764	-76%	474 480	190 253	-284 227	-60%
5.1.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	476	8 253	7 777	1634%	0	0	-	-	0	21 677	21 677	100%
5.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	0	0	-	-	0	0	-	-	0	0	-	-
6	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=95c4fa28-94d1-48be-a19e-ae12ae37e8e7	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=067f8d12-50a1-4a54-bbcb-b7558a417e95	-	-	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=95c4fa28-94d1-48be-a19e-ae12ae37e8e7	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=067f8d12-50a1-4a54-bbcb-b7558a417e95	-	-	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=95c4fa28-94d1-48be-a19e-ae12ae37e8e7	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=067f8d12-50a1-4a54-bbcb-b7558a417e95	-	-
7	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	436,18	418,47	-17,71	-4%	60,80	60,80	0,00	0%	0,00	0,00	436,18	418,47
7.1	источник тепловой энергии Северная	Гкал/ч	337,70	337,70	0,00	0%	-	-	-	-	-	-	-	-
7.2	источник тепловой энергии Абрам-Мыс	Гкал/ч	24,18	6,47	-17,71	-73%	-	-	-	-	-	-	-	-
7.3	источник тепловой энергии Роста	Гкал/ч	60,00	60,00	0,00	0%	-	-	-	-	-	-	-	-
7.4	источник тепловой энергии Сигнал	Гкал/ч	3,49	3,49	0,00	0%	-	-	-	-	-	-	-	-
7.5	источник тепловой энергии МОПТД	Гкал/ч	1,79	1,79	0,00	0%	-	-	-	-	-	-	-	-
7.6	источник тепловой энергии Фестивальная	Гкал/ч	9,02	9,02	0,00	0%	-	-	-	-	-	-	-	-
7.7	источник тепловой энергии Росляково-1	Гкал/ч	-	-	-	-	53,20	53,20	0,00	0%	-	-	-	-
7.8	источник тепловой энергии Росляково	Гкал/ч	-	-	-	-	7,60	7,60	0,00	0%	-	-	-	-
8	Тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч	255,61	250,22	-5,39	-2%	24,13	22,32	-1,81	-8%	0,00	0,00	-	-
9	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	714,35	695,14	-19,21	-3%	91,78	83,04	-8,74	-10%	0,00	0,00	-	-
9.1	Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	0,00	0,00	-	-	0,00	0,00	-	-	0,00	0,00	-	-

№ п/п	Наименование	Единица измерения	АО «Мурманэнергосбыт»											
	Вид деятельности		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка								Передача ТЭ			
	Территория оказания услуг		городской округ город-герой Мурманск											
	Централизованная система теплоснабжения		кроме микрорайона Росляково				микрорайон Росляково				-			
Период			2024	2025	изменения в 2025 г. относительно 2024 г.		2024	2025	изменения в 2025 г. относительно 2024 г.		2024	2025	изменения в 2025 г. относительно 2024 г.	
					абсолютные значения	%			абсолютные значения	%			абсолютные значения	%
10	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, определенном в том числе	тыс. Гкал	621,91	603,64	-18,27	-3%	64,97	63,16	-1,81	-3%	0,00	0,00	-	-
10.1	По приборам учета	тыс. Гкал	217,62	202,74	-14,88	-7%	10,65	6,54	-4,11	-39%	0,00	0,00	-	-
10.1.1	Определенный по приборам учета объем тепловой энергии, отпускаемой по договорам потребителям, максимальный объем потребления тепловой энергии объектов которых составляет менее чем 0,2 Гкал	тыс. Гкал	0,00	0,00	-	-	0,00	0,00	-	-	0,00	0,00	-	-
10.2	Расчетным путем	тыс. Гкал	34,91	37,02	2,11	6%	3,68	2,67	-1,01	-27%	0,00	0,00	-	-
10.3	По нормативам потребления коммунальных услуг и нормативам потребления коммунальных ресурсов	тыс. Гкал	369,38	363,89	-5,49	-1%	50,64	53,95	3,31	7%	0,00	0,00	-	-
11	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом	Ккал/ч. мес.	77,69	74,17	-3,52	-5%	11,00	10,55	-0,45	-4%	122,26	0,00	-122,26	-100%
12	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	75,53	97,38	21,85	29%	9,91	12,02	2,11	21%	114,76	0,00	-114,76	-100%
13	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	357,00	331,00	-26,00	-7%	87,00	84,00	-3,00	-3%	105,00	92,00	-13,00	-12%
14	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	0,00	0,00	-	-	0,00	0,00	-	-	0,00	0,00	-	-
15	Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, используемыми для осуществления регулируемых видов деятельности, в целом по регулируемой организации или с распределением по источникам тепловой энергии (в зависимости от показателя (показателей), утвержденного уполномоченным органом)	кг у. т./Гкал	176,21	150,38	-25,83	-15%	192,57	228,56	35,99	19%	0,00	0,00	-	-
16	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, используемыми для осуществления регулируемых видов деятельности, в целом по регулируемой организации или с распределением по источникам тепловой энергии (в зависимости от показателя (показателей), утвержденного уполномоченным органом)	кг у. т./Гкал	176,68	179,84	3,16	2%	190,83	199,22	8,39	4%	н/д	н/д	-	-
17	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой	тыс. кВт.ч/Гкал	0,04	0,04	0,00	7%	0,05	0,05	-	-	0,00	0,00	-	-

№ п/п	Наименование	Единица измерения	АО «Мурманэнергосбыт»												
	Вид деятельности		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка						Передача ТЭ						
	Территория оказания услуг		городской округ город-герой Мурманск												
	Централизованная система теплоснабжения		кроме микрорайона Росляково				микрорайон Росляково				-				
Период			2024	2025	изменения в 2025 г. относительно 2024 г.		2024	2025	изменения в 2025 г. относительно 2024 г.		2024	2025	изменения в 2025 г. относительно 2024 г.		
					абсолютные значения	%			абсолютные значения	%			абсолютные значения	%	
	потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности														
18	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. кВт.ч/Гкал	1,62	1,73	0,11	7%	2,05	2,27	-	-	0,00	0,00	-	-	
19	Информация о показателях технико-экономического состояния систем теплоснабжения (за исключением теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии, теплоносителя, а также источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в т.ч.:	х	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=f3df1894-2bd6-431a-90e1-91548e5cade9	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=57c8e66b-f362-4023-a20b-a01ddb55ac67	-	-	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=f3df1894-2bd6-431a-90e1-91548e5cade9	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=57c8e66b-f362-4023-a20b-a01ddb55ac67	-	-	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=f3df1894-2bd6-431a-90e1-91548e5cade9	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=57c8e66b-f362-4023-a20b-a01ddb55ac67	-	-	
19.1	Информация о показателях физического износа объектов теплоснабжения	х	н/д	н/д	-	-	н/д	н/д	-	-	н/д	н/д	-	-	
19.2	Информация о показателях энергетической эффективности объектов теплоснабжения	х	н/д	н/д	-	-	н/д	н/д	-	-	н/д	н/д	-	-	

Продолжение таблицы

№ п/п	Наименование Вид деятельности Территория оказания услуг Централизованная система теплоснабжения	Единица измерения	АО «Мурманская ТЭЦ»				АО «Мурманский морской торговый порт»			
			Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ				Производство ТЭ. Некомбинированная выработка			
			городской округ				город-герой Мурманск			
			2024	2025	изменения в 2025 г. относительно 2024 г		2024	2025	изменения в 2025 г. относительно 2024 г	
абсолютные значения	%	абсолютные значения			%					
1	Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности	тыс. руб.	7 392 392	7 390 035	-2 357	0%	н/д	12 720	-	-
2	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	9 399 509	10 688 907	1 289 398	14%	н/д	21 492	-	-
2.1	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	14 401	0	-14 401	-100%	н/д	0	-	-
2.2	расходы на топливо	тыс. руб.	6 610 734	7 424 039	813 304	12%	н/д	8 997	-	-
2.2.1	мазут	х	х	х	х	х	х	х	-	-
2.2.1.1	объем	тонны	259 200,54	254 241	-4 959,43	-2%	н/д	0,27	-	-
2.2.1.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	18,80	22	2,83	15%	н/д	33 696,06	-	-
2.2.1.3	стоимость доставки	тыс. руб.	1 736 969	1 923 398	186 428,17	11%	н/д	0	-	-
2.2.1.4	способ приобретения	х	Торги/аукционы	Торги/аукционы	-	-	н/д	н/д	-	-
2.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	248 463	286 720	38 256	15%	н/д	541	-	-
2.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	4	4	0	11%	н/д	5	-	-
2.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт.ч	61 761	64 252	2 491	4%	н/д	115	-	-
2.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	63 091	99 600	36 509	58%	н/д	121	-	-
2.5	Расходы на химические реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	0	0	-	-	н/д	0	-	-
2.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	645 218	672 781	27 562	4%	н/д	3 880	-	-
2.7	Страховые взносы на обязательное социальное страхование, выплачиваемые из фонда оплаты труда основного производственного персонала	тыс. руб.	198 657	205 264	6 606	3%	н/д	1 389	-	-
2.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	0	0	-	-	н/д	0	-	-
2.9	Страховые взносы на обязательное социальное страхование, выплачиваемые из фонда оплаты труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	0	0	-	-	н/д	0	-	-
2.10	Расходы на амортизацию основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	197 449	245 058	47 609	24%	н/д	352	-	-
2.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	0	0	-	-	н/д	0	-	-
2.12	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	0	0	-	-	н/д	1 093	-	-
2.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0	0	-	-	н/д	0	-	-
2.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0	0	-	-	н/д	0	-	-
2.13	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	0	0	-	-	н/д	1 304	-	-
2.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0	0	-	-	н/д	0	-	-
2.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0	0	-	-	н/д	0	-	-
2.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	380 606	586 439	205 833	54%	н/д	2 556	-	-
2.14.1	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов	х	отсутствует	отсутствует	-	-	отсутствует	отсутствует	-	-
2.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	1 040 889	1 169 007	128 119	12%	н/д	1 260	-	-

№ п/п	Наименование	Единица измерения	АО «Мурманская ТЭЦ»				АО «Мурманский морской торговый порт»			
			Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ				Производство ТЭ. Некомбинированная выработка			
			городской округ город-герой Мурманск				город-герой Мурманск			
			-				-			
Период			2024	2025	изменения в 2025 г. относительно 2024 г		2024	2025	изменения в 2025 г. относительно 2024 г	
					абсолютные значения	%			абсолютные значения	%
					-	-			-	-
3	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-2 007 117	-3 298 873	-1 291 755	64%	н/д	-8 772	-	-
4	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	-1 605 893	-2 493 779	-887 886	55%	н/д	0	-	-
4.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	0	0	-	-	н/д	0	-	-
5	Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	578 356	451 334	-127 023	-22%	н/д	2 148	-	-
5.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс. руб.	578 356	451 334	-127 023	-22%	н/д	2 148	-	-
5.1.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	579 302	458 618	-120 684	-21%	н/д	2 148	-	-
5.1.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	946	7 285	6 338	670%	н/д	0	-	-
5.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	0	0	-	-	н/д	0	-	-
6	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=b364b35e-d130-4307-a4c5-af6fd5515f82	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=27ec8022-f9c2-43ab-8e90-300137a4e9cd	-	-	н/д	н/д	-	-
7	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	1 137,00	1 137,00	0,00	0%	н/д	14,03	-	-
7.1	Мурманская ТЭЦ	Гкал/ч	286,0	286,0	0,00	0%	-	-	-	-
7.2	Южная котельная	Гкал/ч	461,0	461,0	0,00	0%	-	-	-	-
7.3	Восточная котельная	Гкал/ч	390,0	390,0	0,00	0%	-	-	-	-
8	Тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч	754,45	753,62	-0,83	0%	н/д	3,38	-	-
9	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	2 195,11	2 149,20	-45,91	-2%	н/д	13,55	-	-
9.1	Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	7,43	0,00	-7,43	-100%	н/д	0,00	-	-
10	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, определенном в том числе	тыс. Гкал	1 951,17	1 919,23	-31,95	-2%	н/д	1,70	-	-
10.1	По приборам учета	тыс. Гкал	701,37	667,01	-34,36	-5%	н/д	1,70	-	-
10.1.1	Определенный по приборам учета объем тепловой энергии, отпускаемой по договорам потребителям, максимальный объем потребления тепловой энергии объектов которых составляет менее чем 0,2 Гкал	тыс. Гкал	0,00	0,00	-	-	н/д	1,70	-	-
10.2	Расчетным путем	тыс. Гкал	372,82	355,10	-17,72	-5%	н/д	0,00	-	-

№ п/п	Наименование	Единица измерения	АО «Мурманская ТЭЦ»				АО «Мурманский морской торговый порт»			
			Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ				Производство ТЭ. Некомбинированная выработка			
			городской округ город-герой Мурманск				городской округ город-герой Мурманск			
			-				-			
Период			2024	2025	изменения в 2025 г. относительно 2024 г		2024	2025	изменения в 2025 г. относительно 2024 г	
					абсолютные значения	%			абсолютные значения	%
10.3	По нормативам потребления коммунальных услуг и нормативам потребления коммунальных ресурсов	тыс. Гкал	876,98	897,11	20,13	2%	н/д	0,00	-	-
11	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом	Ккал/ч. мес.	90,14	90,36	0,22	0%	н/д	1,06	-	-
12	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	97,31	106,84	9,54	10%	н/д	2,54	-	-
13	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	641,00	671,00	30,00	5%	н/д	25,00	-	-
14	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	0,00	0,00	-	-	н/д	0,00	-	-
15	Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, используемыми для осуществления регулируемых видов деятельности, в целом по регулируемой организации или с распределением по источникам тепловой энергии (в зависимости от показателя (показателей), утвержденного уполномоченным органом)	кг у. т./Гкал	174,00	174,00	0,00	0%	н/д	170,20	-	-
15.1	Мурманская ТЭЦ	кг у. т./Гкал	181,30	181,20	-0,10	0%	-	-	-	-
15.2	Южная котельная	кг у. т./Гкал	169,60	169,50	-0,10	0%	-	-	-	-
15.3	Восточная котельная	кг у. т./Гкал	171,60	171,30	-0,10	0%	-	-	-	-
16	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, используемыми для осуществления регулируемых видов деятельности, в целом по регулируемой организации или с распределением по источникам тепловой энергии (в зависимости от показателя (показателей), утвержденного уполномоченным органом)	кг у. т./Гкал	174,030	173,74	-0,29	0%	н/д	181,63	-	-
16.1	Мурманская ТЭЦ	кг у. т./Гкал	180,80	180,70	-0,11	0%	-	-	-	-
16.2	Южная котельная	кг у. т./Гкал	169,56	169,70	0,15	0%	-	-	-	-
16.3	Восточная котельная	кг у. т./Гкал	172,50	171,10	-1,40	-1%	-	-	-	-
17	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. кВт.ч/Гкал	0,04	0,04	0,00	8%	н/д	0,06	-	-
18	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. кВт.ч/Гкал	0,78	1,12	0,34	44%	н/д	1,30	-	-
19	Информация о показателях технико-экономического состояния систем теплоснабжения (за исключением теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии, теплоносителя, а также источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в т.ч.:	х	н/д	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=c08111dc-2f46-4472-b9d4-c3cdd408f077	-	-	н/д	н/д	-	-

№ п/п	Наименование	Единица измерения	АО «Мурманская ТЭЦ»				АО «Мурманский морской торговый порт»			
	Вид деятельности		Производство ТЭ. Некомбинированная выработка; Передача. ТЭ; Сбыт. ТЭ				Производство ТЭ. Некомбинированная выработка			
	Территория оказания услуг		городской округ город-герой Мурманск				городской округ город-герой Мурманск			
	Централизованная система теплоснабжения		-				-			
Период			2024	2025	изменения в 2025 г. относительно 2024 г		2024	2025	изменения в 2025 г. относительно 2024 г	
					абсолютные значения	%			абсолютные значения	%
19.1	Информация о показателях физического износа объектов теплоснабжения	х	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=6a9262ab-8f1a-45c0-9b29-a8626f0b715d	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=c08111dc-2f46-4472-b9d4-c3cdd408f077	-	-	н/д	н/д	-	-
19.2	Информация о показателях энергетической эффективности объектов теплоснабжения	х	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=6a9262ab-8f1a-45c0-9b29-a8626f0b715d	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=c08111dc-2f46-4472-b9d4-c3cdd408f077	-	-	н/д	н/д	-	-

Продолжение таблицы

№ п/п	Наименование Вид деятельности Территория оказания услуг Централизованная система теплоснабжения	Единица измерения	5.				6.			
			МУП «МУК» Производство ТЭ. Некомбинированная выработка				ООО «Тепло Людям. Кандалакша» Производство ТЭ. Некомбинированная выработка			
			городской округ				город-герой Мурманск			
			2024	2025	изменения в 2025 г. относительно 2024 г		2024	2025	изменения в 2025 г. относительно 2024 г	
абсолютные значения	%	абсолютные значения			%					
1	Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности	тыс. руб.	18 653	25 542	6 889	37%	5 426	9 194	3 768	69%
2	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	64 289	61 640	-2 649	-4%	21 275	41 236	19 961	94%
2.1	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	0	0	-	-	0	0	-	-
2.2	расходы на топливо	тыс. руб.	33 356	32 798	-558	-2%	11 170	21 234	10 064	90%
2.2.1	дизельное топливо	х	х	х	х	х	х	х	х	х
2.2.1.1	объем	тонны	150	-	-150,15	-100%	174	321	146,51	84%
2.2.1.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	79,48	-	-79,48	-100%	62,64	60,67	-1,97	-3%
2.2.1.3	стоимость доставки	тыс. руб.	3,00	-	-3,00	-100%	245,52	1 765,06	1 519,54	619%
2.2.1.3	способ приобретения	тыс. руб.	Торги/ аукционы	-	-	-	Прямые договора без торгов	Прямые договора без торгов	-	-
2.2.2	уголь бурый	х	х	х	х	х	х	х	х	х
2.2.2.1	объем	тонны	2 261,00	2 404,00	143	6%	-	-	-	-
2.2.2.2	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	9,47	4,28	-5	-55%	-	-	-	-
2.2.2.3	стоимость доставки	тыс. руб.	7,63	22 513,69	22 506	295008 %	-	-	-	-
2.2.2.4	способ приобретения	х	Торги/аукционы	Торги/аукционы	-	-	-	-	-	-
2.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	1 990	1 895	-94	-5%	436	815	379	87%
2.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	7	8	1	11%	6	7	1	9%
2.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт.ч	273	234	-39	-14%	70	120	50	72%
2.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	94	152	58	61%	50	9	-42	-83%
2.5	Расходы на химические реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	0	0	-	-	0	0	-	-
2.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	6 287	3 255	-3 032	-48%	3 040	6 041	3 000	99%
2.7	Страховые взносы на обязательное социальное страхование, выплачиваемые из фонда оплаты труда основного производственного персонала	тыс. руб.	1 971	1 013	-958	-49%	591	1 529	938	159%
2.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	7 450	7 128	-322	-4%	782	1 249	468	60%
2.9	Страховые взносы на обязательное социальное страхование, выплачиваемые из фонда оплаты труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	2 172	2 141	-30	-1%	197	377	180	91%
2.10	Расходы на амортизацию основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	370	245	-125	-34%	0	27	27	100%
2.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	5	0	-5	-100%	0	0	-	-

№ п/п	Наименование Вид деятельности Территория оказания услуг Централизованная система теплоснабжения	Единица измерения	5.				6.			
			МУП «МУК»				ООО «Тепло Людям. Кандалакша»			
			Производство ТЭ. Некомбинированная выработка				Производство ТЭ. Некомбинированная выработка			
			городской округ				город-герой Мурманск			
Период			2024	2025	изменения в 2025 г. относительно 2024 г		2024	2025	изменения в 2025 г. относительно 2024 г	
					абсолютные значения	%			абсолютные значения	%
2.12	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	0	0	-	-	2 919	4 614	1 695	58%
2.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0	0	-	-	326	638	312	96%
2.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0	0	-	-	0	0	-	-
2.13	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	1 690	1 646	-45	-3%	1 608	427	-1 181	-73%
2.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0	0	-	-	0	0	-	-
2.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0	0	-	-	0	0	-	-
2.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	1 442	11 187	9 745	676%	480	474	-6	-1%
2.14.1	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов	х	отсутствует	отсутствует	-	-	отсутствует	отсутствует	-	-
2.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	7 462	1 583	-5 878	-79%	0	4 440	4 440	100%
3	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-45 642	-36 104	9 538	-21%	-8 516	-24 324	-15 808	186%
4	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	95	404	309	325%	-529	-50 588	-50 059	9458%
4.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	0	0	-	-	0	0	-	-
5	Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	0	0	-	-	0	28	28	100%
5.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс. руб.	0	0	-	-	0	0	-	-
5.1.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	0	0	-	-	0	27	27	100%
5.1.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	0	0	-	-	0	0	-	-
5.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	0	0	-	-	0	0	-	-
6	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=767e537d-4322-4550-b4e1-1a00ae2079bf	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=7347e526-c3e0-4e87-8a3c-167c3c16d78b	-	-	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=1ec449dd-4d8b-40bf-93a4-8f3470df33d8	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=f5004362-f5004362-883e-466e-9311-c28051228525	-	-
7	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	5,19	3,13	-2,06	-40%	0,75	0,75	0,00	0%
7.1	дизельная котельная	Гкал/ч	2,06	-	-	-	-	-	-	-
7.2	угольная котельная	Гкал/ч	3,13	3,13	0,00	9%	-	-	-	-

№ п/п	Наименование Вид деятельности Территория оказания услуг Централизованная система теплоснабжения	Единица измерения	5.				6.			
			МУП «МУК»				ООО «Тепло Людям. Кандалакша»			
			Производство ТЭ. Некомбинированная выработка				Производство ТЭ. Некомбинированная выработка			
			городской округ				город-герой Мурманск			
Период			2024	2025	изменения в 2025 г. относительно 2024 г		2024	2025	изменения в 2025 г. относительно 2024 г	
					абсолютные значения	%			абсолютные значения	%
8	Тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч	1,73	0,97	-0,76	-44%	0,83	0,83	0,00	0%
9	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	5,20	4,03	-1,17	-22%	1,88	3,11	1,24	66%
9.1	Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	0,00	0,00	-	-	0,00	0,00	-	-
10	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, определенном в том числе	тыс. Гкал	5,12	3,96	-1,16	-23%	1,32	2,32	0,99	75%
10.1	По приборам учета	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	-100%	0,00	0,00	-	-
10.1.1	Определенный по приборам учета объем тепловой энергии, отпускаемой по договорам потребителям, максимальный объем потребления тепловой энергии объектов которых составляет менее чем 0,2 Гкал	тыс. Гкал	0,00	0,00	-	-	0,00	0,00	-	-
10.2	Расчетным путем	тыс. Гкал	5,11	3,96	-1,15	-23%	0,00	0,00	-	-
10.3	По нормативам потребления коммунальных услуг и нормативам потребления коммунальных ресурсов	тыс. Гкал	0,00	0,00	-	-	1,32	2,32	0,99	75%
11	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом	Ккал/ч. мес.	0,00	0,00	-	-	0,13	0,13	0,00	0%
12	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	0,00	0,00	-	-	0,49	0,69	0,20	41%
13	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	9,00	5,00	-4,00	-44%	5,00	5,00	0,00	0%
14	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	6,50	6,50	218,63	218,63	1,00	1,00	0,00	0%
15	Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, используемыми для осуществления регулируемых видов деятельности, в целом по регулируемой организации или с распределением по источникам тепловой энергии (в зависимости от показателя (показателей), утвержденного уполномоченным органом)	кг у. т./Гкал	378,83	218,63	-160,20	-42%	160,20	160,20	0,00	0%
15.1	дизельная котельная	кг у. т./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-
15.2	угольная котельная	кг у. т./Гкал	218,63	218,63	218,63	218,63	-	-	-	-
16	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, используемыми для осуществления регулируемых видов деятельности, в целом по регулируемой организации или с распределением по источникам тепловой энергии (в зависимости от показателя (показателей), утвержденного уполномоченным органом)	кг у. т./Гкал	433,39	458,00	24,61	6%	160,20	160,20	0,00	0%
16.1	дизельная котельная	кг у. т./Гкал	155,12	-	-	-	-	-	-	-
16.2	угольная котельная	кг у. т./Гкал	278,27	458,00	179,73	65%	-	-	-	-
17	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. кВт.ч/Гкал	0,05	0,06	0,00	9%	0,03	0,04	-	-

№ п/п	Наименование	Единица измерения	5.				6.			
	Вид деятельности		МУП «МУК»				ООО «Тепло Людям. Кандалакша»			
	Территория оказания услуг		Производство ТЭ.				Производство ТЭ. Некомбинированная			
	Централизованная система теплоснабжения		Некомбинированная выработка				выработка			
Период			городской округ				город-герой Мурманск			
			2024	2025	изменения в 2025 г. относительно 2024 г		2024	2025	изменения в 2025 г. относительно 2024 г	
					абсолютные значения	%			абсолютные значения	%
18	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. кВт.ч/Гкал	0,21	0,21	0,00	0%	0,80	0,06	-	-
19	Информация о показателях технико-экономического состояния систем теплоснабжения (за исключением теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии, теплоносителя, а также источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в т.ч.:	х	н/д	н/д	-	-	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=3ae5391c-32ae-483b-b3ff-6bd7db04ec15	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=ac0f8cf5-2628-4cf6-bd81-ad88045b0329	-	-
19.1	Информация о показателях физического износа объектов теплоснабжения	х	н/д	н/д	-	-	н/д	н/д	-	-
19.2	Информация о показателях энергетической эффективности объектов теплоснабжения	х	н/д	н/д	-	-	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=3ae5391c-32ae-483b-b3ff-6bd7db04ec15	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=ac0f8cf5-2628-4cf6-bd81-ad88045b0329	-	-

1.11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

Исполнительным органом государственной власти, уполномоченным осуществлять государственное регулирование цен (тарифов) на товары (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность (в том числе в сфере теплоснабжения) на территории г. Мурманска, является Комитет по тарифному регулированию Мурманской области.

В соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения, утвержденных Постановлением Правительства от 22.02.2012 № 154, настоящий раздел содержит описание цен и тарифов, установленных с учетом последних трёх лет (2023-2025 гг.). Кроме того, справочно, приведены данные о тарифах, установленных на 2026 г.

1.11.1. Описание динамики утвержденных цен (тарифов) за период с предыдущей актуализации схемы теплоснабжения

За период с предыдущей актуализации схемы теплоснабжения были отмечены следующие изменения в утвержденных ценах (тарифах).

Тарифы на тепловую энергию

В 2026 г. число организаций, для которых установлены тарифы на тепловую энергию относительно прошлого года уменьшилось и составляет 6.

Были отменены (утратили силу) тарифы на тепловую энергию для двух ТСО - АО «Завод ТО ТБО», ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ, тарифы для новых организаций не устанавливались.

Рост тарифов с 01.01.2026 отмечен по следующим организациям:

- АО «Мурманская ТЭЦ» - рост тарифа поставки населению во всех зонах деятельности на 1,7%;
- АО «Мурманэнергосбыт» - рост тарифа поставки населению во всех зонах деятельности на 1,7%;
- ООО «Тепло Людям. Кандалакша» - рост тарифа поставки населению на 1,7%.

Рост тарифов с 01.10.2026 отмечен по следующим организациям:

- АО «Мурманская ТЭЦ»:
 - рост тарифа поставки потребителям льготных категорий, кроме населения, присоединенным к сетям АО «МЭС» - на 15,4%,

- рост тарифа поставки потребителям, льготных категорий, кроме населения, присоединенным к сетям АО «Мурманская ТЭЦ» и тарифа для ТСО, приобретающим тепловую энергию с целью компенсации потерь - на 15,1%,
 - рост тарифа поставки населению во всех зонах деятельности на 15,0%;
 - рост тарифа поставки прочим потребителям, присоединенным к сетям АО «МЭС» - на 2,4%;
 - АО «Мурманэнергосбыт»:
 - рост тарифа поставки потребителям льготных категорий, кроме населения, во всех зонах деятельности на 20,0%;
 - рост тарифа поставки населению, присоединенному к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ и по ул. Ивченко, 19 на 15,0%;
 - рост тарифа поставки населению микрорайона Росляково на 15,6%;
 - рост тарифа поставки населению в остальных зонах деятельности на 14,9%;
 - рост тарифа поставки прочим потребителям, присоединенным к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ и по ул. Ивченко, 19 на 5,7%;
 - рост тарифа поставки прочим потребителям микрорайона Росляково на 5,7%;
 - рост тарифа поставки прочим потребителям в остальных зонах деятельности - на 5,4%.
 - ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ - рост тарифа поставки прочим потребителям на 17,0%;
 - МУП «МУК» - рост тарифа поставки населению по угольной котельной на 14,2%;
 - ООО «Тепло Людям. Кандалакша» - рост тарифа поставки потребителям льготных категорий, кроме населения на 15,0%, рост тарифа поставки населению на 14,2%;
 - АО «Мурманский морской торговый порт» - рост тарифа поставки прочим потребителям на 4,6%;
- Снижение тарифов с 01.10.2026 отмечено по организациям:
- МУП «МУК» - снижение тарифа поставки прочим потребителям на 6,0%;
 - ООО «Тепло Людям. Кандалакша» - снижение тарифа поставки прочим потребителям на 1,2%.

Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии

В 2026 г. число организаций, для которых установлены тарифы на услуги по передаче тепловой энергии не изменилось и составляет 1.

Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии для новых организаций не устанавливались, для действующих организаций не отменялись (не теряли силу).

В 2026 г. рост тарифа на услуги по передаче тепловой энергии не отмечен.

Снижение тарифа с 01.01.2026 отмечено по единственной организации, для которой был установлен тариф (АО «Мурманэнергосбыт»), на 28,5%.

Тарифы на теплоноситель

В 2026 г. число организаций, для которых установлены тарифы на теплоноситель уменьшилось и равно 1.

Были отменены (утратили силу) тарифы на теплоноситель для ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ.

Тарифы на теплоноситель для новых организаций не устанавливались.

Рост тарифов с 01.01.2026 отмечен по единственной организации, для которой был установлен тариф (АО «Мурманэнергосбыт»): рост тарифа для населения во всей зоне деятельности, кроме микрорайона Росляково на 1,7%

Рост тарифов с 01.10.2026:

- АО «Мурманэнергосбыт» - рост тарифа для населения во всей зоне деятельности, кроме микрорайона Росляково на 13,3%

Тарифы на горячую воду в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения)

В 2026 г. число организаций, для которых установлены тарифы на горячую воду в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) не изменилось и равно 1.

Тарифы на горячую воду в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) для новых организаций не устанавливались, для действующих организаций не отменялись (не теряли силу).

Рост тарифов с 01.01.2026 отмечен по организации АО «Мурманэнергосбыт»:

- рост тарифов для населения во всей зоне деятельности, кроме р-на Росляково на компонент на теплоноситель и компонент на тепловую энергию на 1,7%.

Рост тарифов с 01.10.2026 отмечен также по организации АО «Мурманэнергосбыт»:

- рост тарифов на компонент на тепловую энергию во всей зоне деятельности, кроме р-на Росляково для потребителей на 5,4% и для льготных потребителей, кроме населения на 20,0%;

- рост тарифов для населения на компонент на тепловую энергию по ул. Ивченко 19 и для потребителей, присоединенные к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ на 15,0%;

- рост тарифов на компонент на тепловую энергию во всей зоне деятельности кроме р-на Росляково, по ул. Ивченко 19 и потребителей, присоединенных к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ на 14,9%;

- рост тарифов для населения во всей зоне деятельности, кроме р-на Росляково на компонент на теплоноситель на 13,3%.

Плата за подключение к системе теплоснабжения

На момент разработки схемы теплоснабжения плата за подключение к системе теплоснабжения на 2026 г. в г. Мурманске еще не установлена.

На 2025 г. плата за подключение к системе теплоснабжения регулирующим органом была установлена для двух организаций - АО «Мурманская ТЭЦ» и АО «Мурманэнергосбыт», при этом:

- по АО «Мурманская ТЭЦ»:

- плата за проведение мероприятий по подключению возросла на 235,5% до 15,922 тыс. руб./Гкал/ч (без НДС);

- удалена плата за создание/реконструкцию тепловых сетей (подземная прокладка, при двухтрубной прокладке, до Ду250 мм);

- добавлена плата за создание/реконструкцию тепловых сетей (надземная (наземная) канальная прокладка, до Ду250 мм) 648,235 тыс. руб./Гкал/ч (без НДС);

- налог на прибыль снизился на 96,4% и составляет 162,059 тыс. руб./Гкал/ч. (без НДС).

- АО «Мурманэнергосбыт»:

- плата за проведение мероприятий по подключению возросла на 18,5% до 230,111 тыс. руб./Гкал/ч (без НДС);

- плата за создание/реконструкцию тепловых сетей (подземная прокладка, при двухтрубной прокладке, до Ду250 мм) – возросла на 20,19% до 43 432,246 тыс. руб./Гкал/ч (без НДС);
 - налог на прибыль вырос на 49,0% и составляет 10 836,062 тыс. руб./Гкал/ч.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности

На 2026 г. плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности в г. Мурманске регулирующим органом установлена для двух организаций – АО «Мурманская ТЭЦ» и АО «Мурманэнергосбыт», при этом:

- по АО «Мурманская ТЭЦ» плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности выросла на 35% и составляет 460,86 тыс. руб./Гкал/мес. (без НДС);
- по АО «Мурманэнергосбыт» плата выросла на 19,0% до 839,27 тыс. руб./Гкал/мес. (без НДС).

1.11.2. 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

1.11.2.1. Утвержденные тарифы на тепловую энергию

В соответствии с Приложением 20 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения, утвержденных приказом Министерства энергетики РФ от 05.03.2019 № 212, в следующих таблицах приведены данные о средних тарифах на отпущенную тепловую энергию и количестве отпущенной тепловой энергии в зонах деятельности каждой из ЕТО г. Мурманска, по которым имеются данные, а также средневзвешенный тариф от ЕТО г. Мурманска за базовый (2025) год актуализации настоящей Схемы теплоснабжения.

Данные о средних тарифах и объемах отпуска приняты в соответствии с протоколами заседания Правления Комитета по тарифному регулированию Мурманской области об установлении (пересмотре) соответствующих тарифов на указанный период.

Данные о количестве отпущенной тепловой энергии указаны в соответствии со стандартами раскрытия информации, опубликованными ТСО на портале публикации сведений, подлежащих свободному доступу

Средневзвешенный тариф от ЕТО в г. Мурманске рассчитан в соответствии с формулой, приведенной в Методических указаниях.

Таблица 222 – Таблица П20.1. Средние тарифы на отпущенную тепловую энергию в зонах деятельности единых теплоснабжающих организаций №001-008 за 2025 год актуализации схемы теплоснабжения (без НДС), руб./Гкал

№ зоны деятельности ЕТО	Наименование ЕТО	2021	2022	2023	2024	2025
001	АО «Мурманская ТЭЦ»	2 793,57	3 925,64	3 576,84	3 743,60	4 335,21
002	МУП «МУК»	5 210,72	5 411,34	6 391,78	6 800,94	7 529,79
003	АО «МЭС» (котельная «Абрам-Мыс»)	3 558,86	5 057,77	3 165,42	5 493,65	6 537,55
004	АО «МЭС» (котельная «Фестивальная»)	3 558,86	5 057,77	3 165,42	5 493,65	6 537,55
005	АО «ММТП»	4 984,74	5 170,44	5 700,67	6 564,79	7 501,45
006	АО «МЭС» (котельные «Северная», «Роста»)	3 558,86	5 057,77	3 165,42	5 493,65	6 537,55
006	АО «МЭС» (котельные «Росляково-1», ТЦ «Росляково Южное»)	3 950,62	5 973,82	4 492,58	5 493,65	6 537,55
007	ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (котельная 22)	6 590,74	6 560,29	1 343,25	1 430,95	1 572,50
008	ООО «Тепло Людям. Кандалакша»	-	-	-	-	8 560,17

Таблица 223 – Таблица П20.2. Количество отпущенной тепловой энергии в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации №001-008 за 2025 год актуализации схемы теплоснабжения, тыс. Гкал

№ зоны деятельности ЕТО	Наименование ЕТО	2021	2022	2023	2024	2025
001	АО «Мурманская ТЭЦ»	2 070,235	1 902,246	1 867,323	1 901,002	1844,803
002	МУП «МУК»	7,565	7,223	7,221	5,116	3,957
003	АО «МЭС» (котельная «Абрам-Мыс»)	11,442	11,068	10,252	10,812	10,729
004	АО «МЭС» (котельная «Фестивальная»)	10,291	9,503	8,963	9,256	9,296
005	АО «ММТП»	18,984	14,858	14,851	15,437	13,549
006	АО «МЭС» (котельные «Северная», «Роста», «Росляково-1», ТЦ «Росляково Южное»)	698,535	664,874	639,106	662,058	660,872
007	ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (котельная 22)	н/д	н/д	н/д	11,092	12,30
008	ООО «Тепло Людям. Кандалакша»	-	-	-	1,323	2,317

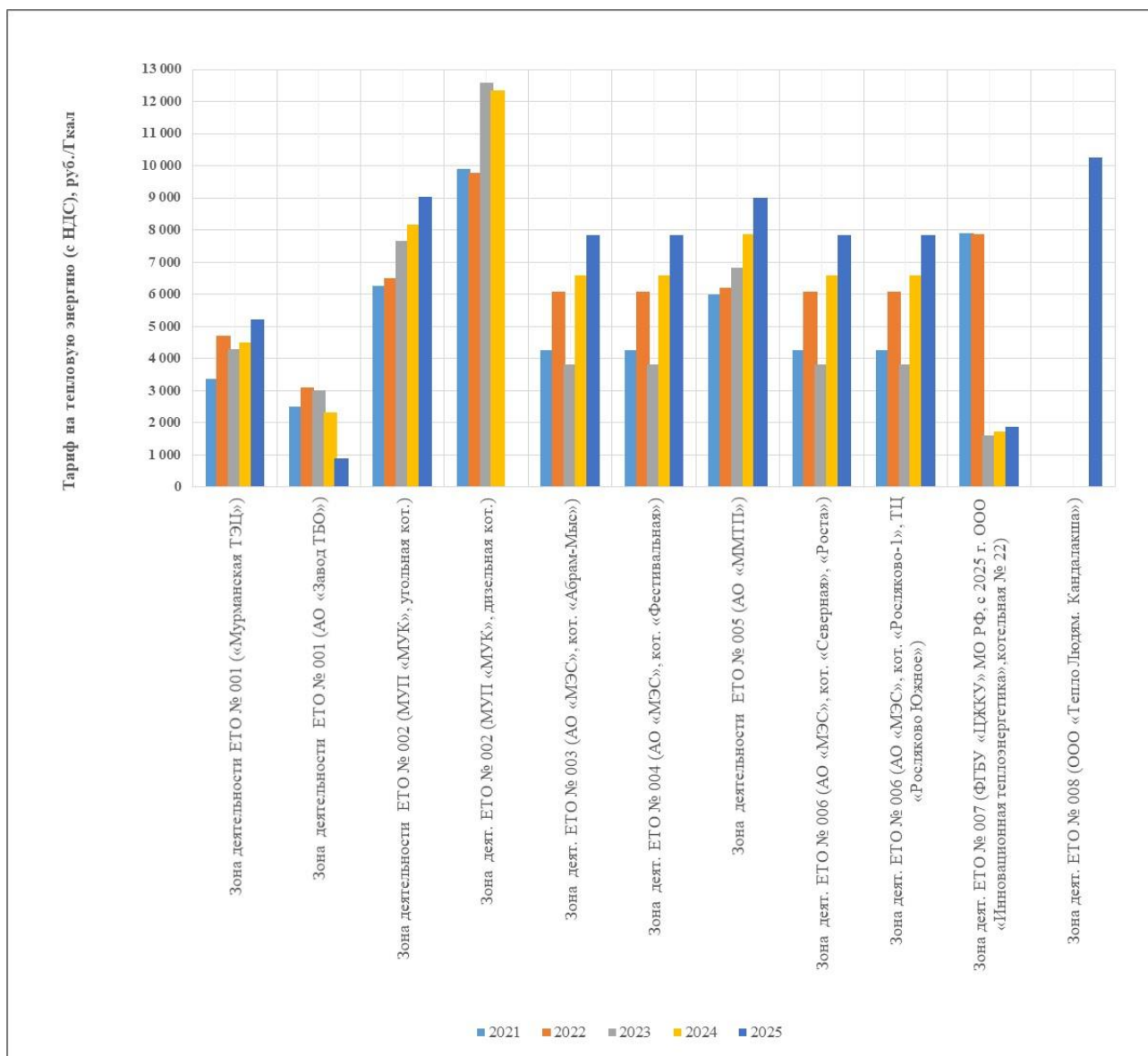


Рисунок 88. Тарифы на тепловую энергию (с НДС) в поселении г. Мурманск

Таблица 224 – Таблица П20.3. Средневзвешенный тариф на отпущенную тепловую энергию в зонах деятельности единых теплоснабжающих организаций №001-008 за 2025 год актуализации схемы теплоснабжения (без НДС), руб./Гкал

Наименование поселения, городского округа, города федерального значения	2021	2022	2023	2024	2025
Городской округ город-герой Мурманск	3 279	4 356	3 275	3 916	4 513

В соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения, утвержденных постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 № 154, далее приведены данные о тарифах на тепловую энергию, установленных на территории г. Мурманска в период 2023- 2025 гг. и на 2026 г.

На территории г. Мурманска в период 2023-2026 гг. тарифы на тепловую энергию были установлены для 6-8 организаций, в зависимости от года.

Таблица 225 – Перечень организаций г. Мурманск, для которых в период 2023-2026 гг. были установлены тарифы на тепловую энергию

№	Наименование	Деятельность ТСО по годам			
		2023	2024	2025	2026
1.	АО «Мурманская ТЭЦ»	1	1	1	1
2.	МУП «МУК»	1	1	1	1
3.	АО «Мурманэнергосбыт»	1	1	1	1
4.	АО «Мурманский морской торговый порт»	1	1	1	1
5.	ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ	1	1	1	0
6.	ООО «Тепло Людям. Кандалакша»	0	1 (с 07.06)	1	1
7.	ОАО «РЖД» (Петрозаводский территориальный участок Октябрьской Дирекции по тепловодоснабжению – структурное подразделение Центральной Дирекции по тепловодоснабжению – филиала ОАО «РЖД»)	1 (до 26.06)	0	0	0
8.	ООО «Инновационная теплоэнергетика»	0	0	1 (с 01.11)	1
	ИТОГО	7	7	8	6

Утвержденные тарифы на тепловую энергию за 2023-2026 гг. представлены в следующей таблице.

Таблица 226 –Тарифы на тепловую энергию, утвержденные в г. Мурманске на 2023-2026 гг.

№	Наименование	2023		2024			2025			2026					
		с 01.12.2022	с 01.07.2023	с 01.01.2024	рост к предыдущему п/г	с 01.07.2024	рост к предыдущему п/г	с 01.01.2025	рост к предыдущему п/г	с 01.07.2025	рост к предыдущему п/г	с 01.01.2026	рост к предыдущему п/г	с 01.10.2026	рост к предыдущему п/г
1.	АО «Мурманская ТЭЦ»														
	вид деятельности	Поставка ТЭ (ГВ)													
	зона деятельности	на территории городского округа город-герой Мурманск, потребители, присоединенные к сетям АО «Мурманская ТЭЦ»													
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	3 576,84	3 576,84	3 576,84	0,0%	3 653,77	2,2%	3 653,77	0,0%	5 086,06	39,2%	5 086,06	0,0%	5 856,14	15,1%
	- льготные тарифы потребителям (кроме населения), руб./Гкал	3 576,84	3 576,84	3 576,84	0,0%	3 653,77	2,2%	3 653,77	0,0%	5 086,06	39,2%	5 086,06	0,0%	5 856,14	15,1%
	- население (с НДС), руб./Гкал	3 481,60	3 481,60	3 481,60	0,0%	3 826,28	9,9%	3 826,28	0,0%	4 361,95	14,0%	4 434,65	1,7%	5 099,40	15,0%
	зона деятельности	на территории городского округа город-герой Мурманск, потребители, присоединенные к сетям АО «МЭС»													
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	4 067,62	4 067,62	4 067,62	0,0%	4 073,36	0,1%	4 073,36	0,0%	5 719,72	40,4%	5 719,72	0,0%	5 856,14	2,4%
	- льготные тарифы потребителям (кроме населения), руб./Гкал	3 841,03	3 841,03	3 841,03	0,0%	4 390,02	14,3%	4 390,02	0,0%	5 730,88	30,5%	5 730,88	0,0%	6 613,85	15,4%
	- население (с НДС), руб./Гкал	3 724,16	3 724,16	3 724,16	0,0%	4 000,00	7,4%	4 000,00	0,0%	4 545,40	13,6%	4 621,15	1,7%	5 314,32	15,0%
	зона деятельности	на территории городского округа город-герой Мурманск, потребители, присоединенные к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ													
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	3 576,84	3 576,84	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- льготные тарифы потребителям (кроме населения), руб./Гкал	3 576,84	3 576,84	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- население (с НДС), руб./Гкал	2 519,60	2 519,60	2 519,60	0,0%	2 829,51	12,3%	2 829,51	0,0%	3 273,75	15,7%	3 328,32	1,7%	3 827,57	15,0%
	реквизиты документов	Постановление КТР МО от 19.12.2018 № 50/3 (в ред. постановления от 19.12.2022 № 44/44)		Постановление КТР МО от 20.12.2023 № 51/4 (в ред. постановлений от 20.12.2024 № 51/21, от 31.01.2025 № 5/2, от 30.07.2025 № 30/1, от 19.12.2025 № 53/16)											
	зона деятельности	на территории городского округа город-герой Мурманск													
	- теплоснабжающие, теплосетевые организации, приобретающие ТЭ с целью компенсации потерь ТЭ, руб./Гкал	3 576,84	3 576,84	3 576,84	0,0%	3 653,77	2,2%	3 653,77	0,0%	5 086,06	39,2%	5 086,06	0,0%	5 856,14	15,1%
	реквизиты документов	Постановление КТР МО от 18.11.2022 № 44/45 (в ред. постановлений от 20.12.2023 № 51/5, от 20.12.2024 № 51/22, от 30.07.2025 № 30/1, от 19.12.2025 № 53/17)													
2.	АО «Завод ТО ТБО»														
	вид деятельности	Поставка ТЭ (ГВ)													
	зона деятельности	на территории городского округа город-герой Мурманск													
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	2 512,58	2 512,58	1 937,76	-22,9%	1 937,76	0,0%	735,43	-62,0%	735,43	0,0%	735,43	-	-	-
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	реквизиты документов	Постановление КТР МО от 17.11.2022 № 43/1 (в ред. постановлений от 15.12.2023 № 48/23, от 18.12.2024 № 49/3), признано утратившим силу постановлением от 18.12.2025 № 52/26												-	
3.	МУП «МУК»														
	вид деятельности	Поставка ТЭ (ГВ)													
	зона деятельности	на территории городского округа город-герой Мурманск, мкр-н Дровяное, угольная котельная													

№	Наименование	2023		2024			2025				2026				
		с 01.12.2022	с 01.07.2023	с 01.01.2024	рост к предыдущему п/г	с 01.07.2024	рост к предыдущему п/г	с 01.01.2025	рост к предыдущему п/г	с 01.07.2025	рост к предыдущему п/г	с 01.01.2026	рост к предыдущему п/г	с 01.10.2026	рост к предыдущему п/г
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	6 391,78	6 391,78	6 391,78	0,0%	7 306,46	14,3%	7 306,46	0,0%	7 831,94	7,2%	7 365,37	-6,0%	7 365,37	0,0%
	- льготные тарифы потребителям (кроме населения), руб./Гкал	5 075,06	5 075,06	5 075,06	0,0%	5 577,40	9,9%	-	-	-	-	-	-	-	-
	- население (с НДС), руб./Гкал	3 380,07	3 380,07	3 380,07	0,0%	3 714,70	9,9%	3 714,70	0,0%	4 234,76	14,0%	4 234,76	0,0%	4 838,21	14,2%
	зона деятельности	на территории городского округа город-герой Мурманск, мкр-н Дровяное, дизельная котельная			-										
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	10 477,38	10 477,38	10 299,57 (до 07.07)	-1,7%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- льготные тарифы потребителям (кроме населения), руб./Гкал	6 506,13	6 506,13	6 506,13 (до 07.06)	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- население (с НДС), руб./Гкал	3 804,36	3 804,36	3 804,36 (до 07.07)	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	реквизиты документов	Постановление КТР МО от 18.12.2022 № 44/36 (в ред. постановлений от 15.12.2023 № 48/5, от 20.12.2024 № 51/29, от 19.12.2025 № 53/42)													
4.	АО «Мурманэнергосбыт»														
	вид деятельности	Поставка ТЭ (ГВ)													
	зона деятельности	на территории городского округа город-герой Мурманск (кроме потребителей, присоединенных к сетям ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ, потребителей по ул. Ивченко, 19, р-на Росляково)													
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	3 165,42	3 165,42	3 165,42	-	8 344,31	163,6%	6 537,55	-21,7%	6 537,55	0,0%	6 537,55	0,0%	6 890,81	5,4%
	- льготные тарифы потребителям (кроме населения), руб./Гкал	-	-	3 165,42	-	3 554,77	12,3%	3 554,77	0,0%	5 086,06	43,1%	5 086,06	0,0%	6 103,27	20,0%
	- население, экономически обоснованные тарифы (без НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8 099,06	-	8 099,06	0,0%
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	3 724,16	-	4 000,00	7,4%	4 000,00	0,0%	4 572,00	14,3%	4 648,20	1,7%	5 340,00	14,9%
	зона деятельности	на территории городского округа город-герой Мурманск (р-н Росляково)													
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	4 492,58	4 492,58	4 492,58	0,0%	6 585,67	46,6%	6 537,55	-0,7%	6 537,55	0,0%	6 537,55	0,0%	6 910,70	5,7%
	- льготные тарифы потребителям (кроме населения), руб./Гкал	3 897,94	3 897,94	3 897,94	0,0%	4 377,39	12,3%	4 377,39	0,0%	5 500,00	25,6%	5 500,00	0,0%	6 600,00	20,0%
	- население, экономически обоснованные тарифы (без НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8 099,06	-	8 099,06	0,0%
	- население (с НДС), руб./Гкал	3 724,16	3 724,16	3 724,16	0,0%	4 000,00	7,4%	4 000,00	0,0%	4 596,00	14,9%	4 672,60	1,7%	5 401,53	15,6%
	зона деятельности	на территории городского округа город-герой Мурманск (потребители, присоединенные к сетям ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ, потребителей по ул. Ивченко, 19)													
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	3 165,42	3 165,42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- льготные тарифы потребителям (кроме населения), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- население (с НДС), руб./Гкал	2 519,60	2 519,60	2 519,60	-	2 829,51	12,3%	2 829,51	0,0%	3 273,75	15,7%	3 328,32	1,7%	3 827,57	15,0%
	реквизиты документов	Постановление КТР МО от 19.12.2018 № 50/1 (в ред. постановления от 18.11.2022 № 44/119)		Постановление КТР МО от 20.12.2023 № 51/7 (в ред. постановлений от 20.12.2024 № 51/108, от 31.01.2025 № 5/2, от 19.12.2025 № 53/107)											
	зона деятельности	на территории городского округа город-герой Мурманск (ул. Фестивальная)													

№	Наименование	2023		2024			2025				2026				
		с 01.12.2022	с 01.07.2023	с 01.01.2024	рост к предыдущему п/г	с 01.07.2024	рост к предыдущему п/г	с 01.01.2025	рост к предыдущему п/г	с 01.07.2025	рост к предыдущему п/г	с 01.01.2026	рост к предыдущему п/г	с 01.10.2026	рост к предыдущему п/г
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	3 165,42	3 165,42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	- льготные тарифы потребителям (кроме населения), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	- население (с НДС), руб./Гкал	3 724,16	3 724,16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	реквизиты документов	Постановление КТР МО от 19.12.2018 № 50/1 (в ред. постановлений от 17.12.2021 № 51/4, от 18.11.2022 № 44/119)													
	зона деятельности	на территории городского округа город-герой Мурманск													
	- теплоснабжающие, теплосетевые организации, приобретающие ТЭ с целью компенсации потерь ТЭ, руб./Гкал	3 165,42	3 165,42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	реквизиты документов	Постановление КТР МО от 20.12.2022 № 44/79 (в ред. постановления от 20.12.2023 № 51/13, от 31.01.2024 № 3/2)													
5. АО «Мурманский морской торговый порт»															
	вид деятельности	Поставка ТЭ (ГВ)													
	зона деятельности	на территории городского округа город-герой Мурманск													
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	5 700,67	5 700,67	5 700,67	0,0%	7 896,15	38,5%	7 501,45	-5,0%	7 501,45	0,0%	7 501,45	0,0%	7 849,95	4,6%
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	реквизиты документов	Постановление КТР МО от 14.11.2022 № 40/1 (в ред. приказов от 09.11.2023 № 42/2, от 17.12.2024 № 48/16, от 18.12.2025 № 52/10)													
6. ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ															
	вид деятельности	Поставка ТЭ (ГВ)													
	зона деятельности	на территории городского округа город-герой Мурманск													
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	1 343,25	1 343,25	1 343,25	0,00%	1 528,62	13,8%	1 528,62	0,0%	1 617,28	5,8%	-	-	-	-
	- население (с НДС), руб./Гкал	1 611,90	1 611,90	1 611,90	0,00%	1 834,34	13,8%	1 834,34	0,0%	1 940,73	5,8%	-	-	-	-
	реквизиты документов	Постановление КТР МО от 16.12.2020 № 55/8 (в ред. постановлений от 16.12.2020 № 55/8, от 17.12.2021 № 51/59, от 18.11.2022 № 44/53, от 19.12.2023 № 50/56, от 20.12.2024 № 51/103)													
7. ООО «Тепло Людям. Кандалакша»															
	вид деятельности	Поставка ТЭ (ГВ)													
	зона деятельности	на территории городского округа город-герой Мурманск, микрорайон Дровяное													
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	-	-	8 582,98 (с 07.06)	-	17 285,26	101,4%	8 560,17	-50,5%	8 560,17	0,0%	8 453,33	-1,2%	8 453,33	0,0%
	- льготные тарифы потребителям (кроме населения), руб./Гкал	-	-	5 421,78 (с 07.06)	-	5 958,53	9,9%	5 958,53	0,0%	6 500,00	9,1%	6 500,00	0,0%	7 475,00	15,0%
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	3 804,36 (с 07.06)	-	4 000,00	5,1%	4 000,00	0,0%	4 520,00	13,0%	4 595,34	1,7%	5 250,00	14,2%
	реквизиты документов	Постановление КТР МО от 07.06.2024 № 21/2 (в ред. постановлений от 20.12.2024 № 51/27, от 19.12.2025 № 53/5)													

№	Наименование	2023		2024				2025				2026			
		с 01.12.2022	с 01.07.2023	с 01.01.2024	рост к предыдущему п/г	с 01.07.2024	рост к предыдущему п/г	с 01.01.2025	рост к предыдущему п/г	с 01.07.2025	рост к предыдущему п/г	с 01.01.2026	рост к предыдущему п/г	с 01.10.2026	рост к предыдущему п/г
8.	ОАО «РЖД» (Петрозаводский территориальный участок Октябрьской Дирекции по тепловодоснабжению – структурное подразделение Центральной Дирекции по тепловодоснабжению – филиала ОАО «РЖД»)														
	<i>вид деятельности</i>	Поставка ТЭ (ГВ)				-									
	<i>зона деятельности</i>	на территории городского округа город-герой Мурманск				-									
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	4 183,89 (до 26.06)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>реквизиты документов</i>	Постановление КТР МО от 19.12.2018 № 50/8 (в ред. постановления от 18.11.2022 № 44/41), признано утрат. илу от 21.06.2023 № 20/2													
7.	ООО «Инновационная теплоэнергетика»														
	<i>вид деятельности</i>	-				Поставка ТЭ (ГВ)									
	<i>зона деятельности</i>	-				на территории городского округа город-герой Мурманск, военный городок № 6 р-на Росляково									
	- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	16 688,09 (с 01.11)	-	16 688,09	0,0%	17 564,62	5,3%
	- льготные тарифы потребителям (кроме населения), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	1 617,28 (с 01.11)	-	1 617,28	0,0%	1 940,74	20,0%
	<i>зона деятельности</i>	-				на территории городского округа город-герой Мурманск, военные городки №1, № 6, р-на Росляково									
	- население (с НДС), руб./Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	1 940,73 (с 01.11)	-	1 973,08	1,7%	2 308,50	17,0%
	<i>реквизиты документов</i>	-				Постановление КТР МО от 01.11.2025 № 44/1 (в ред. постановления от 19.12.2025 № 53/29)									

В целом по тарифам на тепловую энергию в г. Мурманске можно сделать следующие выводы.

За период 2023-2026 г. тарифы ежегодно утверждались 6-8 организаций, в зависимости от года, при этом отмечены следующие изменения:

- **в 2023 г.**

Тарифы на тепловую энергию были отменены (утратили силу) с 26.06.2023 для одной организации (ОАО «РЖД» (Петрозаводский территориальный участок Октябрьской Дирекции по тепловодоснабжению), для новых ТСО не устанавливались.

- **в 2024 г.**

Тарифы на тепловую энергию для действующих организаций не отменялись (не теряли силу), но были установлены тарифы для одной новой организации с 07.06.2024 (ООО «Тепло Людям. Кандалакша»).

- **в 2025 г.**

Тарифы на тепловую энергию для действующих организаций не отменялись (не теряли силу), но были установлены для одной новой организации с 01.11.2025 (ООО «Инновационная теплоэнергетика»).

- **в 2026 г.**

Тарифы на тепловую энергию были отменены (утратили силу) для двух организаций (АО «Завод ТО ТБО», ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ»), для новых ТСО не устанавливались.

Темп роста тарифов

- **в 2023 г.**

Рост тарифов с 01.12.2022:

- АО «Мурманская ТЭЦ»:

- рост тарифа поставки населению, присоединенному к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ» - на 9,0%;

- рост тарифа поставки населению, кроме присоединенного к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ» - на 6,0%;

- рост тарифа поставки потребителям, льготных категорий, кроме населения, присоединенным к сетям АО «МЭС» - на 6,0%;

- рост тарифа поставки потребителям, льготных категорий, кроме населения, присоединенным к сетям АО «Мурманская ТЭЦ» - на 5,4%;

- АО «Мурманэнергосбыт»:

- рост тарифа поставки населению, присоединенному к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ и по ул. Ивченко, 19 – на 9,0%;
- рост тарифа поставки населению в микрорайоне Росляково и по ул. Фестивальная – на 6,0%;
- рост тарифа поставки потребителям, льготных категорий, кроме населения – в микрорайоне Росляково - на 6,0%;
- МУП «МУК»:
 - рост тарифа поставки прочим потребителям в зоне деятельности угольной котельной - на 28,3%;
 - рост тарифа поставки прочим потребителям в зоне деятельности дизельной котельной - на 18,1%;
 - рост тарифа поставки населению в зоне деятельности дизельной котельной – на 8,3%;
 - рост тарифа поставки населению в зоне деятельности угольной котельной – на 6,0%;
- АО «Мурманский морской торговый порт» - рост тарифа поставки прочим потребителям на 4,2%;

Снижение тарифов с 01.12.2022:

- АО «Мурманская ТЭЦ»:
 - снижение тарифа поставки прочим потребителям, присоединенным к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ» - на 50,7%;
 - снижение тарифа поставки прочим потребителям, присоединенным к сетям АО «Мурманская ТЭЦ» и тарифа для ТСО, приобретающим тепловую энергию с целью компенсации потерь - на 31,6%;
 - снижение тарифа поставки прочим потребителям, присоединенным к сетям АО «МЭС» - на 29,7%;
 - снижение тарифа поставки потребителям, льготных категорий, кроме населения, присоединенным к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ» - на 5,6%;
- АО «Мурманэнергосбыт»:
 - снижение тарифа поставки прочим потребителям, присоединенным к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ и по ул. Ивченко, 19 – на 61,9%;
 - снижение тарифа поставки всем прочим потребителям, кроме потребителей, присоединенным к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ, потребителей

по ул. Ивченко, 19 и микрорайона Росляково, а также тарифа для ТСО, приобретающим тепловую энергию с целью компенсации потерь – на 54,1%;

- снижение тарифа поставки прочим потребителям в микрорайоне по ул. Фестивальная – на 46,7%;

- снижение тарифа поставки прочим потребителям в микрорайоне Росляково – на 35,6%;

- ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ» - снижение тарифа поставки прочим потребителям на 79,5%, тарифа поставки населению – на 30,3%;

- ОАО «РЖД» (Петрозаводский территориальный участок Октябрьской Дирекции по тепловодоснабжению) - снижение тарифа поставки прочим потребителям на 23,6%;

- АО «Завод ТО ТБО» - снижение тарифа поставки прочим потребителям на 3,1%.

- **в 2024 г.**

Рост тарифов с 01.07.2024:

- АО «Мурманская ТЭЦ»:

- рост тарифа поставки потребителям, льготных категорий, кроме населения, присоединенным к сетям АО «МЭС» - на 14,3%;

- рост тарифа поставки населению, присоединенному к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ» - на 12,3%;

- рост тарифа поставки населению, присоединенному к сетям АО «Мурманская ТЭЦ» - на 9,9%;

- рост тарифа поставки населению, присоединенному к сетям АО «МЭС» - на 7,4%;

- рост тарифа поставки потребителям, льготных категорий, кроме населения, и прочим потребителям, присоединенным к сетям АО «Мурманская ТЭЦ», а также тарифа для ТСО, приобретающим тепловую энергию с целью компенсации потерь - на 2,2%;

- АО «Мурманэнергосбыт»:

- рост тарифа поставки прочим потребителям, кроме микрорайона Росляково – на 163,6%;

- рост тарифа поставки прочим потребителям в микрорайоне Росляково – на 46,6%;

- рост тарифа поставки потребителям, льготных категорий, кроме населения во всей зоне деятельности – на 12,3%;

- рост тарифа поставки населению, присоединенному к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ и по ул. Ивченко, 19 – на 12,3%;

- рост тарифа поставки населению во всей зоне деятельности, кроме потребителей, присоединенных к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ и потребителей по ул. Ивченко, 19 – на 7,4%;

- МУП «МУК»:

- рост тарифа поставки прочим потребителям в зоне деятельности угольной котельной - на 14,3%;

- рост тарифа поставки потребителям льготных категорий, кроме населения и тарифа поставки населению в зоне деятельности угольной котельной - на 9,9%;

- ООО «Тепло Людям. Кандалакша» - рост тарифа поставки потребителям на 101,4%, тарифа поставки потребителям льготных категорий, кроме населения; - на 9,9%, тарифа поставки населению – на 5,1%;

- АО «Мурманский морской торговый порт» - рост тарифа поставки прочим потребителям на 39,5%;

- ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ» - рос тарифа поставки прочим потребителям и тарифа поставки населению – на 13,8%;

Снижение тарифов с 01.01.2024:

- АО «Завод ТО ТБО» - снижение тарифа поставки прочим потребителям на 22,9%.

- МУП «МУК» - снижение тарифа поставки прочим потребителям в зоне деятельности дизельной котельной на 1,7%.

- **в 2025 г.**

Рост тарифов с 01.07.2025:

- АО «Мурманская ТЭЦ»:

- рост тарифа поставки прочим потребителям, присоединенным к сетям АО «МЭС» - на 40,4%;

- рост тарифа поставки прочим потребителям и тарифа поставки потребителям льготных категорий, кроме населения, присоединенным к сетям

АО «Мурманская ТЭЦ» также тарифа для ТСО, приобретающим тепловую энергию с целью компенсации потерь - на 39,2%;

- рост тарифа поставки потребителям льготных категорий, кроме населения, присоединенным к сетям АО «МЭС» -на 30,5%;

- рост тарифа поставки населению, присоединенному к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ» - на 15,7%;

- рост тарифа поставки населению, присоединенному к сетям АО «МЭС» - на 13,6%;

○ АО «Мурманэнергосбыт»:

- рост тарифа поставки потребителям, льготных категорий, кроме населения во всей зоне деятельности, кроме микрорайона Росляково – на 43,1%;

- рост тарифа поставки потребителям льготных категорий, кроме населения в микрорайоне Росляково – на 25,6%;

- рост тарифа поставки населению, присоединенному к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ, по ул. Ивченко, 19 – на 15,7%;

- рост тарифа поставки населению, во всей зоне деятельности, кроме присоединенного к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ и по ул. Ивченко, 19 – на 14,9%;

○ ООО «Тепло Людям. Кандалакша» - рост тарифа поставки населению – на 13,0%, тарифа поставки потребителям, льготных категорий, кроме населения – на 9,1%;

○ МУП «МУК» - рост тарифа поставки в зоне деятельности угольной котельной: населению – на 14,0%, прочим потребителям – на 7,2%;

○ ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ» - рост тарифа поставки прочим потребителям и населению – на 5,8%.

Снижение тарифов с 01.01.2025:

○ ООО «Тепло Людям. Кандалакша» - снижение тарифа поставки прочим потребителям на 50,5%;

○ АО «Мурманэнергосбыт» - снижение тарифа поставки прочим потребителям, во всей зоне деятельности, кроме микрорайона Росляково - на 21,7%, в микрорайоне Росляково - на 0,7%;

○ АО «Мурманский морской торговый порт» - снижение тарифа поставки прочим потребителям на 5,0%.

- в 2026 г.

Рост тарифов с 01.01.2026:

- АО «Мурманская ТЭЦ» - рост тарифа поставки населению во всех зонах деятельности на 1,7%;
- АО «Мурманэнергосбыт» - рост тарифа поставки населению во всех зонах деятельности на 1,7%;
- ООО «Тепло Людям. Кандалакша» - рост тарифа поставки населению на 1,7%.
- ООО «Инновационная теплоэнергетика» - рост тарифа поставки населению на 1,7%.

Рост тарифов с 01.10.2026:

- АО «Мурманская ТЭЦ»:
 - рост тарифа поставки потребителям льготных категорий, кроме населения, присоединенным к сетям АО «МЭС» - на 15,4%;
 - рост тарифа поставки потребителям, льготных категорий, кроме населения, присоединенным к сетям АО «Мурманская ТЭЦ» и тарифа для ТСО, приобретающим тепловую энергию с целью компенсации потерь - на 15,1%;
 - рост тарифа поставки населению во всех зонах деятельности на 15,0%;
 - рост тарифа поставки прочим потребителям, присоединенным к сетям АО «МЭС» - на 2,4%;
- АО «Мурманэнергосбыт»:
 - рост тарифа поставки потребителям льготных категорий, кроме населения, во всех зонах деятельности на 20,0%;
 - рост тарифа поставки населению, присоединенному к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ и по ул. Ивченко, 19 на 15,0%;
 - рост тарифа поставки населению микрорайона Росляково на 15,6%;
 - рост тарифа поставки населению в остальных зонах деятельности на 14,9%;
 - рост тарифа поставки прочим потребителям, присоединенным к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ и по ул. Ивченко, 19 на 5,7%;
 - рост тарифа поставки прочим потребителям микрорайона Росляково на 5,7%;
 - рост тарифа поставки прочим потребителям в остальных зонах деятельности - на 5,4%.

- ООО «Инновационная теплоэнергетика» - рост тарифа поставки потребителям льготных категорий, кроме населения на 20,0%, рост тарифа поставки населению на 17,0%, рост тарифа поставки прочим потребителям на 5,3%.

- МУП «МУК» - рост тарифа поставки населению по угольной котельной на 14,2%;

- ООО «Тепло Людям. Кандалакша» - рост тарифа поставки потребителям льготных категорий, кроме населения на 15,0%, рост тарифа поставки населению на 14,2%;

- АО «Мурманский морской торговый порт» - рост тарифа поставки прочим потребителям на 4,6%.

Снижение тарифов с 01.10.2026:

- МУП «МУК» - снижение тарифа поставки прочим потребителям на 6,0%;

- ООО «Тепло Людям. Кандалакша» - снижение тарифа поставки прочим потребителям на 1,2%.

1.11.2.2. Утвержденные тарифы на теплоноситель

В соответствии с требованиями Методических указаний по разработке схем теплоснабжения, утвержденных приказом Министерства энергетики РФ от 05.03.2019 № 212, в следующей таблице приведены данные о средних тарифах на теплоноситель в зонах деятельности ЕТО г. Мурманска за 2025 год актуализации схемы теплоснабжения.

Таблица 227 – Таблица П20.4. Тарифы на теплоноситель в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации № 001-008 за 2025 год актуализации схемы теплоснабжения (без НДС), руб./м³

№ зоны деятельности ЕТО	Наименование ЕТО	2021	2022	2023	2024	2025
003, 004, 006	АО «Мурманэнергосбыт»	31,1	32,5	35,1	37,0	43,1
006	АО «Мурманэнергосбыт» (р-н Росляково)	16,9	19,5	26,8	-	-
007	ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ	47,2	42,8	45,8	46,1	49,3

В соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения, утвержденных постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 № 154, далее представлены данные о тарифах на теплоноситель, установленных на территории г. Мурманска в период 2023- 2025 гг. и на 2026 г.

На территории г. Мурманска тарифы на теплоноситель в период 2023-2026 гг. были установлены для 1-2 организаций, в зависимости от года.

Таблица 228 – Перечень организаций г. Мурманск, для которых в период 2023-2026 гг. были установлены тарифы на теплоноситель

№	Наименование	Деятельность ТСО по годам			
		2023	2024	2025	2026
1.	АО «Мурманэнергосбыт»	1	1	1	1
2.	ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ	1	1	1	0
	ИТОГО	2	2	2	1

Данные об изменении тарифов на теплоноситель, установленных регулирующим органом на 2023-2026 гг. представлены в следующей таблице (нумерация организаций соответствует нумерации ТСО, приведенной в Разделе 1.11.2.1).

Таблица 229 – Тарифы на теплоноситель, утвержденные в г. Мурманске на 2023-2026 гг.

№	Наименование	2023		2024				2025				2026			
		с 01.12.2022	с 01.07.2023	с 01.01.2024	рост к предыдущему п/г	с 01.07.2024	рост к предыдущему п/г	с 01.01.2025	рост к предыдущему п/г	с 01.07.2025	рост к предыдущему п/г	с 01.01.2026	рост к предыдущему п/г	с 01.10.2026	рост к предыдущему п/г
1	АО «Мурманэнергосбыт»														
	<i>вид теплоносителя</i>	вода													
	<i>зона деятельности</i>	на территории городского округа город-герой Мурманск (кроме р-на Росляково и без транспортировки по сетям АО «Звездочка» филиал «35 СРЗ»)				на территории городского округа город-герой Мурманск (кроме р-на Росляково)									
	- потребителям, руб./куб. м	35,07	35,07	35,07	0,0%	38,96	11,1%	38,96	0,0%	53,82	38,1%	53,82	0,0%	53,82	0,0%
	- населению, руб./куб. м (с НДС)	41,45	41,45	41,45	0,0%	45,85	10,6%	45,85	0,0%	57,31	25,0%	58,27	1,7%	66,00	13,3%
	<i>вид теплоносителя</i>	вода													
	<i>зона деятельности</i>	на территории городского округа город-герой Мурманск (с учетом транспортировки по сетям АО «Звездочка» филиал «35 СРЗ»)													
	- потребителям, руб./куб. м	35,07	35,07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- населению, руб./куб. м (с НДС)	41,45	41,45	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>зона деятельности</i>	на территории городского округа город-герой Мурманск (р-н Росляково)													
	- потребителям, руб./куб. м	26,75	26,75	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- населению, руб./куб. м (с НДС)	24,42	24,42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>реквизиты документов</i>	Постановление КТР МО от 17.12.2020 № 56/9 (в ред. постановления от 18.11.2022 № 44/133)				Постановление КТР МО от 20.12.2023 № 51/11 (в ред. постановлений от 20.12.2024 № 53/113, от 19.12.2025 № 53/115)									
2.	ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ														
	<i>вид теплоносителя</i>	вода													
	<i>зона деятельности</i>	на территории городского округа город-герой Мурманск (в/г № 83)													
	- потребителям, другим ТСО, руб./куб. м	45,84	45,84	45,84	0,0%	46,55	1,5%	46,55	0,0%	53,90	15,8%	-	-	-	-
	- населению, руб./куб. м (с НДС)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>зона деятельности</i>	на территории городского округа город-герой Мурманск (кроме р-на Росляково и в/г № 83)													
	- потребителям, другим ТСО, руб./куб. м	35,07	35,07	35,07	0,0%	38,96	11,1%	38,96	0,0%	53,82	38,1%	-	-	-	-
	- населению, руб./куб. м (с НДС)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>зона деятельности</i>	на территории городского округа город-герой Мурманск (в/г №№ 5, 6 ж/р-на Росляково)													
	- потребителям, другим ТСО, руб./куб. м	45,84	45,84	45,84	0,0%	46,55	1,5%	46,55	0,0%	53,90	15,8%	-	-	-	-
	- населению, руб./куб. м (с НДС)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>зона деятельности</i>	на территории городского округа город-герой Мурманск (в/г №№ 1/5, 13 ж/р-на Росляково)													
	- потребителям, другим ТСО, руб./куб. м	26,75	26,75	26,75	0,0%	33,00	23,4%	33,00	0,0%	36,04	9,2%	-	-	-	-
	- населению, руб./куб. м (с НДС)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>реквизиты документов</i>	Постановление КТР МО от 16.12.2020 № 55/8 (в ред. постановлений от 17.12.2021 № 51/59, от 18.11.2022 № 44/53, от 19.12.2023 № 50/56, от 20.12.2024 № 51/103)													

В целом по тарифам на теплоноситель в г. Мурманске можно сделать выводы, что за период 2023-2026 г. тарифы ежегодно утверждались для 1-2 организаций, в зависимости от года, при этом отмечены следующие изменения:

- **в 2022-2025 гг.**

Тарифы на теплоноситель для новых организаций не устанавливались, для действующих организаций тарифы не отменялись (не теряли силу).

- **в 2026 г.**

Тарифы на теплоноситель для новых организаций не устанавливались, но отменены (утратили силу) для одной организации (ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ).

Темп роста тарифа

- **в 2023 г.**

Рост тарифов с 01.12.2022:

- АО «Мурманэнергосбыт»

- рост тарифа в микрорайоне Росляково: для потребителей - на 29,2%, для населения – на 9,0%;

- рост тарифа во всей зоне деятельности, кроме микрорайона Росляково и без транспортировки по сетям АО «Звездочка» филиал «35 СРЗ»: для потребителей - на 8,1%, для населения - на 6,0%.

- ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ

- рост тарифа для потребителей и других ТСО в военных городках №№ 1/5, 13 микрорайона Росляково - на 28,8%;

- рост тарифа для потребителей и других ТСО в военном городке № 83 и в военных городках №№ 5, 6 микрорайона Росляково - на 7,2%;

- рост тарифа для потребителей и других ТСО во всей зоне деятельности, кроме микрорайона Росляково и военного городка № 83 – на 4,6%.

Снижения тарифов с 01.12.2022 не отмечено.

- **в 2024 г.**

Рост тарифов с 01.07.2024:

- АО «Мурманэнергосбыт»

- рост тарифа во всей зоне деятельности, кроме микрорайона Росляково: для потребителей - на 11,1%, для населения - на 10,6%.

- ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ

- рост тарифа для потребителей и других ТСО в военных городках №№ 1/5, 13 микрорайона Росляково - на 23,4%;
- рост тарифа для потребителей и других ТСО во всей зоне деятельности, кроме микрорайона Росляково и военного городка № 83 – на 11,1%;
- рост тарифа для потребителей и других ТСО в военном городке № 83 и в военных городках №№ 5, 6 микрорайона Росляково - на 1,5%.

Снижения тарифов с 01.01.2024 не отмечено.

- **в 2025 г.**

Рост тарифов с 01.07.2024:

- АО «Мурманэнергосбыт»
 - рост тарифа во всей зоне деятельности, кроме микрорайона Росляково: для потребителей - на 38,1%, для населения - на 25,0%.
- ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ
 - рост тарифа для потребителей и других ТСО во всей зоне деятельности, кроме микрорайона Росляково и военного городка № 83 – на 38,1%;
 - рост тарифа для потребителей и других ТСО в военном городке № 83 и в военных городках №№ 5, 6 микрорайона Росляково - на 15,8%;
 - рост тарифа для потребителей и других ТСО в военных городках №№ 1/5, 13 микрорайона Росляково - на 9,2%.

Снижения тарифов с 01.01.2025 не отмечено.

- **в 2026 г.**

Рост тарифов с 01.10.2026:

- АО «Мурманэнергосбыт» - рост тарифа для населения во всей зоне деятельности, кроме микрорайона Росляково - на 13,3%.

Рост тарифов с 01.01.2026:

- АО «Мурманэнергосбыт» - рост тарифа для потребителей во всей зоне деятельности, кроме микрорайона Росляково - на 1,7%.

1.11.2.3. Утвержденные тарифы на услуги по передаче тепловой энергии

В соответствии с требованиями Методических указаний по разработке схем теплоснабжения, утвержденных приказом Министерства энергетики РФ от 05.03.2019 № 212, в следующей таблице приведены данные о средних тарифах на услуги по

передаче тепловой энергии зонах деятельности ЕТО г. Мурманска за 2025 год актуализации схемы теплоснабжения.

Таблица 230 – Таблица П20.5. Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации №001-008 за 2025 год актуализации схемы теплоснабжения (без НДС), руб./Гкал

№ зоны деятельности ЕТО	Наименование ЕТО	2021	2022	2023	2024	2025
003, 004, 006	АО «Мурманэнергосбыт»	327,72	410,53	490,62	460,62	521,53

В соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения, утвержденных постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 № 154, далее приведены данные о тарифах на услуги по передаче тепловой энергии, установленных на территории г. Мурманска в период 2023- 2025 гг. и на 2026 г.

На территории г. Мурманска в период 2023-2026 гг. тарифы на услуги по передаче тепловой энергии были установлены для одной организации.

Таблица 231 – Перечень ТСО г. Мурманска, для которых были утверждены тарифы на услуги по передаче тепловой энергии на 2022-2026 гг.

№	Наименование	Деятельность ТСО по годам			
		2023	2024	2025	2026
1.	АО «Мурманэнергосбыт»	1	1	1	1
	ИТОГО	1	1	1	1

Утвержденные тарифы на услуги по передаче тепловой энергию на 2023-2026 гг. представлены в следующей таблице.

Таблица 232 –Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии, утвержденные в г. Мурманске на 2023-2026 гг.

№	Наименование	2023		2024			2025			2026					
		с 01.12.2022	с 01.07.2023	с 01.01.2024	рост к предыдущему п/г	с 01.07.2024	рост к предыдущему п/г	с 01.01.2025	рост к предыдущему п/г	с 01.07.2025	рост к предыдущему п/г	с 01.01.2026	рост к предыдущему п/г	с 01.10.2026	рост к предыдущему п/г
4.	АО «Мурманэнергосбыт»														
	<i>вид теплоносителя</i>	вода													
	<i>зона деятельности</i>	на территории городского округа город-герой Мурманск													
	<i>- потребители в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения, руб./Гкал</i>	490,78	490,78	460,62	-6,1%	460,62	0,00%	460,62	0,0%	606,86	31,7%	433,90	-28,5%	433,90	0,0%
	<i>реквизиты документов</i>	Постановление КТР МО от 19.12.2018 № 50/2 (в ред. постановления от 19.12.2022 № 44/47)		Постановление КТР МО от 20.12.2023 № 51/10 (в ред. постановлений от 21.12.2024 № 51/109, от 19.12.2025 № 53/105)											

В целом по тарифам на услуги по передаче тепловой энергии в г. Мурманске можно сделать выводы, что за период 2023-2026 г. тарифы ежегодно утверждались для 1-2 организаций (в зависимости от года), при этом отмечены следующие изменения:

- **в 2023-2026 гг.**

Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии для новых организаций не устанавливались, для действующих организаций не отменялись (не теряли силу).

Темп роста тарифов

- **в 2023 г.**

Рост тарифов с 01.12.2022 по единственной организации, для которой был установлен тариф (АО «Мурманэнергосбыт»), не отмечено.

Снижение тарифов с 01.12.2022 на 2,0%.

- **в 2024 г.**

Роста тарифов с 01.07.2024 не отмечено.

Снижение тарифов с 01.01.2024 составило 6,1%.

- **в 2025 г.**

Рост тарифов с 01.07.2025 составил 31,7%.

Снижение тарифов с 01.01.2024 не отмечено.

- **в 2026 г.**

Роста тарифов с 01.07.2026 не отмечено.

Снижение тарифов с 01.01.2024 составило 28,5%.

1.11.2.4. Утвержденные тарифы на услуги по передаче тепловой энергии

В соответствии с требованиями Методических указаний по разработке схем теплоснабжения, утвержденных приказом Министерства энергетики РФ от 05.03.2019 № 212, в следующей таблице приведены данные о средних тарифах на горячую воду в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения) в зонах деятельности ЕТО г. Мурманска за 2025 год актуализации схемы теплоснабжения.

Таблица 233 –Таблица П20.6. Тарифы на горячую воду для потребителей в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения) в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации № 001-008 за 2025 год актуализации схемы теплоснабжения (с НДС), руб./м³

№ зоны деятельности ЕТО	Наименование ЕТО	2021	2022	2023	2024	2025
003, 004, 006	АО «Мурманэнергосбыт»	352,5	486,9	322,4	530,9	630,7

В соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения, утвержденных постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 № 154, далее приведены данные о тарифах на горячую воду в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения), установленных на территории г. Мурманска в период 2023- 2025 гг. и на 2026 г.

В г. Мурманске тарифы на горячую воду в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения) в период 2023-2026 гг. были установлены для одной организации.

Таблица 234 – Перечень ТСО г. Мурманска, для которых были утверждены тарифы на ГВС в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения) на 2022-2026 гг.

№	Наименование	Деятельность ТСО по годам			
		2023	2024	2025	2026
1.	АО «Мурманэнергосбыт»	1	1	1	1
	ИТОГО	1	1	1	1

Данные об изменении тарифов на ГВС в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения), установленных регулирующим органом на 2023-2026 гг. представлены в следующей таблице.

Таблица 235 – Тарифы на ГВС в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения), утвержденные в г. Мурманске на 2023-2026 гг.

№	Наименование	2023		2024			2025			2026					
		с 01.12.2022	с 01.07.2023	с 01.12.2024	рост к предыдущему п/г	с 01.07.2024	рост к преды- дущему п/г	с 01.01.2025	рост к преды- дущему п/г	с 01.07.2025	рост к преды- дущему п/г	с 01.01.2026	рост к преды- дущему п/г	с 01.10.2026	рост к преды- дущему п/г
4.	АО «Мурманэнергосбыт»	на территории городского округа город-герой Мурманск (кроме р-на Росляково, по ул. Ивченко, 19 и потребителей, присоединенных к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ)													
	<i>зона деятельности</i>														
	<i>- потребители:</i>														
	- компонент на теплоноситель, руб./куб. м	35,07	35,07	35,07	0,0%	38,96	11,1%	38,96	0,0%	53,82	0,0%	53,82	0,0%	53,82	0,0%
	- компонент на тепловую энергию, руб./Гкал	3 165,42	3 165,42	3 165,42	0,0%	8 344,31	163,6%	6 537,55	-21,7%	6 537,55	0,0%	6 537,55	0,0%	6 890,81	5,4%
	<i>- льготные тарифы потребителям (кроме населения):</i>														
	- компонент на теплоноситель, руб./куб. м	35,07	35,07	35,07	0,0%	38,96	11,1%	38,96	0,0%	53,82	0,0%	53,82	0,0%	53,82	0,0%
	- компонент на тепловую энергию, руб./Гкал	3 165,42	3 165,42	3 165,42	0,0%	3 554,77	12,3%	3 554,77	0,0%	5 086,06	0,0%	5 086,06	0,0%	6 103,27	20,0%
	<i>- население (с НДС):</i>														
	- компонент на теплоноситель, руб./куб. м	41,45	41,45	41,45	0,0%	45,85	10,6%	45,85	0,0%	57,31	0,0%	58,27	1,7%	66,00	13,3%
	- компонент на тепловую энергию, руб./Гкал	3 724,16	3 724,16	3 724,16	0,0%	4 000,00	7,4%	4 000,00	0,0%	4 572,00	0,0%	4 648,20	1,7%	5 340,00	14,9%
	<i>зона деятельности</i>	на территории городского округа город-герой Мурманск (ул. Ивченко 19)		на территории городского округа город-герой Мурманск (ул. Ивченко 19 и потребители, присоединенные к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ)											
	<i>- население (с НДС):</i>														
	- компонент на теплоноситель, руб./куб. м	41,45	41,45	41,45	0,0%	45,85	10,6%	45,85	0,0%	57,31	0,0%	58,27	1,7%	66,00	13,3%
	- компонент на тепловую энергию, руб./Гкал	2 519,60	2 519,60	2 519,60	0,0%	2 829,51	12,3%	2 829,51	0,0%	3 273,75	0,0%	3 328,32	1,7%	3 827,57	15,0%
	<i>зона деятельности</i>	на территории городского округа город-герой Мурманск (потребители, присоединенные к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ)													
	<i>- потребители:</i>														
	- компонент на теплоноситель, руб./куб. м	35,07	35,07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- компонент на тепловую энергию, руб./Гкал	3 165,42	3 165,42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>- льготные тарифы потребителям (кроме населения):</i>														
	- компонент на теплоноситель, руб./куб. м	35,07	35,07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- компонент на тепловую энергию, руб./Гкал	3 165,42	3 165,42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>- население (с НДС):</i>														
	- компонент на теплоноситель, руб./куб. м	35,07	35,07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	- компонент на тепловую энергию, руб./Гкал	3 165,42	3 165,42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<i>реквизиты документов</i>	Постановление КТР МО от 20.12.2018 № 51/23 (в ред. постановления от 18.12.2022 № 44/132)		Постановление КТР МО от 20.12.2023 № 51/9 (в ред. постановлений от 20.12.2024 № 51/118, от 19.12.2025 № 53/112)											

○ В целом по тарифам на ГВС в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения) в г. Мурманске можно сделать выводы, что за период 2023-2026 г. тарифы ежегодно утверждались для 1 организации (АО «Мурманэнергосбыт»):

- в 2023-2026 гг.

Тарифы на ГВС в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения) для новых организаций не устанавливались, для действующих организаций тарифы не отменялись (не теряли силу).

Темп роста тарифа

- в 2023 г.

Рост тарифов с 01.12.2022:

○ во всей зоне деятельности, кроме микрорайона Росляково, по ул. Ивченко, 19 и потребителей, присоединенных к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ:

- компонент на теплоноситель:
 - для потребителей и льготных потребителей - на 8,1%;
 - для населения - на 6,0%.
- компонент на тепловую энергию, для населения – на 6,0%.

○ для потребителей, присоединенных к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ:

- компонент на теплоноситель:
 - для потребителей и льготных потребителей - на 8,1%;
 - для населения - на 6,0%.
- компонент на тепловую энергию, для населения – на 9,0%.

○ рост тарифов для потребителей по ул. Ивченко, 19:

- компонент на теплоноситель, для населения – на 6,0%;
- компонент на тепловую энергию, для населения – на 9,0%.

Снижение тарифов с 01.12.2022:

○ во всей зоне деятельности, кроме микрорайона Росляково, по ул. Ивченко, 19 и потребителей, присоединенных к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ:

- компонент на тепловую энергию:
 - для потребителей – на 54,1%
 - для льготных потребителей - на 16,8%;

○ для потребителей, присоединенных к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ:

- компонент на тепловую энергию:
 - для потребителей - на 56,6%;

- для льготных потребителей - на 31,0%.

• **в 2024 г.**

Рост тарифов с 01.07.2024:

○ во всей зоне деятельности, кроме микрорайона Росляково, по ул. Ивченко, 19 и потребителей, присоединенных к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ:

• компонент на теплоноситель:

- для потребителей и льготных потребителей – на 11,1%;

- для населения - на 10,6%.

• компонент на тепловую энергию:

- для потребителей – на 163,6%;

- для льготных потребителей – на 12,3%;

- для населения - на 7,4%.

○ для потребителей по ул. Ивченко,19 и потребителей, присоединенных к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ, для населения:

• компонент на теплоноситель – на 10,6%

• компонент на тепловую энергию – на 12,3%.

Снижение тарифов с 01.01.2024 не отмечено.

• **в 2025 г.**

Рост тарифов с 01.07.2025:

○ во всей зоне деятельности, кроме микрорайона Росляково, по ул. Ивченко, 19 и потребителей, присоединенных к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ:

• компонент на теплоноситель:

- для потребителей и льготных потребителей – на 38,1%;

- для населения - на 25,0%.

• компонент на тепловую энергию:

- для льготных потребителей – на 43,1%;

- для населения - на 14,3%.

○ для потребителей по ул. Ивченко,19 и потребителей, присоединенных к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ, для населения:

• компонент на теплоноситель – на 25,0%

• компонент на тепловую энергию – на 15,7%.

Снижение тарифов с 01.01.2025:

○ во всей зоне деятельности, кроме микрорайона Росляково, по ул. Ивченко, 19 и потребителей, присоединенных к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ:

- компонент на теплоноситель, для потребителей – на 21,7%
- в 2026 г.

Рост тарифов с 01.01.2026:

○ во всей зоне деятельности, кроме микрорайона Росляково, для населения:

- компонент на теплоноситель и компонент на тепловую энергию – на 1,7%

Рост тарифов с 01.10.2026:

○ во всей зоне деятельности, кроме микрорайона Росляково, по ул. Ивченко, 19 и потребителей, присоединенных к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ:

- компонент на теплоноситель, для населения – на 14,9%;
- компонент на тепловую энергию:
 - для потребителей – на 5,4%;
 - для льготных потребителей – на 20,0%;
 - для населения - на 14,9%.

○ для потребителей по ул. Ивченко,19 и потребителей, присоединенных к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ, для населения:

- компонент на теплоноситель – на 13,3%
- компонент на тепловую энергию – на 15,0%.

Снижение тарифов с 01.01.2025 на отмечено.

1.11.3. Структура тарифов, установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

Данные о структуре тарифов на тепловую энергию, и передачу тепловой энергии, установленных (скорректированных) регулирующим органом на 2026 г. сформированы на основании Протоколов заседаний правления Комитета по тарифному регулированию Мурманской области и представлены в таблицах ниже.

Таблица 236 – Структура тарифов на тепловую энергию в г. Мурманске на 2026 г.

№	Наименование	Ед. изм.	1.		3.		4.				5.		7.		9.	
			АО «Мурманская ТЭЦ»		МУП «МУК»		АО «Мурманэнергосбыт»				АО «Мурманский морской торговый порт»		ООО «Тепло Людям. Кандалакша»		ООО «Инновационная теплоэнергетика»	
			поставка ТЭ		поставка ТЭ		поставка ТЭ				поставка ТЭ		поставка ТЭ		поставка ТЭ	
			на территории городского округа город-герой Мурманск		на территории городского округа город-герой Мурманск, мкр-н. Дровяное, угольная котельная		на территории городского округа город-герой Мурманск (кроме р-на Росляково)		на территории городского округа город-герой Мурманск (р-н Росляково)		на территории городского округа город-герой Мурманск		на территории городского округа город-герой Мурманск		на территории городского округа город-герой Мурманск	
		абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	
1.	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	1 308 050	12%	17 096	52%	1 266 194	32%	149 606	30%	41 110	36%	9 999	38%	280 170	27%
1.1	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс. руб.	212 540	2%	333	1%	28 766	1%	3 399	1%	1 273	1%	325	1%	7 564	1%
1.2	Расходы на ремонт основных средств	тыс. руб.	154 752	1%	129	0%	161 363	4%	19 066	4%	8 443	7%	369	1%	26 510	3%
1.3	Расходы на оплату труда	тыс. руб.	719 046	7%	9 044	28%	857 112	22%	101 271	20%	21 650	19%	7 330	28%	222 624	22%
1.4	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс. руб.	38 905	0%	0	0%	0	0%	0	0%	1 039	1%	0	0%	2 227	0%
1.5	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс. руб.	155 423	1%	796	2%	102 718	3%	12 136	2%	0	0%	528	2%	776	0%
1.6	Расходы на служебные командировки	тыс. руб.	467	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	243	0%
1.7	Расходы на обучение персонала	тыс. руб.	2 740	0%	0	0%	572	0%	68	0%	0	0%	3	0%	520	0%
1.8	Арендная плата	тыс. руб.	0	0%	0	0%	1 738	0%	205	0%	0	0%	0	0%	5 968	1%
1.9	Общехозяйственные расходы	тыс. руб.	0	0%	6 485	20%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
1.10	Прочие операционные расходы	тыс. руб.	24 177	0%	309	1%	113 924	3%	13 461	3%	8 705	8%	1 444	6%	13 739	1%
2.	Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	1 264 702	12%	1 945	6%	701 857	18%	82 927	17%	9 269	8%	3 289	13%	75 771	7%
2.1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	11 403	0%	0	0%	21 146	1%	2 498	0%	0	0%	83	0%	4 716	0%
2.2	Арендная плата	тыс. руб.	0	0%	0	0%	14 631	0%	1 729	0%	0	0%	0,04	0%	0	0%
2.3	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	45 702	0%	0	0%	15 245	0%	1 801	0%	207	0%	478	2%	2 685	0%
2.4	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	224 745	2%	1 699	5%	271 781	7%	32 112	6%	6 447	6%	2 214	8%	67 232	7%
2.5	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	235 960	2%	245	1%	84 198	2%	9 948	2%	2 614	2%	315	1%	307	0%
2.6	Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб.	97 255	1%	0	0%	27 150	1%	3 208	1%	0	0%	201	1%	0	0%
2.7	Услуги банков	тыс. руб.	649 637	6%	0	0%	267 706	7%	31 630	6%	0	0%	0	0%	831	0%
2.8	Прочие неподконтрольные расходы	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
2.9	Налог на прибыль	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
3.	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов	тыс. руб.	6 877 685	64%	13 809	42%	2 037 218	52%	273 710	55%	64 391	56%	11 331	43%	653 390	63%
3.1	Расходы на топливо	тыс. руб.	6 504 786	61%	11 788	36%	1 923 894	49%	257 374	51%	59 252	51%	9 751	37%	618 154	60%
3.2	Расходы на электрическую энергию	тыс. руб.	310 766	3%	1 960	6%	95 704	2%	13 629	3%	4 515	4%	1 463	6%	20 112	2%
3.3	Расходы на тепловую энергию	тыс. руб.	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%

№	Наименование	Ед. изм.	1.		3.		4.				5.		7.		9.	
			АО «Мурманская ТЭЦ»		МУП «МУК»		АО «Мурманэнергосбыт»				АО «Мурманский морской торговый порт»		ООО «Тепло Людям. Кандалакша»		ООО «Инновационная теплоэнергетика»	
			поставка ТЭ		поставка ТЭ		поставка ТЭ				поставка ТЭ		поставка ТЭ		поставка ТЭ	
			на территории городского округа город-герой Мурманск		на территории городского округа город-герой Мурманск, мкр-н. Дровяное, угольная котельная		на территории городского округа город-герой Мурманск (кроме р-на Росляково)		на территории городского округа город-герой Мурманск (р-н Росляково)		на территории городского округа город-герой Мурманск		на территории городского округа город-герой Мурманск		на территории городского округа город-герой Мурманск	
		абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	абсолютное значение	удельный вес	
3.4	Расходы на холодную воду	тыс. руб.	62 133	1%	61	0%	17 621	0%	2 706	1%	624	1%	117	0%	15 123	1%
5.	Прибыль, в том числе:	тыс. руб.	129 044	1%	0	0%	0	0%	0	0%	714	1%	1 585	6%	19 835	2%
5.1	Расчетная предпринимательская прибыль	тыс. руб.	114 801	1%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	684	3%	19 835	2%
5.2	Нормативная прибыль	тыс. руб.	14 243	0%	0	0%	0	0%	0	0%	714	1%	901	3%	0	0%
6.	Корректировка необходимой валовой выручки	тыс. руб.	1 142 124	11%	0	0%	-52 199	-1%	-5 171	-1%	0	0%	0	0%	0	0%
7.	Итого необходимая валовая выручка (НВВ)	тыс. руб.	10 721 606	100%	32 850	100%	3 953 070	100%	501 071	100%	115 484	100%	26 205	100%	1 029 167	100%
8.	Отпуск тепловой энергии															
8.1	Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс. Гкал	2 108,593	-	4,460	-	685,003	-	87,380	-	16,199	-	3,230	-	75,147	-
8.2	Покупка тепловой энергии	тыс. Гкал	0,000	-	0,000	-	0,000	-	0,000	-	0,000	-	0,000	-	0,000	-
8.3	Поступление тепловой энергии с сеть	тыс. Гкал	2 108,593	-	4,460	-	685,003	-	87,380	-	16,199	-	3,230	-	75,147	-
8.4	Потери тепловой энергии в сети	тыс. Гкал	96,593	-	0,000	-	80,332	-	10,735	-	1,059	-	0,130	-	14,699	-
		%	4,58%	-	0,00%	-	11,73%	-	12,29%	-	6,53%	-	4,02%	-	19,56%	-
8.5	Полезный отпуск тепловой энергии из сети	тыс. Гкал	2 012,000	-	4,460	-	604,671	-	76,645	-	15,140	-	3,100	-	60,449	-
9.	Среднегодовой тариф на отпуск тепловой энергии из сети	руб./Гкал	5 328,83	-	7 365,37	-	6 537,55	-	6 537,55	-	7 627,74	-	8 453,33	-	17 025,48	-
9.1	утвержденный тариф с 01.01.2026	руб./Гкал	4 261,15	-	7 365,37	-	-	-	-	-	7 501,45	-	8 453,33	-	16 688,09	-
9.2	утвержденный тариф с 01.10.2026	руб./Гкал	5 314,32	-	7 365,37	-	-	-	-	-	7 849,95	-	8 453,33	-	17 564,62	-

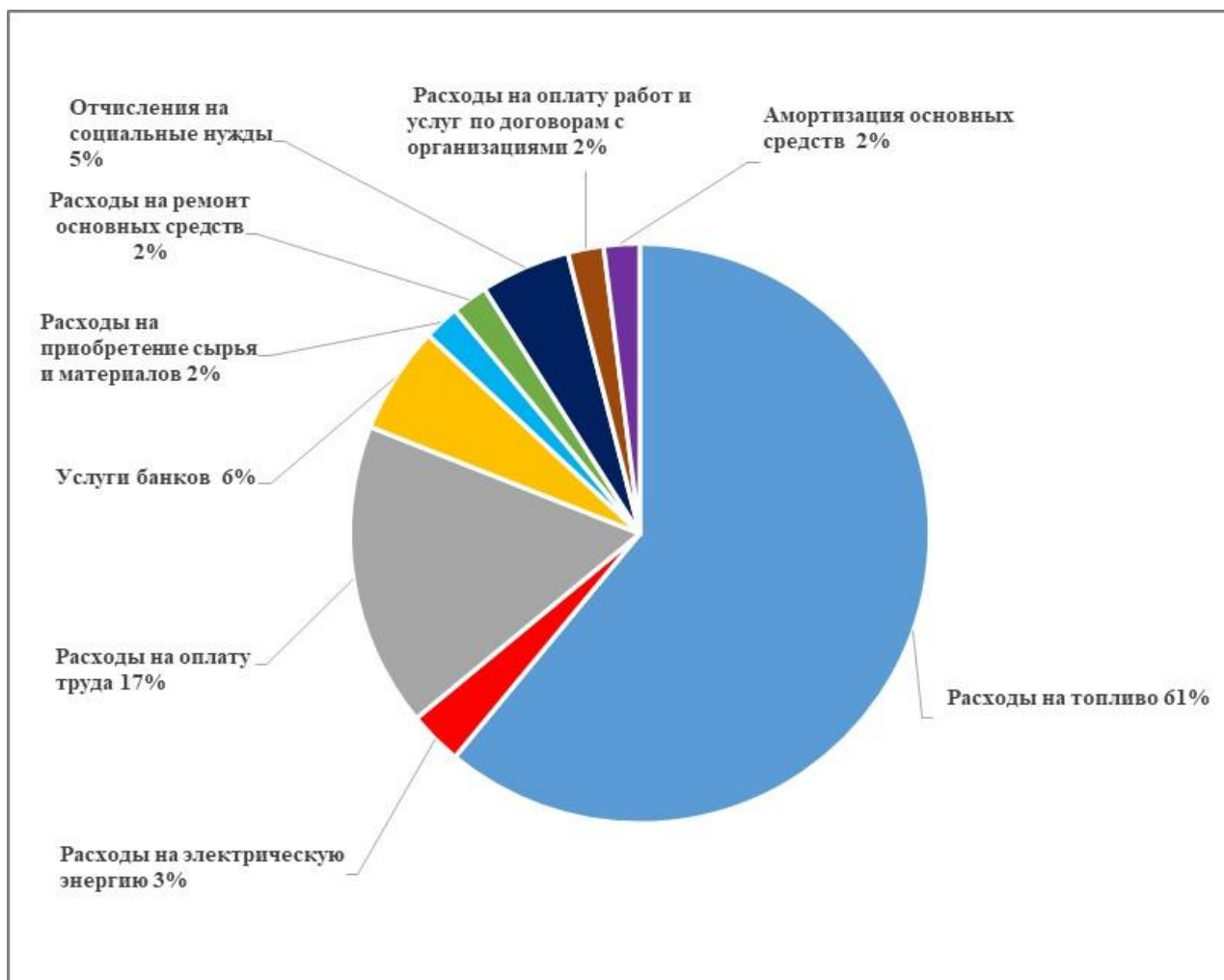


Рисунок 89. Структура средневзвешенного тарифа на тепловую энергию в г. Мурманске на 2026 год

Таблица 237 – Структура тарифов на услуги по передаче тепловой энергии в г. Мурманске на 2026 г.

№	Наименование	Ед. изм	4	
			АО «Мурманэнергосбыт» передача ТЭ	
			на территории городского округа город-герой Мурманск	
			абсолютное значение	удельный вес
1.	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	192 399	26%
1.1	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс. руб.	7 495	1%
1.2	Расходы на ремонт основных средств	тыс. руб.	55 012	7%
1.3	Расходы на оплату труда	тыс. руб.	104 892	14%
1.4	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс. руб.	0	0%
1.5	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс. руб.	1 121	0%
1.6	Расходы на служебные командировки	тыс. руб.	0	0%
1.7	Расходы на обучение персонала	тыс. руб.	117	0%
1.8	Арендная плата	тыс. руб.	0	0%
1.9	Общехозяйственные расходы	тыс. руб.	23 763	3%
1.10	Прочие операционные расходы	тыс. руб.	0	0%
2.	Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	98 497	13%
2.1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	7 659	1%
2.2	Арендная плата	тыс. руб.	385	0%
2.3	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	17 421	2%

№	Наименование	Ед. изм	4	
			АО «Мурманэнергосбыт»	
			передача ТЭ	
			на территории городского округа город-герой Мурманск	
			абсолютное значение	удельный вес
2.4	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	31 677	4%
2.5	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	41 354	6%
2.6	Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб.	0	0%
2.7	Услуги банков	тыс. руб.	0	0%
2.8	Прочие неподконтрольные расходы	тыс. руб.	0	0%
2.9	Налог на прибыль	тыс. руб.	0	0%
3.	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов	тыс. руб.	570 821	77%
3.1	Расходы на электрическую энергию	тыс. руб.	17 741	2%
3.2	Расходы на тепловую энергию	тыс. руб.	553 080	74%
3.3	Расходы на холодную воду	тыс. руб.	0	0%
4.	Прибыль, в том числе:	тыс. руб.	12 964	2%
5.1	Расчетная предпринимательская прибыль	тыс. руб.	0	0%
5.2	Нормативная прибыль	тыс. руб.	12 964	2%
5.	Корректировка необходимой валовой выручки	тыс. руб.	-129 183	-17%
6.	Итого необходимая валовая выручка (НВВ)	тыс. руб.	745 499	100%
7.	Отпуск тепловой энергии			
7.1	Поступление тепловой энергии с сеть	тыс. Гкал	1 840,39	-
7.2	Потери тепловой энергии в сети	тыс. Гкал %	122,26 6,64%	- -
7.3	Полезный отпуск тепловой энергии из сети	тыс. Гкал	1 718,14	-
8.	Среднегодовой тариф на передачу тепловой энергии	руб./Гкал	433,90	-
8.1	утвержденный тариф с 01.01.2026	руб./Гкал	433,90	-
8.2	утвержденный тариф с 01.10.2026	руб./Гкал	433,90	-

1.11.4. Плата за подключение к системе теплоснабжения

В соответствии с Приложением 20 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения, утвержденных приказом Министерства энергетики РФ от 05.03.2019 № 212, в настоящем разделе должны быть приведены данные в соответствии с Приложением 20 методических указаний о тарифах на подключение потребителей с тепловой мощностью от 0,1 до 1,5 Гкал/ч в зонах действия ЕТО г. Мурманске за 2025 год актуализации схемы теплоснабжения.

За период 2021-2025 гг. в г. Мурманске тарифы на подключение потребителей с такой тепловой мощностью теплопотребляющих установок регулирующим органом были установлены для трёх ЕТО.

Таблица 238 – Таблица П20.7. Тарифы на подключение потребителей с тепловой мощностью от 0,1 до 1,5 Гкал/ч в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации № 001-008 за 2025 год актуализации схемы теплоснабжения (с НДС), руб./Гкал/ч

№ зоны деятельности ЕТО	Наименование ЕТО	2021	2022	2023	2024	2025
001	АО «Мурманская ТЭЦ»	-	-	12,8	32 538,3	991,5
002	МУП «МУК»	-	-	-	32,2	-
003, 004, 006	АО «Мурманэнергосбыт»	66,2	15 135,7	613,5	52 339,1	65 422,6

В соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения, утвержденных постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 № 154, далее приведены данные плате подключение к системе теплоснабжения, установленной на территории г. Мурманска в период 2023- 2025 гг. и на 2026 г.

За рассматриваемый период 2023-2026 гг. плата за подключение к системе теплоснабжения на территории г. Мурманска регулирующим органом была установлена для трех организаций:

- АО «Мурманская ТЭЦ» (на 2023-2025 гг.);
- АО «Мурманэнергосбыт» (на 2022-2025 гг.);
- О МУП «МУК» (на 2024 г.).

На момент разработки схемы теплоснабжения плата за подключение к системе теплоснабжения 2026 год в г. Мурманске регулирующим органом не установлена.

Утвержденный размер платы за подключение к системе теплоснабжения в г. Мурманске за 2023-2025 гг. представлен в следующей таблице

Таблица 239 – Плата за подключение к системе теплоснабжения в расчете на единицу мощности в г. Мурманске в 2023-2025 гг., тыс. руб./Гкал/ч (без НДС)

Наименование/номер ТСО	1					4					3
	АО «Мурманская ТЭЦ»					АО «Мурманэнергосбыт»					МУП «МУК»
Период действия	2023	2024	рост к предыдущему году	2025	рост к предыдущему году	2023	2024	рост к предыдущему году	2025	рост к предыдущему году	2024
	01.06.2023-31.12.2024	01.02.2024-31.12.2024		10.04.2025-31.12.2025		08.06.2023-31.12.2023	04.07.2024-31.12.2024		20.06.2025-31.12.2025		17.10.2024-31.12.2024
Размер платы за подключение к системе теплоснабжения в расчете за единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки в случае наличия технической возможности подключения, в том числе:											
Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П1)	10,525	4,746	-54,9%	15,922	235,5%	511,244	194,461	-62,0%	230,511	18,5%	26,857
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 при наличии дифференциации:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Подземная прокладка, в том числе:			-		-	-		-		-	-
канальная прокладка:			-		-	-		-		-	-
до 250 мм											
при двухтрубной прокладке:			-		-			-		-	
до 250 мм	-	22 592,073	-	-	-	-	36 152,166	-	43 452,246	20,19%	-
Надземная (наземная) прокладка, в том числе:			-		-			-		-	
до 250 мм	-		-	648,235	-			-		-	
Налог на прибыль	-	4 518,415	-	162,059	-96,4%	-	7 269,325	-	10 836,062	49,07%	-
<i>реквизиты документов</i>	Постановление КТР МО от 01.06.2023 № 16/1	Постановление КТР МО от 01.02.2024 № 4/1	-	Постановление КТР МО от 10.04.2025 № 14/1	-	Постановление КТР МО от 08.06.2023 № 25/1	Постановление КТР МО от 04.07.2024 № 25/1	-	Постановление КТР МО от 20.06.2025 № 24/1	-	Постановление КТР МО от 17.10.2024 № 36/1

Основные изменения платы за подключение к системе теплоснабжения в г. Мурманске:

- **на 2023 г.:**
 - по АО «Мурманская ТЭЦ»:
 - плата установлена на период с 01.06.2023 до 31.12.2023;
 - установленная плата состоит только из платы за расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей и составляет 10,525 тыс. руб./Гкал/ч.
 - АО «Мурманэнергосбыт»:
 - плата установлена на период с 08.06.2023 до 31.12.2023;
 - плата за расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей возросла на 255,1% до 194,461 тыс. руб./Гкал/ч;
 - исключена плата за создание/реконструкцию тепловых сетей (подземная канальная прокладка, до Ду250 мм).
- **на 2024 г.:**
 - по АО «Мурманская ТЭЦ»:
 - плата установлена на период с 01.02.2024 до 31.12.2024;
 - плата за расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей снизилась на 54,9% до 4,746 тыс. руб./Гкал/ч;
 - добавлена плата за создание/реконструкцию тепловых сетей (подземная канальная прокладка, при двухтрубной прокладке, до Ду250 мм) и составляет 22 592,073 тыс. руб./Гкал/ч.
 - добавлен налог на прибыль, который составляет 4 518,415 тыс. руб./Гкал/ч.
 - по АО «Мурманэнергосбыт»:
 - плата установлена на период с 04.07.2024 до 31.12.2024;
 - плата за проведение мероприятий по подключению объектов заявителей снизилась на 62,0% до 230,511 тыс. руб./Гкал/ч;
 - добавлена плата за создание/реконструкцию тепловых сетей (подземная канальная прокладка, при двухтрубной прокладке, до Ду250 мм) и составляет 36 152,166 тыс. руб./Гкал/ч;

- добавлен налог на прибыль, который составляет 7 269,325 тыс. руб./Гкал/ч.

- по МУК «МУК»:

- плата установлена на период с 17.10.2024 до 31.12.2024;
- установленная плата состоит из платы за расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей – 26,857 тыс. руб./Гкал/ч.

- **на 2025 г.:**

- по АО «Мурманская ТЭЦ»:

- плата установлена на период с 10.04.2025 до 31.12.2025;
- плата за расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей возросла на 235,5% до 15,922 тыс. руб./Гкал/ч;
- удалена плата за создание/реконструкцию тепловых сетей (подземная канальная прокладка, при двухтрубной прокладке, до Ду250 мм);
- добавлена плата за создание/реконструкцию тепловых сетей (надземная (наземная) прокладка, до Ду250 мм), которая составляет 648,235 тыс. руб./Гкал/ч;
- налог на прибыль снизился на 96,4%, до 162,059 тыс. руб./Гкал/ч.

- по АО «Мурманэнергосбыт»:

- плата установлена на период с 20.06.2025 до 31.12.2025;
- плата за проведение мероприятий по подключению объектов заявителей возросла на 18,5% до 250,511 тыс. руб./Гкал/ч;
- плата за создание/реконструкцию тепловых сетей (подземная канальная прокладка, при двухтрубной прокладке, до Ду250 мм) возросла на 20,19%, до 43 452,246 тыс. руб./Гкал/ч;
- налог на прибыль вырос на 49,07%, до 10 836,062 тыс. руб./Гкал/ч.

1.11.5. Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей

В соответствии с требованиями Методических указаний по разработке схем теплоснабжения, утвержденных приказом Министерства энергетики РФ от 05.03.2019 № 212, в следующей таблице приведены данные о тарифах за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий

потребителей в зонах действия ЕТО г. Мурманска за 2025 год актуализации схемы теплоснабжения.

За рассматриваемый период 2022-2026 гг. плата по поддержанию резервной тепловой мощности в г. Мурманске регулирующим органом была установлена для двух организаций:

- АО «Мурманская ТЭЦ» (на 2022-2026 гг.);
- АО «Мурманэнергосбыт» (на 2025-2026 гг.).

Таблица 240 – Таблица П20.8. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности в том числе для социально-значимых потребителей в зонах деятельности единых теплоснабжающих организаций № 001-008 за 2025 год актуализации схемы теплоснабжения (с НДС), руб./Гкал/ч

№ зоны деятельности ЕТО	Наименование ЕТО	2021	2022	2023	2024	2025
001	АО «Мурманская ТЭЦ»	-	349,5	587,2	440,7	409,2
003, 004, 006	АО «Мурманэнергосбыт»	-	-	-	-	846,7

В соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения, утвержденных постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 № 154, далее приведены данные о размере платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей, установленной на территории Муринского городского поселения в период 2023- 2025 гг. и на 2026 г.

За рассматриваемый период 2023-2026 гг. плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности в г. Мурманске регулирующим органом была установлена для двух организаций.

Утвержденный размер платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности в г. Мурманске за 2023-2025 гг. представлен в следующей таблице.

Таблица 241 – Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей, установленная в Муринском городском поселении в 2023 2026 гг. (без НДС), руб./Гкал/ч в мес.

№	Наименование	2023	2024	рост к предыдущему периоду	2025	рост к предыдущему периоду	2026	рост к предыдущему периоду
	Период действия/изменения							
1	АО «Мурманская ТЭЦ»	489,35	367,28	-24,9%	340,98	-7,2%	460,86	35,2%
	<i>реквизиты документов</i>	Постановление КТР МО от 18.11.2022 № 44/46	Постановление КТР МО от 20.12.2023 №51/6	-	Постановление КТР МО от 20.12.2024 №51/20	-	Постановление КТР МО от 19.12.2025 №53/18	-
2	АО «Мурманэнергосбыт»	-	-	-	705,55	-	839,27	19,0%
	<i>реквизиты документов</i>	-	-	-	Постановление КТР МО от 20.12.2024 № 51/111	-	Постановление КТР МО от 19.12.2025 № 53/102	-

Основные изменения размера платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности в г. Мурманске.

- **2023 г.**

- АО «Мурманская ТЭЦ»:

- рост платы на 68% с 291,21 до 489,35 руб./Гкал/ч в мес. (без НДС).

- **2024 г.**

- АО «Мурманская ТЭЦ»

- снижение платы на 24,9% до 367,28 руб./Гкал/ч в мес. (без НДС).

- **2025 г.**

- АО «Мурманская ТЭЦ»

- снижение платы на 7,2% до 340,98 руб./Гкал/ч в мес. (без НДС).

- АО «Мурманэнергосбыт»

- плата установлена в размере 705,55 руб./Гкал/ч в мес. (без НДС).

- **2026 г.**

- АО «Мурманская ТЭЦ»

- рост платы на 32,2% до 460,86 руб./Гкал/ч в мес. (без НДС).

- АО «Мурманэнергосбыт»

- рост платы на 19,0% до 839,27 руб./Гкал/ч в мес. (без НДС).

1.11.6. Описание динамики предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения

Территория городского округа город-герой Мурманск не отнесена к ценовым зонам теплоснабжения.

1.11.7. Описание фактической цены на тепловую энергию в ценовой зоне теплоснабжения

Территория городского округа город-герой Мурманск не отнесена к ценовым зонам теплоснабжения.

1.11.8. Описание средневзвешенного уровня сложившихся цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения

Территория городского округа город-герой Мурманск не отнесена к ценовым зонам теплоснабжения.

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 40,75 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 2021-2025 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.