



**Схема теплоснабжения
муниципального образования город Мурманск
с 2019 по 2039 годы**

Обосновывающие материалы

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



СОГЛАСОВАНО:

Генеральный директор

ООО «Невская Энергетика»

_____ Е. А. Кикоть

"__" _____ 2020 г.

СОГЛАСОВАНО:

Председатель Комитета по жилищной политике
администрации города Мурманска

_____ А.Ю. Червинко

"__" _____ 2020 г.

Схема теплоснабжения муниципального образования город Мурманск с 2019 по 2039 годы

Обосновывающие материалы

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

Санкт-Петербург

2020 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
Козлова О.В.	Специалист ООО "Невская Энергетика". Разработка схемы теплоснабжения, разработка электронной модели схемы теплоснабжения.
Искимжи Е.А.	Специалист ООО "Невская Энергетика". Сбор и обработка данных, разработка схемы теплоснабжения

СОСТАВ ДОКУМЕНТА

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

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

Оглавление

СОСТАВ ДОКУМЕНТА	4
Определения.....	9
Перечень принятых обозначений.....	11
ВВЕДЕНИЕ	12
ГЛАВА 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	15
1.1. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	15
1.1.1. Зоны деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними	15
1.1.2. Структура договорных отношений теплоснабжающих организаций	19
1.1.3. Зоны действия производственных котельных	22
1.1.4. Зоны действия индивидуального теплоснабжения.....	22
1.2. ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	23
1.2.1. АО «Мурманская ТЭЦ»	23
1.2.2. АО «МЭС».....	48
1.2.3. МУП «МУК»	74
1.2.4. АО «Завод ТО ТБО».....	82
1.2.5. АО «ММТП»	87
1.2.6. Жилищно-коммунальная служба №1 (г. Мурманск) филиала Федерального Государственного Бюджетного Учреждения «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства Обороны Российской Федерации по ОСК Северного флота	94
1.3. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ НА НИХ И ТЕПЛОВЫЕ ПУНКТЫ	101
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.....	101
1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе	116
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 наиболее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам	118
1.3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.....	135
1.3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов.....	135
1.3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.....	136
1.3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети	147
1.3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики тепловых сетей	152
1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет...	153
1.3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет	155

1.3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов.....	156
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	156
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.....	161
1.3.14. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года.....	172
1.3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения	173
1.3.16. Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям	173
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	177
1.3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи	177
1.3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций	178
1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления	179
1.3.21. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию	179
1.3.22. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)	180
1.4. Зоны действия источников ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	181
1.5. ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	184
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	184
1.5.2. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии	186
1.5.3. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии	187
1.5.4. Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом.....	188
1.5.5. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	188
1.5.6. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии.....	192
1.6. БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	195
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	195

1.6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии от источников тепловой энергии.....	199
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.....	200
1.6.4. Описание причины возникновения дефицита тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения.....	202
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.....	203
1.7. БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ.....	204
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.....	204
1.7.2. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.....	213
1.8. ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ.....	215
1.8.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника теплоснабжения.....	215
1.8.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями.....	228
1.8.3. Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки.....	229
1.8.4. Использование местных видов топлива.....	229
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.....	229
1.8.6. Описание преобладающего в поселении, городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе.....	238
1.8.7. Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, городского округа.....	238
1.9. НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	239
1.9.1. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей.....	239
1.9.2. Частота отключений потребителей.....	239
1.9.3. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключения.....	239
1.9.4. Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения).....	239
1.9.5. Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при	

теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. N 1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике"	240
1.9.6. Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении	240
1.9.7. Расчет показателей надежности системы теплоснабжения г. Мурманска.....	241
1.10. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ	250
1.10.1. Технико-экономические показатели АО «Мурманская ТЭЦ»	251
1.10.2. Технико-экономические показатели АО «МЭС».....	254
1.10.3. Технико-экономические показатели МУП «МУК»	261
1.10.4. Технико-экономические показатели АО «Завод ТО ТБО».....	266
1.10.5. Технико-экономические показатели АО «ММТП»	268
1.10.6. Технико-экономические показатели ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ	269
1.11. ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	272
1.11.1. Описание динамики утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет	272
1.11.2. Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения	292
1.11.3. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности	308
1.11.4. Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей	308
1.12. ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА.....	309
1.12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).....	309
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).....	309
1.12.3. Описание существующих проблемы развития систем теплоснабжения	310
1.12.4. Существующие проблемы надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения	311
1.12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.....	311

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)
Зона действия системы теплоснабжения	Территория городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, 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

Термины	Определения
	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 2039 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 292,465 тыс. человек, что составляет 39,1% населения области.

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

В соответствии со ст.1 закона Мурманской области № 1812-01-ЗМО от 19

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

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

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

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

Климатические параметры:

Абсолютная минимальная температура воздуха – минус 39 °С;

Абсолютная максимальная температура воздуха – 33 °С;

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки – минус 30 °С;

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

Продолжительность отопительного периода – 275 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, промышленное оборудование, тару и упаковочный материал.

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

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

1.1. Функциональная структура теплоснабжения

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

Централизованным теплоснабжением обеспечено более 90 % потребителей жилищного фонда.

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

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

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

Объекты систем теплоснабжения города эксплуатируются следующими теплоснабжающими организациями:

– АО «Мурманская ТЭЦ»

На балансе предприятия находится большая часть магистральных тепловых сетей Октябрьского и Первомайского округов города, три крупных источника

тепловой энергии, отпускающие тепловую энергию с коллекторов как напрямую потребителям, так и через внутриквартальные тепловые сети акционерного общества «Мурманэнергосбыт» (далее АО «МЭС»).

– **АО «МЭС»**

Осуществляет свою деятельность в сфере теплоснабжения как теплоснабжающая, теплосетевая и теплосбытовая организация, арендует:

1) по договору аренды с АО «ТЭКОС»:

- три источника тепловой энергии и тепловые сети от них в г. Мурманске;
- внутриквартальные тепловые сети и ЦТП в Октябрьском и Первомайском административных округах г. Мурманска;
- магистральные, внутриквартальные тепловые сети, насосные станции и ЦТП в Ленинском административном округе г. Мурманска,
- тепловые сети и ЦТП в районе Абрам-Мыс Первомайского округа г. Мурманска. Организация оказывает услуги по транспорту тепловой энергии АО «Мурманская ТЭЦ».

2) по договору аренды имущества с комитетом имущественных отношений города Мурманска:

- два источника тепловой энергии (котельные района Росляково) с магистральными и внутриквартальными тепловыми сетями от них;
- источник тепловой энергии – блочно-модульная котельная ул. Фестивальной с магистральными и внутриквартальными тепловыми сетями.

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

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

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

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

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

На территории предприятия есть источник тепловой энергии, находящийся в долгосрочной аренде и тепловые сети, частично находящиеся в собственности. Собственником котельной является ФГУП «Росморпорт». Тепловая энергия

поступает на нужды промпредприятий в зоне торгового порта, а также для теплоснабжения здания Мурманского морского вокзала.

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

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

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

До 30 декабря 2019 года услуги теплоснабжения также осуществляло акционерное общество «Мурманский морской рыбный порт» (далее – АО «ММРП»), в собственности которого находится один источник – котельная АО «ММРП» и тепловые сети. С 31 декабря 2019 года деятельность предприятия, как теплоснабжающей организации прекращена, работа источника осуществляется лишь для промпредприятий в зоне рыбного порта. Потребители, расположенные по ул. Фестивальная, ул. Подгорная и ул. Пригородная, подключённые ранее к сетям теплоснабжения от котельной АО «ММРП» посредством ЦТП, были подключены к новому источнику теплоснабжения – блочно-модульной котельной по ул. Фестивальная (далее – котельная «Фестивальная»), эксплуатацию которого по договору аренды осуществляет АО «МЭС».

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

Таблица 1 – Структура систем теплоснабжения г. Мурманск

№ системы теплоснабжения	Тип и наименование источника	Адрес источника	Наименование эксплуатирующей организации
1	Мурманская ТЭЦ	ул. Шмидта, д.14	АО «Мурманская ТЭЦ»
	Восточная котельная	ул. Домостроительная, д.24	АО «Мурманская ТЭЦ»
	Завод ТО ТБО	ул. Домостроительная, д.34	Филиал №1 АО «Завод ТО ТБО»
	Южная котельная	ул. Фадеев ручей, д.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	АО «МЭС»
7	Угольная котельная МУП «МУК»	Район Дровяное	МУП «МУК»
8	Дизельная котельная МУП «МУК»	Район Дровяное	МУП «МУК»
9	Котельная АО «ММТП»	Торговый порт	АО «ММТП»
10	Котельная №22	в/г №6, район Росляково, ул. Мохнаткина Пахта	ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ

1.1.2. Структура договорных отношений теплоснабжающих организаций

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

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

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

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

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

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

С 31 декабря 2019 года, теплоснабжение потребителей по ул. Фестивальная, ул. Подгорная и ул. Пригородная осуществляется от новой котельной «Фестивальная», эксплуатируемой АО «МЭС».

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 1.

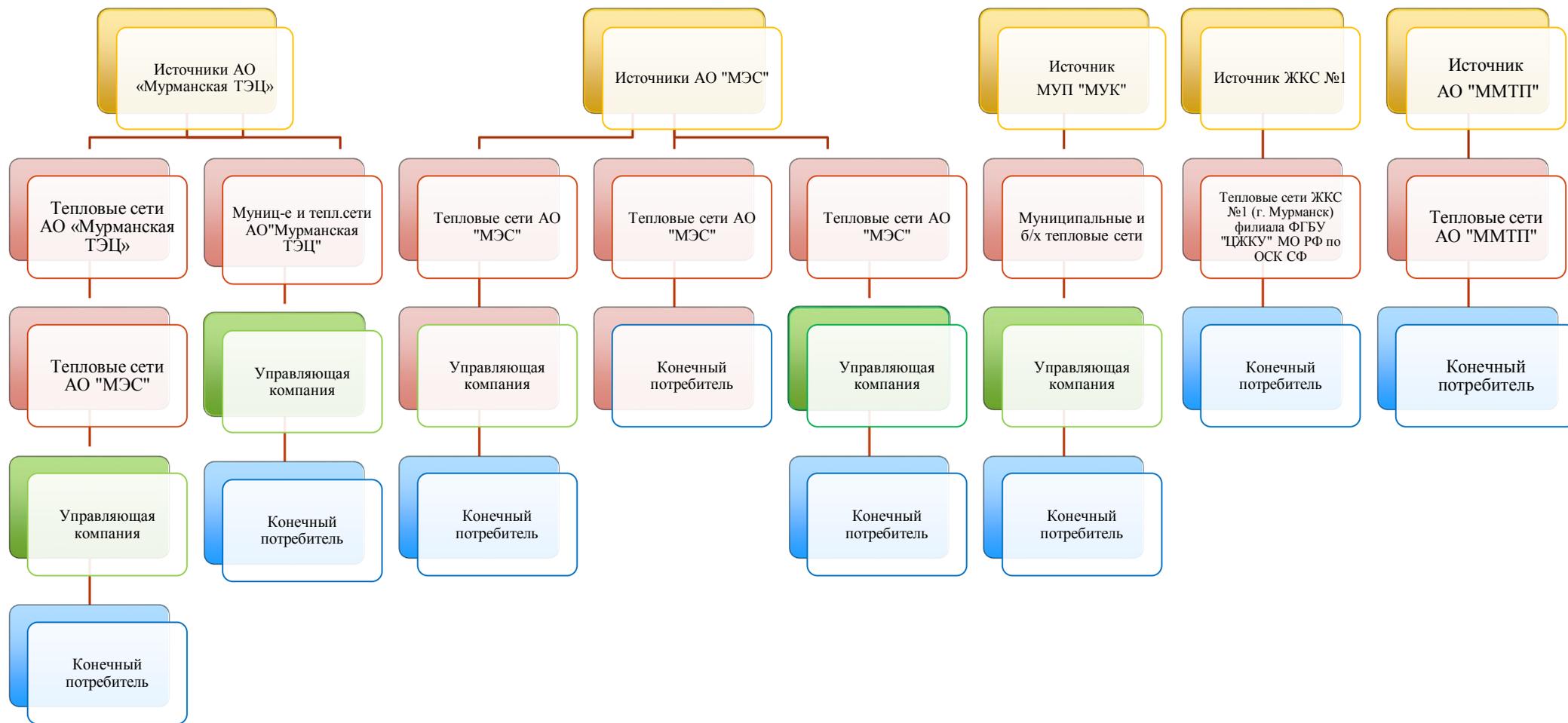


Рисунок 1. Структура системы централизованного теплоснабжения г. Мурманск

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. В теплоснабжении потребителей жилых районов г. Мурманска не участвует.

1.1.4. Зоны действия индивидуального теплоснабжения

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

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



Рисунок 2. Существующее административное деление г. Мурманск

1.2. Источники тепловой энергии

1.2.1. АО «Мурманская ТЭЦ»

1.2.1.1. Общее описание

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

- Мурманская ТЭЦ (котельная «Центральная», КТЦ) и тепловые сети;
- Южная котельная (КЦ-1) и тепловые сети;
- Восточная котельная (КЦ-2) и тепловые сети.

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

АО «Мурманская ТЭЦ» осуществляет поставку 67 % производимой в городе тепловой энергии. Общая присоединенная нагрузка системы составляет 755,586 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 У - 1 шт., ТП-30 Р - 2 шт., ТП-35 У - 1 шт., БМ-35 – 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 150/70 °С, со срезкой по температуре в подающем трубопроводе на 135 °С (с учетом ограниченной мощности источника при температурах наружного воздуха ниже минус 24 °С).

Система теплоснабжения – двухтрубная, закрытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей составляет 285,63 Гкал/ч, в том числе:

- отопление – 237,87 Гкал/ч;
- вентиляция – 18,58 Гкал/ч;
- ГВС – 29,18 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, температурный график отпуска тепловой энергии – 150–70 °С. Система теплоснабжения – двухтрубная, закрытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей составляет 166,958 Гкал/ч, в том числе:

- отопление – 125,82 Гкал/ч;
- вентиляция – 17,7 Гкал/ч;
- ГВС – 21,31 Гкал/ч;
- технологические нужды – 2,12 Гкал/ч (в т.ч. по пару – 1,4 Гкал/ч).

Южная котельная введена в эксплуатацию в 1972 г. и включает в себя 3 паровых котла марки ДКВР-20-13/250 и 5 водогрейных котлов марок ПТВМ -100-3 шт. и КВГМ-100 – 2 шт. Котельная работает круглогодично, температурный график отпуска тепловой энергии – 150–70 °С. Система теплоснабжения – двухтрубная, закрытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей 303 Гкал/ч, в том числе:

- отопление – 240,82 Гкал/ч;
- вентиляция – 22,73 Гкал/ч;
- ГВС – 39,45 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, вид VI, VII, теплотой сгорания порядка

8937 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:

- два паровых котла ТП-30 Р, производства ООО «Белгородский котельный завод», паспортной паропроизводительностью 30 т/ч каждый;
- один паровой котел ТП-30 У, производства ОАО ТКЗ «Красный котельщик», паспортной паропроизводительностью 30 т/ч;
- один паровой котел ТП -35У, производства ООО «Белгородский котельный завод», паспортной паропроизводительностью 35 т/ч;
- два паровых котла БМ-35Р, производства ООО «Белгородский котельный завод», паспортной паропроизводительностью 40 т/ч каждый;
- один паровой котел ГМ-50, производства ООО «Белгородский котельный завод», паспортной паропроизводительностью 50 т/ч каждый;
- два водогрейных котла ПТВМ-50, производства Машиностроительный завод «Татра», производительностью 45 и 37,5 Гкал/ч соответственно;
- один водогрейный котел ПТВМ-100, производства ОАО «Дорогобужский котельный завод», производительностью 86 Гкал/ч каждый;
- паровая турбина Р-6-35-6, установленной электрической мощностью 6 МВт, производства ОАО «Калужский турбинный завод»;
- паровая турбина ПР-6-35-10\1,2, установленной электрической мощностью 6 МВт, производства ОАО «Калужский турбинный завод».

Южная котельная

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

Восточная котельная

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

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

Технические характеристики основного и вспомогательного оборудования источников АО «Мурманская ТЭЦ» - Мурманской ТЭЦ, Южной котельной и Восточной котельной - приведены в таблицах 2 - 11 соответственно.

Таблица 2 – Технические характеристики котлоагрегатов АО «Мурманская ТЭЦ»

Тип котлоагрегата, ст. №	Год ввода в эксплуатацию	Производительность проектная/ фактическая, тонн/ч (Гкал/ч)	Давление расчётное, кг/см ²	Температура пара, (воды), °С	КПД «брутто» по данным последних испытаний, %	Тип экономайзера	Завод-изготовитель котлов	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов	Год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса
Мурманская ТЭЦ (Центральная котельная)									
Паровые котлы									
ТП -30Р, № 1	1954	30/30	23	375	89,71	двухпакетный стальной горизонтальный змеевиковый	Белгородский котельный завод	2017 год	2017 год
ТП -30У, № 2	1957	30/30	23	375	90,24	двухпакетный стальной горизонтальный змеевиковый	Белгородский котельный завод	2019 год	2018 год
ТП -30Р, № 3	1958	30/30	23	350	89,49	однопакетный стальной горизонтальный змеевиковый	«Красный котельщик» г. Таганрог	2018 год	2017 год
ТП -35У, № 4	1960	35/35	39	450	91,43	двухпакетный стальной змеевиковый гладкотрубный	Белгородский котельный завод	2019 год	2019 год
БМ-35, № 5	1962	35/40	39	450	90,73	трехпакетный стальной змеевиковый	Белгородский котельный завод	2018 год	2019 год
БМ-35, № 6	1963	35/40	39	450	90,72	кипящего типа	Белгородский котельный завод	2018 год	2018 год
ГМ-50, № 7	1964	50/50	39	440	91,01	двухпакетный стальной змеевиковый кипящего типа	Белгородский котельный завод	2017 год	2017 год
Водогрейные котлы									
ПТВМ-50, №8	1965	50/45,0	16	150	89,5	-	Машиностроительный завод «Татра»	2018 год	2018 год
ПТВМ-50, №9	1966	50/45,0	16	150	91,41	-	Машиностроительный завод «Татра»	2019 год	2019 год
ПТВМ-100, №10	1970	100/86	16	150	89,24	-	Дорогобужский котельный завод	2019 год	2019 год
Южная котельная									

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
Паровые котлы									
ДКВР-20-13/250 № 1	1973	20	13	250	90,38	чугунный, блочный, отдельно стоящий	Бийский котельный завод	2018 год	2015 год
ДКВР-20-13/250 № 2	1973	20	13	250	90,4	чугунный, блочный, отдельно стоящий	Бийский котельный завод	2018 год	2018 год
ДКВР-20-13/250 № 3	1973	20	13	250	90,4	чугунный, блочный, отдельно стоящий	Бийский котельный завод	2019 год	2018 год
Водогрейные котлы									
ПТВМ-100, № 4	1974	100/75	16	150	88	-	Дорогобужский котельный завод	2016 год	2016 год
ПТВМ-100, № 5	1974	100/75	16	150	88,39	-	Дорогобужский котельный завод	2018 год	2018 год
ПТВМ-100, № 6	1975	100/75	16	150	88,2	-	Дорогобужский котельный завод	2019 год	2019 год
КВГМ-100, № 7	1992	100	16	150	90,6	-	Дорогобужский котельный завод	2018 год	2019 год
КВГМ-100, № 8	1994	100	16	150	92,36	-	Дорогобужский котельный завод	2018 год	2015 год
Восточная котельная									
Паровые котлы									
ГМ-50-14/250, № 1	1982	50	14	250	91,05	чугунный, блочный	Белгородский котельный завод	2017 год	2017 год
ГМ-50-14/250, № 2	1983	50	14	250	91,05	чугунный, блочный	Белгородский котельный завод	2018 год	2015 год
ГМ-50-14/250, № 3	1985	50	14	250	91,05	чугунный, блочный	Белгородский котельный завод	2016 год	2019 год
Водогрейные котлы									
КВГМ-100, № 4	1983	100	16	150	91,31	-	Дорогобужский котельный завод	2018 год	2018 год
КВГМ-100, № 5	1984	100	16	150	91,31	-	Дорогобужский котельный завод	2018 год	2018 год
КВГМ-100, № 6	1986	100	16	150	91,31	-	Дорогобужский котельный завод	2017 год	2017 год

Таблица 3 – Технические характеристики турбоагрегатов на Мурманской ТЭЦ

Наименование оборудования	Электрическая мощность, МВт	Давление пара перед турбиной, кгс/см ²	Температура пара перед турбиной, °С	Величина противодавления, кгс/см ²	Расход пара через турбину, т/час	Давление пара в производств. отборе, кгс/см ²	Год ввода оборудования в эксплуатацию	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов	Год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса
Турбоагрегат Р-6-35-6 ст. № 3	6	34	435	1,2	57	-	1962	2014	
Турбоагрегат ПР-6-35-10\1,2 ст. № 4	6	34	435	1,2	68	6	1963	2010	

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

Наименование котла	Станционный номер котла	Количество горелок на котел	Дутьевой вентилятор			Дымосос	Q, тыс.м3/ч
			Тип	Q, тыс.м3/ч	Кол-во		
Мурманская ТЭЦ							
ТП – 30Р	Ст.№1	4	ВД-13,5	40		Д-15,5	61
	Ст.№2	4	ВД-15,5	34		Д-15,5	61
	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-14-46-5-0,2	10	16		
	Ст.№ 6,	16	Ц-14-46-5-0,2	10	1	ДН-222-062ГМ	252
КВГМ – 100	Ст.№ 7, 8	3 (типа ПГМГ-40 ПД)	ВДН-18	150		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-18x2	180
	Ст. № 5, 6	3 (типа ПГМГ-40 ПД)	ВДН-17	73		ДН-18-2	180

Таблица 5 – Технические характеристики теплообменных аппаратов Мурманской ТЭЦ

№ подогревателя	Назначение	Марка (тип)	Рабочее давление, кг/см ²	Расч. давление, МПа		Температура, °С		Поверхность нагрева, м ²
				воды	пара	воды	пара	
№1	Бойлер основной	БО-350		14	2	116	133	350
№2	Бойлер основной	БО-350		14	2	116	133	350
№1	Бойлер пиковый	БП-200		14	7	135	250	200
№2	Бойлер пиковый	БП-200		14	7	135	250	200
№3	Бойлер пиковый	БП-200		14	7	135	250	200
№1	Охладитель конденсата	ПП1-53-7 IV		16	7	150	250	53,9
№ 2	Охладитель конденсата	ПП1-53-7 IV		16	7	150	250	53,9
№ 3	Охладитель конденсата	ПП1-53-7 IV		16	7	150	250	53,9
№1	Подогреватель высок.давления	ПВ60-4		89	8	170	300	200/1100
№2	Подогреватель высок.давления	ПВ60-4		89	8	170	300	200/1100
№3	Подогреватель высок.давления	ПВ60-4		89	8	170	300	200/110
№4	Подогреватель высок.давления	ПВ60-4		89	8	170	330	200/1100
	Охладитель конденсата калориферов котлов			16	7	150	250	53,9
№1	Охладитель конденсата мазутных подогревателей			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 6 – Технические характеристики теплообменных аппаратов Южной котельной

№ подогревателя	Назначение	Тип, марка	Рабочее давление, кг/см ²	Расчетное давление, МПа	Температура, °С		Поверхность нагрева, м ²
					Корпус	Тр. пучок	
№1	Охладитель подпиточной воды	14 ОСТ 34-588-68 P2	10	14	100	40	40,6
№1	Подогреватели сырой воды	14 ОСТ 34-588-68 P1	10	14	120	70	20,3
№2	Подогреватели сырой воды	14 ОСТ 34-588-68 P3	10	14	120	90	60,9
№1,2,5	Сетевые подогреватели	МВН 1437-06	16	16	150	120	62,3
№3	Сетевой подогреватель	ПП1-53-7-IV ОСТ 108.271.105-76	16	16	200	180	53,9
№4	Сетевой подогреватель	05 ОСТ 34-577-68	16	16	180	150	53,9

Таблица 7 – Технические характеристики теплообменных аппаратов Восточной котельной

№ подогревателя	Назначение	Марка (тип)	Рабочее давление, кг/см ²	Расчетное давление, МПа	Температура, °С		Поверхность нагрева, м ²
					Корпус	Тр. пучок	
№1	Охладитель подпиточной воды	14 ОСТ 34-588-68 P2	10	14	100	40	17,2
№1 - 5	Сетевые подогреватели	05 ОСТ 34-577-68	16	16	180	150	53,9
№6 - 9	Сетевой подогреватель	630-4000-IV	16	16	200	180	50,6
№ 10-11	Сетевой подогреватель	ПП1-75кп/23-ок-16-II	16	16	250	150	105,0

Таблица 8 – Характеристика деаэраторов, установленных на теплоисточниках АО «Мурманская ТЭЦ»

№ п/п	Назначение	Станционный номер	Емкость, м3	Год установки
Мурманская ТЭЦ (Центральная котельная)				
1	Питательный деаэратор №1	ПД-1	29	2009
2	Питательный деаэратор №2	ПД-2	29	2008
3	Питательный деаэратор №3	ПД-3	29,5	2017
4	Питательный деаэратор №4	ПД-4	29,5	2017
5	Сетевой деаэратор №1	СД-1	35	2016
6	Сетевой деаэратор №2	СД-2	35	1981
Южная котельная				
1	Питательный деаэратор (ПД)	1	50	1973
2	Сетевой деаэратор № 1 (СД-1)	1	35	1988
3	Сетевой деаэратор № 2 (СД-2)	2	50	1988
Восточная котельная				
1	Питательный деаэратор (ПД)	1	35	1982
2	Сетевой деаэратор (СД)	2	35	1982

Таблица 9 – Технические характеристики вспомогательного оборудования на Мурманской ТЭЦ

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

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

Таблица 10 – Технические характеристики вспомогательного оборудования на Восточной котельной

Наименование оборудования	Тип оборудования	Характеристика оборудования	Кол-во
Насосы питательные	ЦНСГ 60 - 198	60м ³ /ч, 40мм.в.ст., 55кВт, 380В, 2950 об/мин.	3 ед.
Насосы сетевые	СЭ 1250 х 140	1250 м ³ /ч; 140 м вод.ст., 630кВт,6000В,1470об/мин	5 ед.
Насосы подпиточные	4к – 90/85а	40кВт, 2950 об/мин, 85м ³ /ч, 380В, 76мм.в.ст.	1 ед.
	К 100-65-250	65кВт, 2950 об/мин, 100м ³ /ч, 380В	1 ед.
Насосы холодной воды	б – к8у	122м ³ /ч, 30кВт, 1450об/мин, 380В	1 ед.
	4к – 90/85а	90м ³ /ч, 55кВт, 1470об/мин, 380В	1 ед.
	Д 200-95	200м ³ /ч, 85кВт, 1470 об/мин, 380В	1 ед.
Насосы рециркуляционные	НКУ 630/80	630м ³ /ч, 84м.в.ст., 178кВт, 380В, 2970об/мин	3 ед.
Аккумуляторные баки		отсутствуют	
Насосы топливные питательные	4 Н 5Х4	55кВт, 25 кгс/см ² , 30м ³ /ч,	3 ед.
Насосы топливные рециркуляция	6НК-9Х1	120 м ³ /ч; 65м вод.ст.; 40кВт	1 ед.
	6НК-6Х1	90 м ³ /ч; 60 м вод.ст.; 40кВт	1 ед.
Насосы топливные погружные	12НА- 22Х6	120 м ³ /ч; 54 м вод.ст.;40кВт	2 ед.
Дымососы	Д Н - 19	180000м ³ /ч, 320кВт, 6000В, 600об/мин	3 ед.
	Д Н - 118х2	82000м ³ /ч, 200кВт, 985об/мин, 6000В	3 ед.
Вентиляторы	ВДН - 17	70000м ³ /ч, 160кВт, 735об/мин, 400В	7 ед.
	ВДН - 15	48000м ³ /ч, 75кВт, 380В, 750об/мин, 365мм.в.ст.	2 ед.
Деаэратор питательный	ДСА - 100	100 м ³ /ч	1 ед.
Деаэратор сетевой	ДСА - 100	100 м ³ /ч	1 ед.
Подогреватели пароводяные	05ОСТ34-577-68	S нагрева 53,9м ² , расход воды 120т/ч, расход пара 15 т/ч, Тсет. воды 150град.	5 ед.
	630-4000-4	S нагрева 50,6м ² , расход воды 120т/ч, расход пара 15 т/ч, Тсет. воды 150 град.	4 ед.
Дымовая труба (высота м)		120 м	1 ед.
Аккумуляторные баки		отсутствуют	
Характеристика мазутного хозяйства, объём, диаметр резервуаров	Стальные вертикальные цилиндрические наземные	V=10 000 м ³ ; D=28,5 м	4 ед.
		-	-
		-	-
		-	-

Таблица 11 – 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 холодной воды	К 160/30 - УХЛ	160 м ³ /ч; 30 м вод.ст.; 30 кВт	2 ед.
Насосы рециркуляционные	СЭ 800-55	800 м ³ /ч; 55 м вод.ст.; 200 кВт	4 ед.
	НКУ - 630/80	630 м ³ /ч 80 м.в.ст.	1 ед.
	НКУ - 250	250 м ³ /ч; 32 м вод.ст.; 55 кВт	3 ед.
Аккумуляторные баки		отсутствуют	
Насосы топливные питательные	5 Н 5Х4	98 м ³ /ч; 320 м вод.ст.; 160 кВт	3 ед.
Насосы топливные рециркуляция	5НК-9Х1	70 м ³ /ч; 47 м вод.ст.; 20 кВт	1 ед.
	5НК-5Х1	90 м ³ /ч; 80 м вод.ст.; 55кВт	1 ед.
Насосы топливные погружные	12НА- 22Х6	150 м ³ /ч; 54 м вод.ст.; 32кВт	2 ед.
	12НА- 22Х6	150 м ³ /ч; 54 м вод.ст.; 40кВт	2 ед.
Дымососы	Д - 13,5	50 тыс.м ³ /ч; 160 мм вод.ст.; 40 кВт	3 ед.
	ДН - 22х2	250 тыс. м ³ /ч; 195 м.в.ст., 250 кВт	3 ед.
Вентиляторы	ВД - 10	23 тыс.м ³ /ч; 150 мм вод.ст.; 30 кВт	3 ед.
	ВДН - 18	150 тыс.м ³ /ч; 420 кг/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.
Аккумуляторные баки (диаметр)		отсутствуют	
Характеристика мазутного хозяйства, объём, диаметр резервуаров	Стальные вертикальные цилиндрические наземные	V=5000 м ³ ; D=22,79 м	3 ед.
		V=3000 м ³ ; D=18,98 м	1 ед.
		-	-
		-	-

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 штук) и водогрейные (3 штуки) 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 равным 20 кгс/см^2 , ко второй группе относятся 4 котлоагрегата с параметрами перегретого пара на 40 кгс/см^2 .

Каждая группа котлоагрегатов работает самостоятельно по типовой схеме ТЭЦ с поперечными связями по острому пару и питательной воде. Группа котлов 20 кг/см^2 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 $150 \text{ }^\circ\text{C}$. 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 14 кгс/см^2 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 12.

Таблица 12 – Характеристика мощности теплоисточников АО «Мурманская ТЭЦ»

Наименование параметра	Ед. измерения	Наименование источника		
		Мурманская ТЭЦ (котлотурбинный цех)	Южная котельная (котельный цех №1)	Восточная котельная (котельный цех №2)
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	286	461	390
Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	-	-	-
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	286	461	390
Затраты тепловой мощности на собственные нужды	Гкал/ч	32,86	22,73	17,62
Объем потребления тепловой энергии на собственные нужды	%	11,5	7,5	10,56
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	253,11	438,28	372,38
Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	285,63	303,00	166,96

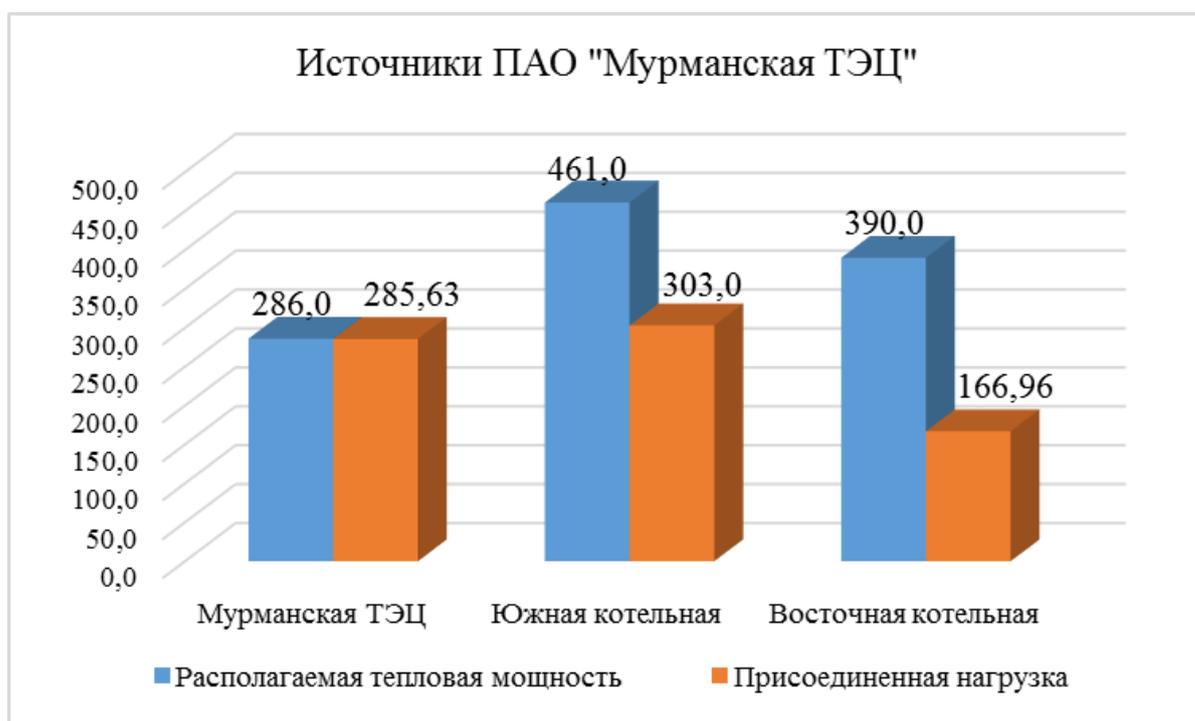


Рисунок 3. Характеристика мощности теплоисточников АО «Мурманская ТЭЦ»

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 12. 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 12.

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

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

Сроки эксплуатации основного оборудования на источниках тепловой энергии АО «Мурманская ТЭЦ» приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Сроки эксплуатации основного оборудования на источниках тепловой энергии АО «Мурманская ТЭЦ»

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

Наименование оборудования	Рег. №	Зав. №	Дата ввода в эксплуатацию	Объем, м ³	Давление Рабочее, кгс/см ²	Давление Пробное, кгс/см ²	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов	Год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса
Водогрейный котел ст. №4, ПТВМ-100	17673	2307	01.01.1974 г.	30,0	16,0	20,0	2016 год	2016 год, проведение экспертизы ПБ
Водогрейный котел ст. №5, ПТВМ-100	17690	2326	01.09.1974 г.	30,0	16,0 кгс/см ²	20,0	2018 год	2018 год, проведение экспертизы ПБ
Водогрейный котел ст. №6, ПТВМ-100	19699	2528	01.12.1975 г.	30,0	16,0	20,0	2019 год	2019 год, проведение экспертизы ПБ
Водогрейный котел ст. №7, КВГМ-100	24429	8585	01.09.1992 г.	30,0	16,0	20,0	2018 год	2019 год, проведение экспертизы ПБ
Водогрейный котел ст. №8, КВГМ-100	24461	9301	01.12.1994 г.	30,0	16,0	20,0	2018 год	2015 год, проведение экспертизы ПБ
Восточная котельная (Котельный Цех № 2)								
Паровой котел ст. №1, ГМ-50-14/250	23982	3428	01.12.1982 г.	25,0	16,0	20,0	2017 год	2017 год, проведение экспертизы ПБ
Паровой котел ст. №2, ГМ-50-14/250	24000	3819	01.04.1983 г.	25,0	16,0	20,0	2018 год	2015 год, проведение экспертизы ПБ
Паровой котел ст. №3, ГМ-50-14/250	24094	4304	01.12.1985 г.	25,0	16,0	20,0	2016 год	2019 год, проведение экспертизы ПБ
Водогрейный котел ст. №4, КВГМ-100	24018	4870	01.12.1983 г.	30,0	16,0	20,0	2018 год	2018 год, проведение экспертизы ПБ
Водогрейный котел ст. №5, КВГМ-100	24074	5359	01.09.1984 г.	30,0	16,0	20,0	2018 год	2018 год, проведение экспертизы ПБ безопасности
Водогрейный котел ст. №6, КВГМ-100	24112	6876	01.12.1986 г.	30,0	16,0	20,0	2017 год	2017 год, проведение экспертизы ПБ

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

Отпуск тепла осуществляется с коллекторов источников АО «Мурманская ТЭЦ» через магистральные тепловые сети и далее по распределительным квартальным сетям к тепловым пунктам потребителей. Всего к АО «Мурманская ТЭЦ» подключено 31 (6 от Восточной котельной, 12 от Мурманской ТЭЦ и 13 от Южной котельной) центральных и 2887 индивидуальных тепловых пунктов. АО «Мурманская ТЭЦ» эксплуатирует 9 насосных станций (8 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 П3 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 ТК15/4).

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 14.

Таблица 14 – Данные по оборудованию насосных станций АО «Мурманская ТЭЦ»

Номер насосной	Адрес	Наименование	Тип насоса	Год ввода в эксплуатацию	Тип электродвигателя
Насосная №1	Пр. Кирова, 56А	ПКН-1	СЭ-800-55	1985	М-280М-4
		ПКН-2	СЭ-800-55	1993	5АМН-280М-4У3
		ПКН-4	СЭ-800-55	1993	4АМН-280М-4У3
Насосная №2	Ул. Пономарева, 5Б	ПКН-1	НКУ-140/49	1972	А02-81-4
		ПКН-2	НКУ-140/49	1972	А02-81-4
Насосная №3	Во дворе дома по адресу пр. Кольский, 41	ПКН-1	НКУ-90/38	1975	АИР-180-4S
		ПКН-2	НКУ-90/38	1975	АИР-180С4-У3
Насосная №4	Ул. Баумана, 8	ПКН-1	СЭ-1250/70	1975	А114-4М
		ПКН-2	СЭ-1250/70	1975	А114-4М
		ПКН-3	СЭ-1250/70	1979	А114-4М
		ПКН-4	СЭ-1250/70	1979	А4-355Х-4У3
Насосная №7	Ул. Карла Маркса, 42а	ПКН-1	200Д90	Паспорт насосной станции отдан проектной организации.	4АМН-315S-4УS3
		ПКН-2	200Д90		4АМН-315S-4УS3
		ПКН-3	200Д90		4АМН-315S-4УS3
		ПКН-4	200Д90		4АМН-315S-4УS3
		ПКН-5	200Д90		4АМН-315S-4УS3
Насосная №8	Пр. Кольский, 112Б	ПКН-1	НКУ-90/38	1982	А2-81-4
		ПКН-2	НКУ-140/49	1982	4А200М4У-3
		ПКН-3	НКУ-140/49	1982	4А200М4У-3
		ПН-1	К-20/30	1982	АИР-100S2п-ПУ3
		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 - 150–70°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 15.

Таблица 15 – Нарботка основного оборудования АО «Мурманская ТЭЦ» за 2019 г.

Источник	Котел	Нарботка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	Год*	
2019																
Мурманская ТЭЦ	ТП 30 Р №1	наработка, ч	370	672	688	574	409	189	219	208	525					
		пуск, шт	гор.сост.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1			
			хол.сост.	1	0	0	1	1	0	1	0	0	0			
	ТП 30 У №2	наработка, ч	266	0	138	720	744	577	62	56	0					
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	2	0	0	0	0	0	0				
			хол.сост.	3	0	4	0	0	1	1	1	0				
	ТП 30 Р №3	наработка, ч	643	603	540	147	336	312	13	305	11					
		пуск, шт	гор.сост.	0	1	0	0	0	0	0	0	0				
			хол.сост.	1	1	1	0	1	1	0	2	1				
	ТП - 35 У №4	наработка, ч	744	457	271	502	194	0	0	0	367					
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
			хол.сост.	0	0	2	1	0	0	0	0	3				
	БМ 35 №5	наработка, ч	35	569	665	562	157	237	179	83	517					
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
			хол.сост.	1	1	1	1	1	0	0	1	1				
	БМ 35 №6	наработка, ч	351	364	288	377	648	0	0	0	0					
пуск, шт		гор.сост.	0	1	0	0	0	0	0	0	0					
		хол.сост.	0	1	0	0	0	0	0	0	1					
ГМ 50-1 №7	наработка, ч	744	554	591	0	0	0	0	0	100						
	пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
		хол.сост.	0	1	0	0	0	0	0	0	1					
ПТВМ -50 №8	наработка, ч	98	406	443	672	596	226	4	8	326						
ПТВМ -50 №9	наработка, ч	0	0	0	0	148	0	0	0	23						
ПТВМ - 100 №10	наработка, ч	647	269	326	49	36	0	0	0	0						

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	515	169	613	134	0	0	321	587	422	398	83	276	3518	
		пуск, шт	хол.сост.	0	1	1	0	0	1	0	1	1				
			гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
	ДКВР 20-13-250 №2	наработка, ч	352	579	131	481	340	419	91	0	298	346	637	466	4140	
		пуск, шт	хол.сост.	2	2	2	2	1	0	0	1	0				
			гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
	ДКВР 20-13-250 №3	наработка, ч	446	503	557	633	473	173	136	0	0	0	0	419	3340	
		пуск, шт	хол.сост.	1	0	1	0	1	0	1	2	0				
			гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	1	0				
	ПТВМ - 100 №4	наработка, ч	558	305	383	649	556	334	199	324	623	116	321	310	4678	
ПТВМ - 100 №5	наработка, ч	0	0	110	216	278	127	0	0	0	470	720	370	2291		
ПТВМ - 100 №6	наработка, ч	533	576	396	576	654	87	263	240	84	603	299	0	4311		
КВГМ - 100 №7	наработка, ч	0	74	0	0	0	0	0	0	15	193	86	161	529		
КВГМ - 100 №8	наработка, ч	397	390	621	0	0	0	0	0	0	0	14	648	2070		
Восточная котельная	ГМ 50-14/250 №1	наработка, ч	65	264	109	91	0	223	427	191	79					
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	2	0	0	0				
			хол.сост.	1	3	1	3	0	1	2	1	2				
	ГМ 50-14/250 №2	наработка, ч	225	0	0	8	714	96	36	298	323					
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	1				
			хол.сост.	1	0	0	1	0	1	1	1	0				
	ГМ 50-14/250 №3	наработка, ч	18	304	161	231	0	91	0	0	0					
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	1	0	0	0	0	0				
			хол.сост.	0	3	2	2	0	1	0	0	0				
	КВГМ -100 №4	наработка, ч	0	372	479	720	120	0	0	0	0					
КВГМ -100 №5	наработка, ч	153	0	265	0	0	0	0	0	118						
КВГМ -100 №6	наработка, ч	591	300	0	0	624	241	0	0	352						

* - данные о наработке котельного оборудования представлены лишь за 9 месяцев.

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 16.

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 16 – 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 проверки	Дата следующей проверки
Приборы тепловой энергии							
1	КУ	Мурманская ТЭЦ (луч 1)	теплосчетчик логика 8961	961y4130563	2013	20.08.2017	19.08.2021
2	КУ	Мурманская ТЭЦ (луч 2)	теплосчетчик логика 961К	961y3m130415	2005	06.08.2017	05.08.2021
3	КУ	Южная котельная (1 и 2 луч)	Система измерительная тепловой энергии АО «Мурманская ТЭЦ» (на базе логика 8961)	23991С	2015	18.08.2017	17.08.2021
4	КУ	Восточная котельная (1 и 2 луч)	телосчетчик логика 6961	961y41140242	2014	11.08.2017	10.08.2020
5	КУ	Восточная котельная (ТО ТБО)	теплосчетчик логика 8961	961b5130562	2013	11.08.2017	10.08.2021

1.2.1.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Аварий и отказов оборудования на источниках тепловой энергии АО «Мурманская ТЭЦ» за 2015-2019 гг. 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».

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

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

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

Котельные ТЦ «Росляково - 1» и ТЦ «Росляково Южное» имеют, соответственно, установленную мощность 50,4 Гкал/ч и 7,60 Гкал/ч и обеспечивают тепловой энергией потребителей района Росляково.

В конце 2019 года была введена в эксплуатацию котельная «Фестивальная», установленной мощностью 9 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), которая работает только в межотопительный период и обеспечивает тепловой энергии лишь объекты перинатального центра, поэтому далее в настоящей схеме данный источник не рассматривается.

Исходной водой для подпитки теплосети является горводопроводная вода из озера Большое Питьевое, проходящая на котельной соответствующую

химводоподготовку и деаэрацию в деаэраторах атмосферного типа.

Краткая характеристика источников теплоснабжения представлена в таблице 17.

Таблица 17 – 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	ионообмен	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 130 °С	105/70 °С со срезк. на 95 °С	110/70 °С со срезк. на 95 °С	82/59 °С	71/63 °С	95/70 °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 уголь.

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 44 лет.

Котельная «Северная» работает круглогодично, температурный график отпуска тепловой энергии 150/70 °С, со срезкой по температуре в подающем трубопроводе на 130 °С (с учетом ограниченной мощности источника при температурах наружного воздуха ниже минус 20 °С).

Система теплоснабжения – двухтрубная, открытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей составляет 212,228 Гкал/ч.

Состав и характеристика основного оборудования котельной «Северная» приведены в таблицах 18- 19.

Таблица 18 – Характеристика водогрейных котлов котельной «Северная»

№ п/п	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, Гкал/час	Температура		КПД котла
				перед котлом	после котла	
1	ПТВМ-30	1969	30	80	150	88,37
2	ПТВМ-30	1965	30	80	150	88,53
3	ПТВМ-30	1964	30	80	150	88,4
4	ПТВМ-30	1965	30	80	150	88,53

Таблица 19 – Характеристика паровых котлов котельной «Северная»

№ п/п	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, т/час	Параметры пара		КПД котла
				давление кг/см ²	температура, °С	
1	ДКВР 25/13	1965	25	13	187	87,9
2	ДКВР 25/13	1966	25	13	187	88,67
3	ДКВР 25/13	1961	25	13	187	88,7
4	ДКВР 25/13	1961	25	13	187	88,7
5	ДКВР 25/13	1961	25	13	187	88,7
6	ГМ-50-14/250	1970	50	14	250	90,6
7	ГМ-50-14/250	1971	50	14	250	91,08
8	ГМ-50-14/250	1972	50	14	250	91,22
9	ГМ-50-14/250	1973	50	14	250	91,26
10	ГМ-50-14/250	1975	50	14	250	90,63
11	ГМ-50-14/250	1976	50	14	250	91,1

Состав и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Северная» приведены в таблицах 20 -21.

Таблица 20 – Структура и характеристика насосного оборудования котельной «Северная»

№ п/п	Марка насоса	Количество	Производительность, т/ч	Мощность, кВт
Котловые насосы				
1	ЦНС 150/23	4	150	160-200
2	ЦНСГ 60	4	60	75-90
Сетевые насосы				
1	СЭ 1250-140-11	4	1250	630
2	14 СД-9	1	1200	320
Циркуляционные насосы				
1	НКУ -250	2	250	40

Таблица 21 – Структура и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Северная»

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

Состав и характеристика оборудования мазутонасосной приведены в таблицах 22 - 23.

Таблица 22. – Структура и характеристика оборудования мазутонасосной котельной «Северная»

№ п/п	Марка насоса	Количество	Производительность, т/ч	Мощность, кВт
Питательные насосы				
1	Тип 5Н5х4	3	90	160
2	Тип 4Н5х4	2	36	75
Рециркуляционные насосы				
1	(МРН) Тип 5Н5-5х1	2	90	75
2	(НХРМ) Тип К -90/85	2	90	55

Таблица 23. – 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	Объём м ³
1	РВС	2	5000
2	РВЖБ	2	3000

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 30,636 Гкал/ч.

Состав и характеристика основного оборудования котельной «Роста» приведены в таблицах 24 - 25.

Таблица 24. – Характеристика водогрейных котлов котельной «Роста»

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

Таблица 25. – Характеристика паровых котлов котельной «Роста»

№ п/п	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, т/час	Параметры пара		КПД котла
				давление кг/см ²	температура, °С	
1	ГМ-50-14/250	1978	50	14	250	90,15
2	ГМ-50-14/250	1978	50	14	250	90,1

Состав и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Роста» приведены в таблицах 26 -27.

Таблица 26. – Структура и характеристика насосного оборудования котельной «Роста»

№ п/п	Марка насоса	Количество	Производительность, т/ч	Мощность, кВт
Котловые насосы				
1	ЦНСГ 60-231	3	60	75
2	ЦНСГ 50-231	1	60	55
Сетевые насосы				
1	Д -1250	3	1250	630

Таблица 27. – Структура и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Роста»

№ п/п	Марка	Количество	Производительность т/ч
Теплообменники сетевые			
1	ПСВ (Э-500)	1	-
2	ПСВ (ПП1-108-7-II)	1	-
Деаэраторы			
1	ДСА 100 (сетевые)	2	100
2	ДСА 100 (питательные)	2	100

Состав и характеристика оборудования мазутонасосной приведены в таблицах 28 - 29.

Таблица 28. – Состав и характеристика оборудования мазутонасосной котельной «Роста»

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

Таблица 29. – Состав и характеристика насосного оборудования мазутонасосной котельной «Роста»

№ п/п	Марка насоса	Количество	Производительность, т/ч	Мощность, кВт
Перекачивающие насосы				
1	12 НА-22х6	2	150	32
Питательные насосы				
1	ЭНН -4-А	3	10	28
Рециркуляционные насосы				
1	4 НК 5х1	1	45	13
2	5 НК 2х1	1	70	17

Котельная «Абрам-Мыс»

На котельной «Абрам-Мыс» установлено 3 паровых котла (ДКВР 25-13р - 1 шт. и ДКВР 10/13 - 2 шт.), срок эксплуатации каждого из которых составляет около 40 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 4,187 Гкал/ч.

Состав и характеристика основного оборудования котельной «Абрам-Мыс» приведены в таблице 30.

Таблица 30. – Характеристика паровых котлов котельной «Абрам-Мыс»

№ п/п	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, т/час	Параметры пара		КПД котла
				давление кг/см ²	температура С	
1	ДКВР 10/13	1981	10	13	187	88,4
2	ДКВР 25/13р	1980	25	13	187	87,1
3	ДКВР10/13	1980	10	13	187	89,23

Состав и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Абрам-Мыс» приведены в таблицах 31 - 32.

Таблица 31. – Структура и характеристика насосного оборудования котельной «Абрам-Мыс»

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

Таблица 32. – 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

Состав и характеристика оборудования мазутонасосной приведены в таблицах 33 -34.

Таблица 33. – 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	2	6
Фильтры для очистки мазута			
1	ФГО (ФМ-10-60-5)	2	60
2	ФТО (ФМ-40-30-40)	2	30

Таблица 34. – Состав и характеристика насосного оборудования мазутонасосной котельной «Абрам-Мыс»

№ п/п	Марка насоса	Количество	Производительность, т/ч	Мощность, кВт
1	A13B4/25	3	6,4	7,5
Рециркуляционные насосы МРН				
1	К 45/55	2	45	15

Котельная ТЦ «Росляково -1»

На котельной ТЦ «Росляково-1» установлено 6 паровых котлов (ДЕ 25/14 – 2 шт. и ДКВР 10/13 - 4 шт.), срок эксплуатации каждого из которых составляет около 40 лет.

Котельная ТЦ «Росляково-1» работает круглогодично, температурный график отпуска тепловой энергии 95/70 °С (временный - 82/59 °С).

Система теплоснабжения – 2-х, 3-х трубная, закрытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей (с учетом потерь в тепловых сетях) составляет 21,951 Гкал/ч.

Состав и характеристика основного и вспомогательного оборудования котельной ТЦ «Росляково -1» приведены в таблицах 35 и 36.

Таблица 35. – Основное оборудование котельной ТЦ «Росляково -1»

№ п/п	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Производительн., т/час (МВт)	Параметры пара		КПД котла (мазут)
				давление кг/см ²	температура, °С	
1	ДЕ-25/14-ГМ	1987	14,0	14	194	91,7
2	ДЕ-25/14-ГМ	2002	14,0	14	194	91,7
3	ДКВР 10-13	1970	5,6	13	194	89,5
4	ДКВР 10-13	1974	5,6	13	194	89,5
5	ДКВР 10-13	2013	5,6	13	194	91,7
6	ДКВР 10-13	1984	5,6	13	194	89,5

Таблица 36. – 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	4	45	18,5
Циркуляционные насосы				
1	НКУ-250	4	250	45
Дымососы, вентиляторы				
1	ДН-12,5; ВДН-11,2;	2	-	75 45
2	ДН-11,2; ВДН-10;	4	-	75 45
Подогреватели сетевой воды				
1	ПП-1-21-2-П	2	-	-
2	МВН-1436-06	5	-	-
3	ПП-1-53-7-11	4	-	-
Деаэраторы				
1	ДА-75/30	2	-	-
2	ДА-100/25	2	-	-
Насос подачи и перекачки мазута				
1	ЗВН 6,3-25	3	6,3	15; 7,5
2	ЗВ16/25	1	16	18,5
3	НМШ-8-25-6,3/2,5	4	6,3	3
4	РЗ-60	2	60	10
Подогреватель мазута				
1	ПМ 25/6	2	-	-

Котельная ТЦ «Росляково Южное»

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 2,947 Гкал/ч. Состав и характеристика

основного и насосного оборудования котельной ТЦ «Росляково Южное» приведены в таблицах 37 – 38.

Таблица 37. – Основное оборудование котельной ТЦ «Росляково Южное»

№ п/п	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Производительн., т/час (МВт)	Параметры пара		КПД котла (мазут)
				давление кг/см ²	температура С	
1	«НЕВА» КП 26-1,0 пар №1	2005	0,5	5	157	80
2	«НЕВА» КП 26-1,0 пар №2	2007	0,5	5	157	80
3	Е-0,7-1,2 «Лотос» пар №3	1997	0,8	5	157	80
4	КВТ 1/95 вод №1	1996	1,0	Водогрейный		82
5	КВТ 1/95 вод №2	1990	1,0	Водогрейный		82
6	КВТ 1/95 вод №3	1996	1,0	Водогрейный		82
7	СТН-0,8 вод №1	1997	0,8	Водогрейный		83
8	СТН-0,8 вод №2	1997	0,8	Водогрейный		83
9	СТН-0,8 вод №3	1997	0,6	Водогрейный		83
10	СТН-0,8 вод №4	1997	0,6	Водогрейный		83

Таблица 38. – Насосное оборудование котельной ТЦ «Росляково Южное»

№	Наименование оборудования	Марка	Марка электродвигателя	Характеристика
1	Вентилятор парового котла №8,9,10	ВЦ14-46-2	-	Р – 5,5 кВт n-1430 об/мин
2	Вентилятор водогрейного котла № 1,2,3,4,5,6,7	СТВ КТВ-1/95		
3	Подогреватель ГВС № 1,2	ПП2-17,2-0,7-2	-	
4	Подогреватель ГВС № 3,4	ПП2-17-7-II	-	
5	Сетевой насос №1	К-290/30	5А200М4	Р - 37кВт n - 1470 об/мин
6	Сетевой насос №2	К-290/30	5А200М4	Р - 37 кВт n - 1470 об/мин
7	Питательный насос №1	К-1,5К-6	-	Р - 5,5 кВт n - 2850 об/мин
8	Насос ГВС № 1	КМ - 80/50-200	АИР160S2Ж	Р - 15 кВт n-2940 об/мин
9	Насос ГВС № 2	КМ - 80/50-200	АИР160S2Ж	Р - 15 кВт n-2940 об/мин
10	Насос ГВС № 3	К-55/45	-	-

Котельная «Фестивальная»

На котельной «Фестивальная» установлено 3 водогрейных котла ООО «Энтророс».

Котельная «Фестивальная» работает круглогодично, температурный график отпуска тепловой энергии 95/70 °С.

Система теплоснабжения – 2-х трубная, закрытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей (с учетом потерь в тепловых сетях) составляет 3,27 Гкал/ч.

Состав и характеристика основного оборудования котельной приведены в таблице 39.

Таблица 39. - Основное оборудование котельной «Фестивальная»

Наименование источника адрес	Тип и количество котлов	Производительность, Гкал/ч, т/ч	Расчетная присоединенная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	Завод-изготовитель котлов	Год ввода в эксплуатацию	Вид топлива	Тип ХВО	Тип автоматика регулирования	Тип деаэракторов	Наличие и тип охладителей пара	Учет отпуска тепловой энергии, типы приборов учета	Давление и температура пара.	Тип экономайзера	Температура уходящих газов, °С	Наличие режимных карт, средний КПД котлов, %
Котельная, ул. Фестивальная, д. 10	3,27 водогрейные	9 Гкал/ч	3,27 Гкал/ч существующие, 2,45 Гкал/ч перспектива	ООО «Энтророс»	2019	мазут	Механический фильтр	Автоматизация и диспетчеризация котла совместно с автоматикой горелки, автоматизированная передача параметров котельной на АРМ диспетчера	химический	-	вихреакустический, ЗАО НПФ «Логика»	-	-	245	89,7

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» представлены в таблице 40.

Таблица 40 – Характеристика мощности теплоисточников АО «МЭС»

Наименование параметра	Ед. измерения	Наименование источника					
		Котельная «Северная»	Котельная «Роста»	Котельная «Абрам-Мыс»	Котельная ТЦ «Росляково - 1»	Котельная ТЦ «Росляково Южное»	Котельная «Фестивальная»
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	367,7	60	24,18	50,4	7,63	9,0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	341,19	55,16	21,89	47,59	5,61	9,0
Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	26,51	4,84	2,29	2,81	2,02	-
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	18,33	2,22	0,37	1,53	0,11	0,54
Нагрузка на собственные нужды	%	7,2%	8,1%	9,4%	5,7%	3,8%	6%
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	322,91	52,94	21,52	46,06	7,23	8,46

1.2.2.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

Сведения об ограничении тепловой мощности и величине располагаемой тепловой мощности источников представлены в таблице 40. 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 в таблице 41.

Собственные нужны на Котельной «Северная», котельной «Роста», котельной «Абрам-Мыс» составляют 7,2 %, 8,1 % и 9,4 % 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 41 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «МЭС» за 2019 год

№ п/п	Адрес или наименование котельной	Выработка тепловой энергии котлоагрегатами, Гкал	Затраты тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, т.у.т
1	Котельная «Северная»	639015	46158	592857	мазут М-100	102816,58
2	Котельная «Роста»	104829	8445	96384	мазут М-100	17045,86
3	Котельная «Абрам-Мыс»	15016	1409	13607	мазут М-100	2985,53
4	Котельная ТЦ «Росляково -1»	86853	4985	81868	мазут М-100	15676,2
5	Котельная ТЦ «Росляково Южное»	9281	349	8932	уголь	3754,07
6	Котельная «Фестивальная»*	-	-	-	мазут	-
ИТОГО		854994	61346	793648	-	142278,24

* - котельная «Фестивальная» была запущена лишь в декабре 2019 года, поэтому сведения по работе за базовый год в таблице не представлены.

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 42.

Таблица 42 – Сроки эксплуатации основного оборудования на источниках тепловой энергии АО «МЭС»

№ стан. по схеме	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, Гкал/час	Температура		КПД котла	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов	Год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса
				перед котлом	после котла			
Котельная "Северная"								
Водогрейные котлы								
0	ПТВМ-30	1969	30	80	150	88,37	н/д	н/д
1	ПТВМ-30	1965	30	80	150	88,53	н/д	н/д
2	ПТВМ-30	1964	30	80	150	88,4	н/д	н/д
3	ПТВМ-30	1965	30	80	150	88,53	н/д	н/д
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	Год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса
				давление кг/см ²	темпера-тура С			
4	ДКВР 25/13	1965	25	13	187	87,9	н/д	н/д
5	ДКВР 25/13	1966	25	13	187	88,67	н/д	н/д
6	ДКВР 25/13	1961	25	13	187	88,7	н/д	н/д
7	ДКВР 25/13	1961	25	13	187	88,7	н/д	н/д
8	ДКВР 25/13	1961	25	13	187	88,7	н/д	н/д
9	ГМ-50-14/250	1970	50	14	250	90,6	н/д	н/д
10	ГМ-50-14/250	1971	50	14	250	91,08	н/д	н/д
11	ГМ-50-14/250	1972	50	14	250	91,22	н/д	н/д
12	ГМ-50-14/250	1973	50	14	250	91,26	н/д	н/д
13	ГМ-50-14/250	1975	50	14	250	90,63	н/д	н/д
14	ГМ-50-14/250	1976	50	14	250	91,1	н/д	н/д
Котельная «Роста»								
Водогрейные котлы								
№ стан. по схеме	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, Гкал/час	Температура		КПД котла	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов	Год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса
				перед котлом	после котла			
1	КВГМ-50	1988	50	70	150	НА КОНСЕРВАЦИИ	н/д	н/д

2	КВГМ-50	1988	50	70	150	НА КОНСЕРВАЦИИ	н/д	н/д
№ стан. по схеме	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, т/час	Параметры пара		КПД котла	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов	Год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса
				давление кг/см2	темпера-тура С			
Паровые котлы								
1	ГМ-50-14/250	1978	50	14	250	90,15	н/д	н/д
2	ГМ-50-14/250	1978	50	14	250	90,1	н/д	н/д
Котельная «Абрам-Мыс»								
Паровые котлы								
1	ДКВР 10/13	1981	10	13	187	88,4	н/д	н/д
2	ДКВР 25/13р	1980	25	13	187	87,1	н/д	н/д
3	ДКВР10/13	1980	10	13	187	89,23	н/д	н/д
Котельная ТЦ «Росляково -1»								
Паровые котлы								
1	ДЕ-25/14-ГМ	1987	14,0	14	194	91,7	н/д	н/д
2	ДЕ-25/14-ГМ	2002	14,0	14	194	91,7	н/д	н/д
3	ДКВР 10-13	1970	5,6	13	194	89,5	н/д	н/д
4	ДКВР 10-13	1974	5,6	13	194	89,5	н/д	н/д
5	ДКВР 10-13	2013	5,6	13	194	91,7	н/д	н/д
6	ДКВР 10-13	1984	5,6	13	194	89,5	н/д	н/д
Котельная ТЦ «Росляково Южное»								
Паровые котлы								
1	«НЕВА» КП 26-1,0 пар №1	2005	0,5	5	157	80	н/д	н/д
2	«НЕВА» КП 26-1,0 пар №2	2007	0,5	5	157	80	н/д	н/д
3	Е-0,7-1,2	1997	0,8	5	157	80	н/д	н/д

	«Логос» пар №3							
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	Год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса
				перед котлом	после котла			
4	КВТ 1/95 вод №1	1996	1,0	-	-	82	н/д	н/д
5	КВТ 1/95 вод №2	1990	1,0	-	-	82	н/д	н/д
6	КВТ 1/95 вод №3	1996	1,0	-	-	82	н/д	н/д
7	СТН-0,8 вод №1	1997	0,8	-	-	83	н/д	н/д
8	СТН-0,8 вод №2	1997	0,8	-	-	83	н/д	н/д
9	СТН-0,8 вод №3	1997	0,6	-	-	83	н/д	н/д

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.

Тепловые схемы котельных района Росляково и котельной «Фесивальная» не предоставлены.

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 на 130 °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»;
- 82/59 °С (временный температурный график) для котельной ТЦ «Росляково-1», проектный температурный график - 95/70 °С;
- 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 котельный за 2019 год не предоставлены, поэтому представлены сведения за предыдущие периоды эксплуатации.

Котельная «Северная»

Среднегодовая загрузка котельного оборудования представлена в таблице 43 и рисунках 4 - 6.

Таблица 43 – Среднегодовая загрузка котлов котельной «Северная»

Месяц	ПТВМ-30				ДКВР-25/13р					ГМ-50-14/250					
	К-0	К-1	К-2	К-3	К-4	К-5	К-6	К-7	К-8	К-9	К-10	К-11	К-12	К-13	К-14
январь	186	42	--	--	15	14	16	59	11	744	638	494	744	646	250
февраль	220	26	--	--	62	66	71	48	200	318	586	577	350	672	498
март	213	--	--	--	38	18	10	21	10	736	590	264	495	691	744
апрель	--	--	--	--	151	129	189	161	83	488	537	--	114	606	718
май	--	--	--	--	210	128	60	37	24	131	613	--	--	634	--
июнь	--	--	--	--	30	81	96	124	--	--	250	--	--	--	--
июль	--	--	--	--	12	2	236	186	70	110	224	--	--	--	--
август	--	--	--	--	--	5	--	--	--	744	--	--	--	--	--
сентябрь	--	--	--	--	89	125	8	21	135	681	--	19	86	81	
октябрь	--	--	--	--	77	159	--	53	41	511	177	333	725	347	405
ноябрь	--	--	--	--	78	12	16	36	37	274	446	229	720	720	491
декабрь	57	--	--	--	6	--	45	19	66	514	268	744	744	407	505
Итого за год	676	68	--	--	768	739	747	765	670	5251	4729	2660	2978	4804	3611

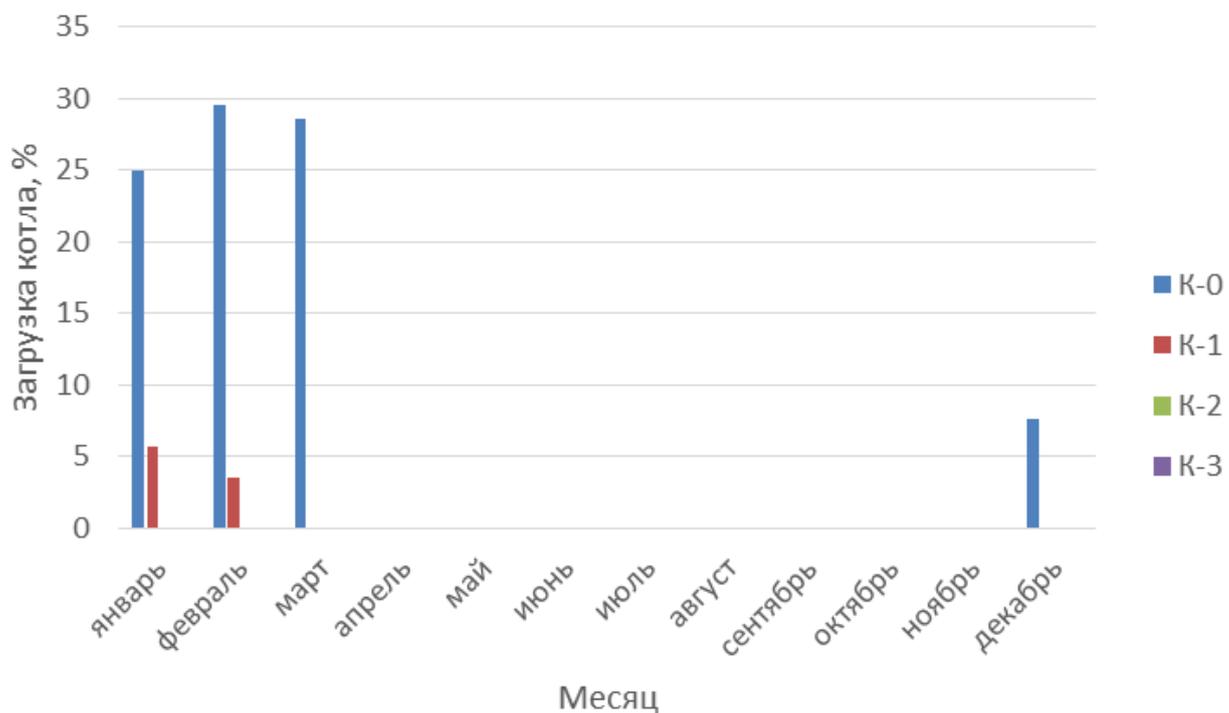


Рисунок 4. Среднегодовая загрузка котлов ПТВМ-30 Котельной «Северная»

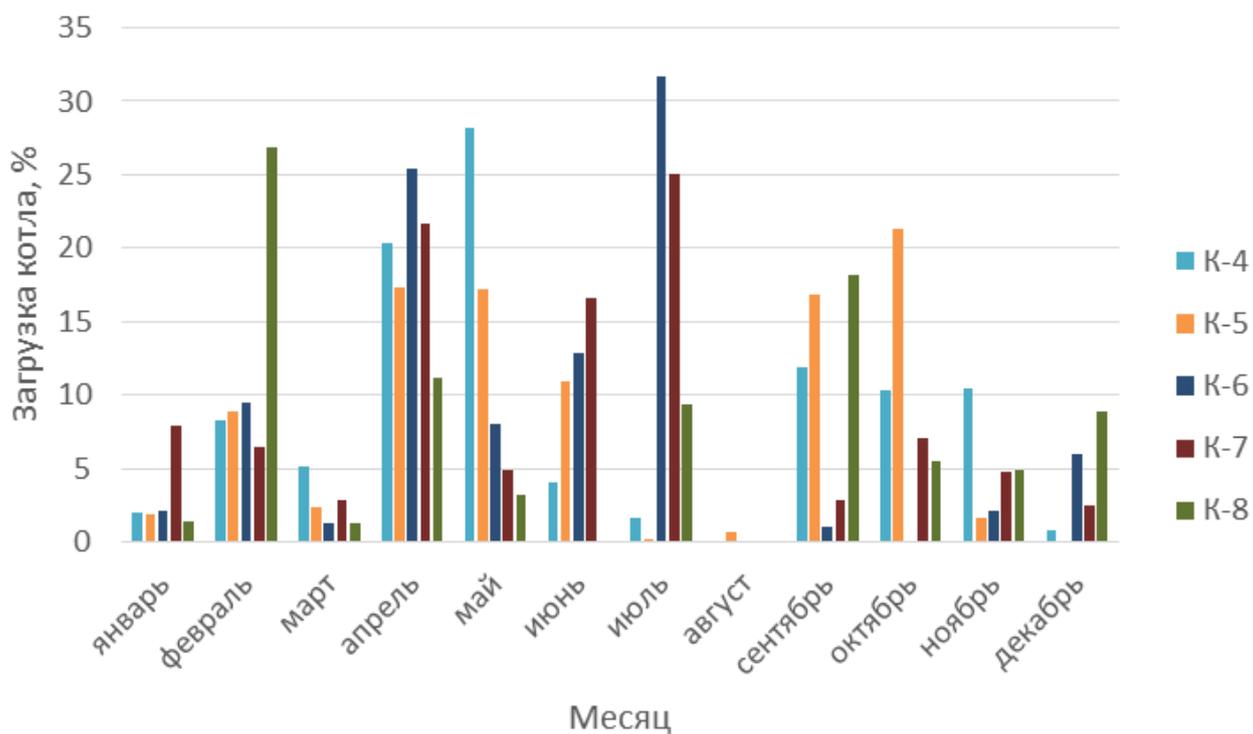


Рисунок 5. Среднегодовая загрузка котлов ДКВР-25/13р Котельной «Северная»

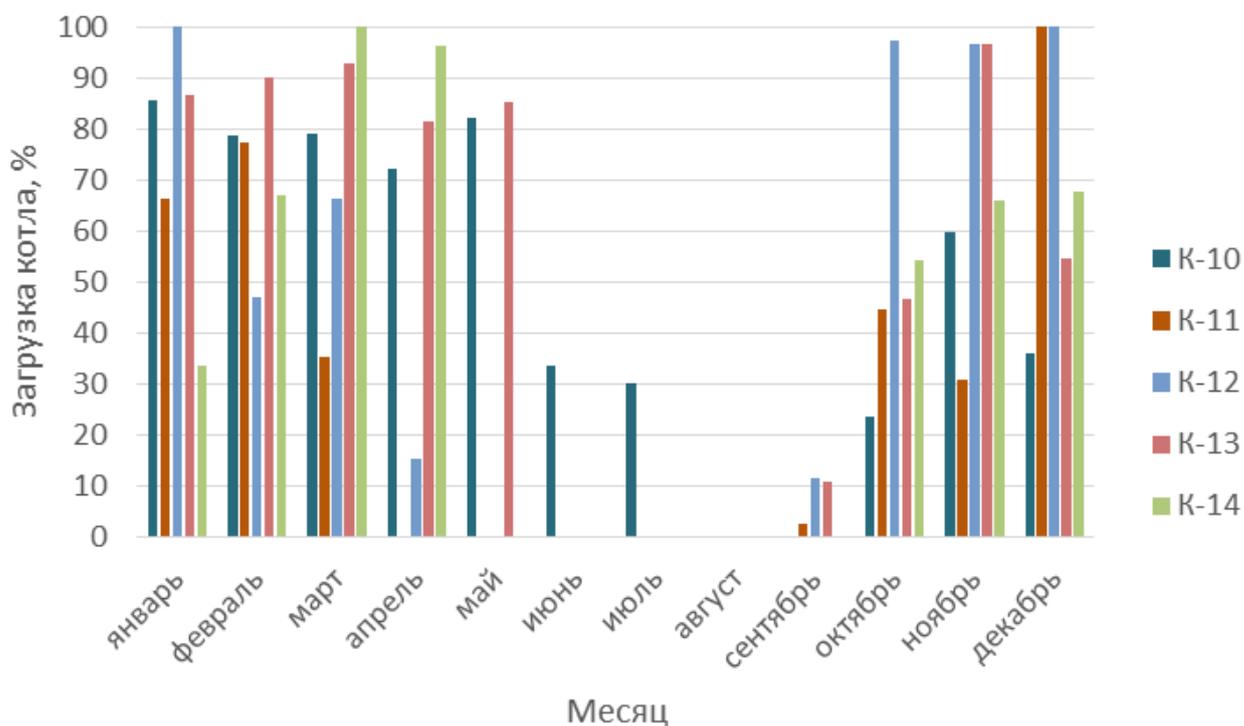


Рисунок 6. Среднегодовая загрузка котлов ГМ-50-14/250 котельной «Северная»

Суммарная наработка водогрейных котлов составила 744 часа, суммарная наработка паровых котлов составила 27722 часа. Наиболее загружены паровые котлы К-9, К-10, К-13.

Котельная «Роста»

Среднегодовая загрузка котельного оборудования представлена в таблице 44 и рисунке 7.

Таблица 44 – Среднегодовая загрузка котлов котельной «Роста»

Месяц	ГМ-50-14/250		КВГМ-50	
	К-1 М	К-2 М	К-1 В	К-2 В
январь	230	516	--	--
февраль	404	270	--	--
март	133	612	--	--
апрель	295	433	--	--
май	744	--	--	--
июнь	84	637	--	--
июль	515	230	--	--
август	126	--	--	--
сентябрь	720	--	--	--
октябрь	584	164	--	--
ноябрь	297	434	--	--
декабрь	612	136	--	--
Итого за год	4744	3432	--	--

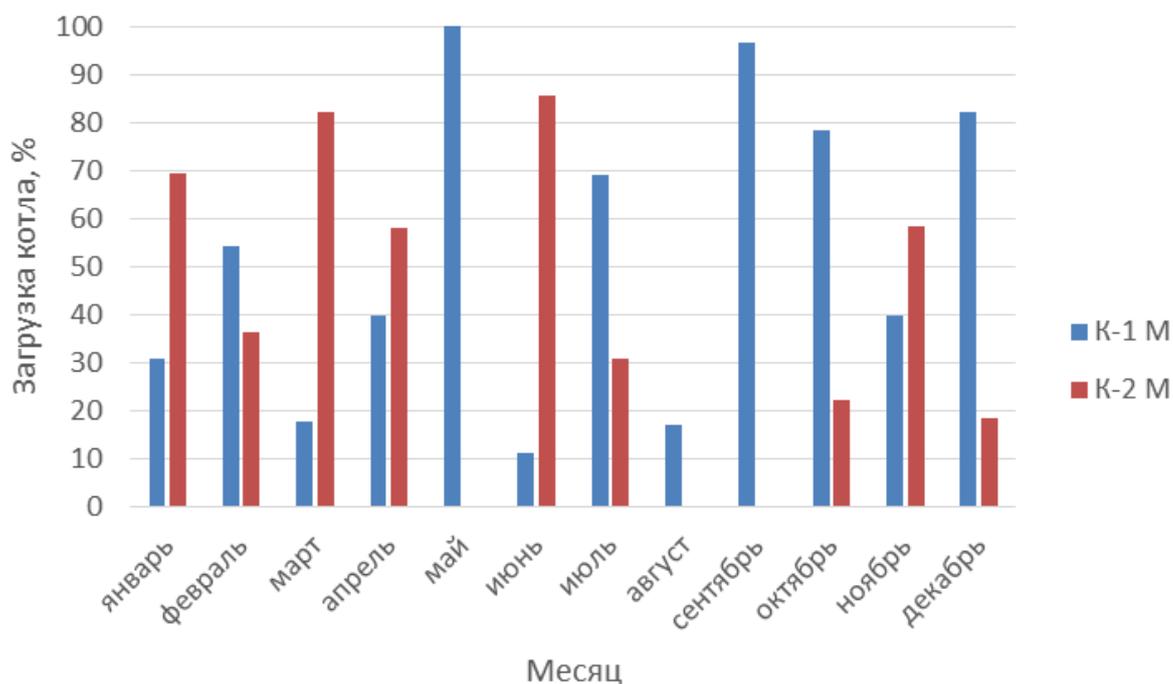


Рисунок 7. Среднегодовая загрузка котлов котельной «Роста»

Суммарная наработка паровых котлов составила 8176 часов.

Котельная «Абрам-Мыс»

Среднегодовая загрузка котельного оборудования представлена в таблице 45 и рисунке 8.

Таблица 45 – Среднегодовая загрузка котлов котельной «Абрам-Мыс»

Месяц	ДКВР-10/13	ДКВР-10(25)/13р	ДКВР-10/13
	К-1	К-2	К-3
январь	--	744	--
февраль	669	3	--
март	495		249
апрель	--	683	37
май	--	637	107
июнь	--	--	720
июль	--	--	528
август	--	--	609
сентябрь	685	--	35
октябрь	519	225	--
ноябрь	27	693	--
декабрь	--	744	--
Итого за 2013 год	2395	3729	2285

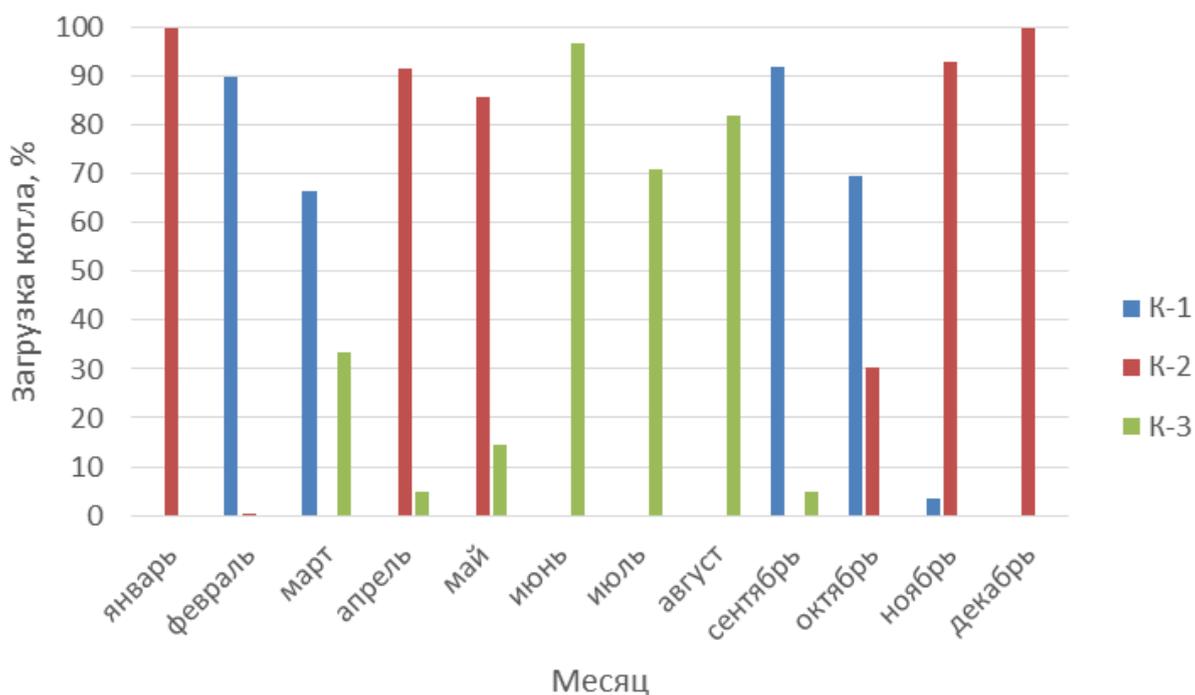


Рисунок 8. Среднегодовая загрузка котлов котельной «Абрам-Мыс»

Суммарная наработка паровых котлов составила 8176 часов. Наиболее загруженным в рассматриваемый период был котел К-2.

Котельная ТЦ «Росляково-1»

Анализ загрузки котельного оборудования ТЦ «Росляково-1» проводился исходя из соотношения выданной тепловой мощности к установленной. Среднегодовая загрузка оборудования составила 25,9 %.

Котельная ТЦ «Росляково Южное»

Анализ загрузки котельного оборудования ТЦ «Росляково Южное» проводился исходя из соотношения выданной тепловой мощности к установленной. Среднегодовая загрузка оборудования составила 18 %.

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 46 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной «Северная»

Тип прибора	Заводской номер	Место установки, измеряемый параметр
Тепловычислитель СПТ961.2	17709	ЦТЩ
Расходомер Ситранс 3100/060	Н122/Н301	Расход прямой сетевой воды
Датчик КТПТР-01	3623	Температура прямой сетевой воды
Датчик Метран-55	1120937	Давление прямой сетевой воды
Расходомер Ситранс 3100/060	Н122/Н082	Расход обратной сетевой воды
Датчик КТПТР-01	3623а	Температура обратной сетевой воды
Датчик Метран-55	1120938	Давление обратной сетевой воды
Расходомер Метран -300ПР	674456	Расход подпитки
Датчик ТПТ-1-3	1731	Температура подпитки
Датчик Метран-55	1120939	Давление подпитки
Датчик ТПТ-1-3	1408	Температура холодной воды
Датчик Метран-55	1120940	Давление холодной воды
Тепловычислитель ТЭКОН-19	6553	ЦТЩ
Расходомер «ЭМИС-Вихрь 200»	6935	ЦТП, Расход пара луч №2
Датчик ТПТ-1	190	ЦТП Температура пара луч № 1, 2
Датчик АИР-10Н	1161387	ЦТП Давление пара луч № 2
Расходомер КСД2-054	9067408	ЦТЩ Расход пара на БПК
Дифманометр ДМ3583М	12044	
КСМ2-070	903399	ЦТЩ Температура пара на БПК

Таблица 47 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной «Роста»

Тип прибора	Заводской номер	Место установки, измеряемый параметр
Теплосчетчик-регистратор ЭНКОНТ	1100	ЦТЩ
Расходомер УПР S200I	131-12	расход прямой сетевой воды -БУ-1
Расходомер УПР S200I	130-12	расход обратной сетевой воды - БУ-1
Расходомер УПР S050I	123-12	расход подпиточной воды -БУ-1
Датчик температуры КТС-Б	20080	температура прямой сетевой воды - БУ-1
Датчик температуры КТС-Б	20080	температура обратной сетевой воды - БУ-1
Датчик температуры КТСП-Н	43163	температура подпитки -БУ-1
Датчик температуры КТСП-Н	43163	температура холодной воды -ХВО
Датчик давления НТ-1,6	21234	давление прямой сетевой воды - БУ-1
Датчик давления НТ-1,6	21351	давление обратной сетевой воды - БУ-1
Датчик давления НТ-1,6	21184	давление подпиточной воды -БУ-1
Датчик давления НТ-1,0	19680	давление холодной воды - ХВО

Таблица 48 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной «Абрам-Мыс»

Тип прибора	Заводской номер	Место установки, измеряемый параметр
Тепловычислитель СПТ961.2	20240	ЦТЩ ЦТП
Расходомер Метран-300ПР	3004884	Расход прямой сетевой воды на поселок
Датчик температуры ТПТ-1	1900	Температура прямой сетевой
Датчик давления Метран-55-ДИ	1051607	Давление прямой сетевой
Расходомер Метран-300ПР	3004885	Расход обратной сетевой воды на поселок
Датчик температуры ТПТ-1	1898	Температура обратной сетевой
Датчик давления Метран-55-ДИ	1051606	Давление обратной сетевой
Расходомер Метран-300ПР	3004886	Расход подпитки
Датчик температуры ТПТ-1	9119	Температура подпитки
Датчик давления Метран-55-ДИ	11051608	Давление подпитки

Таблица 49 – 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	-	ЦТЩ
Расходомер «Взлет» УРСВ, ЭР	-	Расход прямой сетевой воды на жилой район
Котельная ТЦ «Росляково Южное»		
Тепловычислитель СПТ961	-	ЦТЩ
Расходомер «Взлет» УРСВ, ЭР	-	Расход прямой сетевой воды на жилой район

1.2.2.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Статистика отказов и восстановлений оборудования на котельных, эксплуатируемых АО «МЭС», отсутствует.

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

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

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

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

1.2.3. МУП «МУК»

1.2.3.1. Общее описание

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

Производство тепловой энергии осуществляется на следующих источниках:

- котельная на угле;
- котельная на дизельном топливе.

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

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

Таблица 50 – Характеристика источников теплоснабжения МУП «МУК»

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

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

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

1.2.3.2. Структура основного и вспомогательного оборудования

На угольной котельной установлено 6 водогрейных котлов, срок эксплуатации которых не превышает 12 лет.

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

- отопление – 0,77024 Гкал/ч;

– ГВС – 0,157758 Гкал/ч.

На дизельной котельной установлено 3 водогрейных котла, срок эксплуатации которых составляет 14-15 лет.

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

– отопление – 0,72626 Гкал/ч;

– ГВС – 0,101804 Гкал/ч.

Характеристика основного оборудования котельных приведена в таблице 51.

Таблица 51 – Характеристика источников теплоснабжения МУП «МУК»

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

Состав и характеристика вспомогательного оборудования угольной котельной приведены в таблице 52.

Таблица 52 – Состав и характеристика вспомогательного оборудования угольной котельной

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

Состав и характеристика вспомогательного оборудования дизельной котельной приведены в таблице 53.

Таблица 53 – Состав и характеристика вспомогательного оборудования дизельной котельной

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

1.2.3.3. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельных в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МУП «МУК» представлены в таблице 54.

Таблица 54 – Характеристика мощности котельных МУП «МУК»

Наименование параметра	Ед. измерения	Наименование источника	
		Угольная котельная	Дизельная котельная
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	3,13	2,06
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	3,13	2,06
Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	-	-
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,018	0,008
Нагрузка на собственные нужды	%	1,9	0,9
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	3,11	2,05

1.2.3.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

Сведения об ограничении тепловой мощности и величине располагаемой тепловой мощности источников представлены в таблице 54. В настоящее время, ограничения мощности на источниках МУП «МУК» отсутствуют.

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

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источников МУП «МУК» представлены в таблице 55.

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

Таблица 55 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МУП «МУК» за 2019 год

№ п/п	Адрес или наименование котельной	Выработка тепловой энергии котлоагрегатами, Гкал	Затраты тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, т.у.т
1	Угольная котельная	4099,131	77,882	4021,249	Каменный уголь	1867,98
2	Дизельная котельная	3 239,808	29,154	3 210,654	Дизельное топливо	495,6

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

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

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

Отопление:

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

Горячее водоснабжение:

- дизельная котельная: в домах установлены пластинчатые теплообменники, вода нагревается теплоносителем отопления;
- угольная котельная: теплообменник установлен на котельной, вода нагревается паром из паровых котлов.

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

Тепловые схемы котельных приведены в приложениях Ж, И.

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

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

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

1.2.3.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка оборудования угольной котельной приведена в таблице 56.

Таблица 56 - Загрузка основного оборудования угольной котельной

период	Наработка (2019 г.), ч					
	Котел №1 КВр-0,8КБ	Котел №2 (КСВр-0,8)	Котел №3 (КВС-1,45)	Котел №6 (ВКВ-300)	Котел №7 (НИИСТУ 5М)	Котел №9 (НИИСТУ 5М)
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		324
Июль					552	
Август	144				744	
Сентябрь	720					720
Октябрь	744	360			744	
Ноябрь	360	360			720	
Декабрь	744					744
Итого:	5604	2 928	2 160	168	3 816	4 356

Суммарная наработка котлов составила 19032 часа. Наиболее загружен был котел КВр-0,8КБ.

Среднегодовая загрузка оборудования дизельной котельной приведена в таблице 57.

Таблица 57 - Загрузка основного оборудования дизельной котельной

Месяц	Наработка (2019 г.), ч		
	GTE 521	GTE 511 №1	GTE 511 №2
Январь	744		
Февраль	672		
Март	744		
Апрель	720		
Май	744		
Июнь	296	280	
Июль		568	
Август	19	725	
Сентябрь	160	288	272
Октябрь	744		
Ноябрь	720		
Декабрь	96	175	79
Итого:	5 659	2 036	351

Суммарная наработка котлов составила 8046 часов. Наиболее загружен был котел GTE 521.

1.2.3.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

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

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

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

1.2.3.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

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

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

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

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

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

1.2.4. АО «Завод ТО ТБО»

1.2.4.1. Общее описание

Акционерное общество «Завод по термической обработке твердых бытовых отходов» - предприятие жилищно-коммунального комплекса. АО «Завод ТО ТБО» является единственным, уникальным предприятием Северо-Западного региона России, 32 года успешно работающим в суровых условиях Крайнего Севера на рынке обращения с отходами производства и потребления, для сбережения природных ресурсов Кольского полуострова и выработки дешевой тепловой энергии.

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

1.2.4.2. Структура основного и вспомогательного оборудования

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

Характеристика основного и вспомогательного оборудования приведена в таблицах 58 и 59 соответственно.

Таблица 58 – Характеристика основного оборудования АО «Завод ТО ТБО»

Тип оборудования	Год ввода в эксплуатацию	Паропроизводительность, т/ч	Топливо	Параметры пара		Завод изготовитель	Продление срока службы, тех. состояния
				Т, °С	Р, кг/см ²		
Паровой мембранный котел с естественной циркуляцией для сжигания ТКО	1986	45	ТБО	220	10-12	ЧКД «Дукла», г. Прага	Не ограничено
Паровой мембранный котел с естественной циркуляцией для сжигания ТКО	1986	45	ТБО	220	10-12	ЧКД «Дукла», г. Прага	Не ограничено

Таблица 59 – Характеристика вспомогательного оборудования АО «Завод ТО ТБО»

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

1.2.4.3. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

На заводе установлены два котлоагрегата. Характеристика мощности предприятия приведены в таблице 60.

Таблица 60 – Характеристика мощности АО «Завод ТО ТБО»

Наименование параметра	Ед. измерения	Величина
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	54,0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	27,0
Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	-
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	9,0
Нагрузка на собственные нужды	%	30,0
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	18,0

1.2.4.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

Сведения об ограничении тепловой мощности источника отсутствуют. Значение располагаемой тепловой мощности источника представлены в таблице 60.

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

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источников АО «Завод ТБО» представлены таблице 61.

Таблица 61 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Завод ТБО» за 2019 год

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	АО "Завод ТО ТБО»	113495	40545	72950	ТКО	14981,80

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

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

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

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

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

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

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

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

1.2.4.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка котлов АО «Завод ТО ТБО» приведена в таблице 62.

Таблица 62 – Сведения о работе основного котельного оборудования

Месяц	Наработка, ч	
	Котел №1	Котел №2
Январь	377	303
Февраль	97	434
Март	251	493
Апрель	323	240
Май	178	495
Июнь	0	472
Июль	0	442
Август	0	425
Сентябрь	0	533
Октябрь	0	722
Ноябрь	0	583
Декабрь	83	270
Итого:	1309	5412

1.2.4.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

На заводе установлен прибор учета отпускаемой тепловой энергии.

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

1.2.4.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

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

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

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

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

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

1.2.5. АО «ММТП»

1.2.5.1. Общее описание

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

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

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

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

1.2.5.2. Структура основного и вспомогательного оборудования

На котельной АО «ММТП» установлено 3 котла - 2 паровых котла (ДКВР-10/13 и ДЕ-10/14 ГМ) и 1 водогрейный котел Турботерм. Котельная работает круглогодично, температурный график отпуска тепловой энергии – 90–70 °С, со срезкой на минимум 65°С и максимуме 86 °С. Система теплоснабжения – двухтрубная, закрытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей составляет 14,03 Гкал/ч, в том числе:

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

Технические характеристики основного и вспомогательного оборудования приведены в таблицах 63 – 66.

Таблица 63 – 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 пара	Давление и температура пара.	Тип экономайзера	Температура уходящих газов, °С	КПД котлов, %
ДЕ 10/14	1	6,6/10	данные в ПКЭ	БиКЗ	2000	мазут М-100	есть кожухотрубчатый	10/183	чугунн. блочн.	125-160	92,5
ДКВР 10/13	1	6,6/10	данные в ПКЭ	БиКЗ	1987*	мазут М-100	есть кожухотрубчатый	10/183	чугунн. блочн.	150-175	89,5
в/к «Гурботерм	1	2,322/-	данные в ПКЭ	РЭМЭКС	2003	мазут М-100	-	6/-	-	150-210	-

* В 2016 году выполнено эксперт. заключение, продление ресурса до 2020 года

Таблица 64 – Технические характеристики сетевых подогревателей, установленных на котельной

Наименование агрегата	Производительность оборудования, Гкал/ч	Кол-во	Рабочие параметры на входе/выходе		Удельный расход теплоэнергии, 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 65 – Технические характеристики деаэрационного оборудования, установленного на котельной

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

Таблица 66 – 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 67.

Таблица 67 – Характеристика мощности котельной АО «ММТП»

Наименование параметра	Ед. измерения	Величина
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	20,78
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	20,78
Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	-
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	1,18
Нагрузка на собственные нужды	%	6,9
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	19,60

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 67.

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 68.

Таблица 68 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «ММТП» за 2019 год

№ 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 АО «ММТП»	18778,75	1297,14	17481,62	мазут	3078,77

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.1.2.4.2.

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 К.

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 69.

Таблица 69 – Сведения о работе основного котельного оборудования

Период	Наработка, ч			Количество пусков из холодного состояния (при простое более 12 часов)		
	Котел №1 ДЕ 10/14	Котел №2 ДКВР 10/13	Котел №3 Турботерм	Котел №1 ДЕ 10/14	Котел №2 ДКВР 10/13	Котел №3 Турботерм
Январь	744	-	-			
Февраль	312	360	-		1	
Март	-	744	-			
Апрель	552	168	-	1		
Май	672	-	72			1
Июнь	-	-	720			
Июль	-	24	720		1	1
Август	-	-	744			
Сентябрь	-	288	432		2	
Октябрь	192	552	-	2	1	
Ноябрь	672	48	-	1		
Декабрь	744	-	-			
Итого:	3888	2184	2688	4	5	2

1.2.5.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

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

Характеристики узлов учета тепловой энергии приведены в таблице ниже.

Таблица 70 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной АО «ММТП»

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

1.2.5.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

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

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

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

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

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

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

1.2.6.1. Общее описание

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

Основные виды деятельности:

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

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

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

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

1.2.6.2. Структура основного и вспомогательного оборудования

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

Технические характеристики основного и вспомогательного оборудования приведены в таблицах 71 - 74.

Таблица 71 – Технические характеристики основного оборудования котельной

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

Таблица 72 – 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 73 – Технические характеристики деаэрационного оборудования, установленного на котельной

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

Таблица 74 – 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 деаэрактор, для подготовки подпиточной воды, направляемой в тепловую сеть.

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

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

Таблица 75 – Характеристика мощности котельной №22

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

1.2.6.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

Сведения об ограничении тепловой мощности источника отсутствуют. Значение располагаемой тепловой мощности источника представлены в таблице 75.

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

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источника ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ представлены таблице 76.

Таблица 76 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ за 2019 год

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	20994,53	1790,58	19203,95	мазут	2601,2

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

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

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

Технологическая схема котельной №22 предоставлена в приложении К.

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

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

1.2.6.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка котлов ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ приведена в таблице 77.

Таблица 77 – Сведения о работе основного котельного оборудования

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

1.2.6.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

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

1.2.6.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

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

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

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

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

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

1.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты

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

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

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

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

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

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

1.3.1.1. АО «Мурманская ТЭЦ»

Суммарная протяженность тепловых сетей АО «Мурманская ТЭЦ» - 51,770 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 ВК-31, К-112/2, (К -73/2, НС №10), в летний период зона влияния от Восточной котельной может расширяться до тепловых камер К-24/3 и К-69/2, в летний период зона влияния от Восточной котельной может расширяться до тепловых камер К-24/3 и К-69/2 (К-104/2).

Мурманская ТЭЦ

Суммарная протяженность тепловых сетей АО «Мурманская ТЭЦ» от Мурманской ТЭЦ составляет 19 911 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 9 и в таблице 78.

Таблица 78 – Структура тепловых сетей Мурманской ТЭЦ на балансе АО «Мурманская ТЭЦ»

Условный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м
Ду 80	100
Ду 125	141
Ду 150	1247
Ду 200	3026
Ду 250	2594
Ду 300	3873
Ду 350	150
Ду 400	3316
Ду 500	5021
Ду 600	443

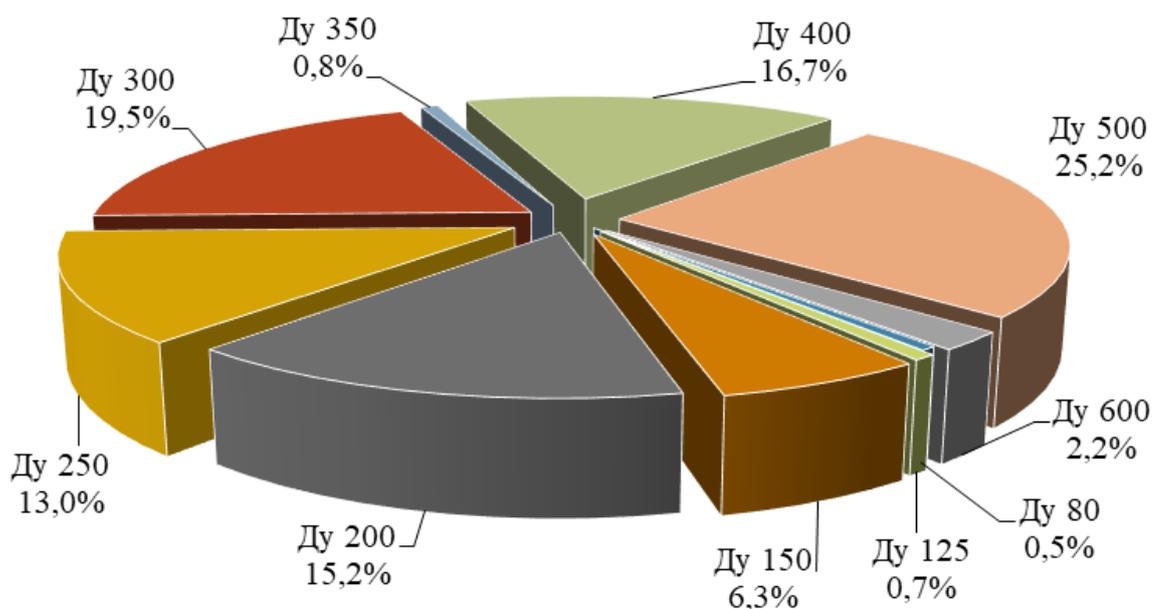


Рисунок 9. Структура тепловых сетей Мурманской ТЭЦ

Южная котельная

Суммарная протяженность тепловых сетей от Южной котельной составляет 20282 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 800 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 521,5 мм. Тепловая энергия от Южной котельной передается в горячей воде.

Структура тепловых сетей Южной котельной представлена на рисунке 10 и в таблице 79.

Таблица 79 – Структура тепловых сетей Южной котельной

Условный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м
Ду 100	32
Ду 125	278
Ду 150	202,2
Ду 200	269
Ду 250	2196
Ду 300	1501,5
Ду 350	685
Ду 400	2083,5
Ду 450	838
Ду 500	4180
Ду 600	4533
Ду 700	1298,8
Ду 800	2185

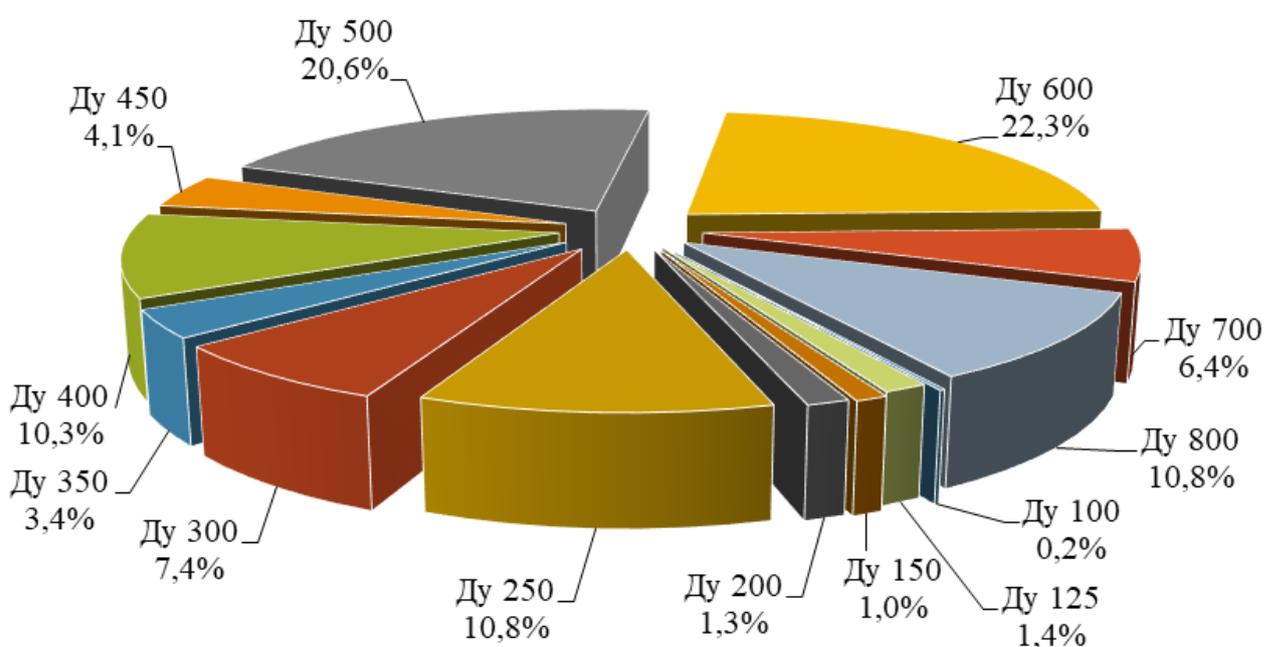


Рисунок 10. Структура тепловых сетей Южной котельной

Восточная котельная

Суммарная протяженность тепловых сетей от Восточной котельной составляет 11577 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 700 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 530 мм. Тепловая энергия от Восточной котельной передается в горячей воде.

Структура тепловых сетей Восточной котельной представлена на рисунке 11 и в таблице 80.

Таблица 80 – Структура тепловых сетей Восточной котельной

Условный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м
Ду 150	742
Ду 200	114
Ду 250	745
Ду 300	1007
Ду 400	1758
Ду 500	2090
Ду 600	923
Ду 700	4198

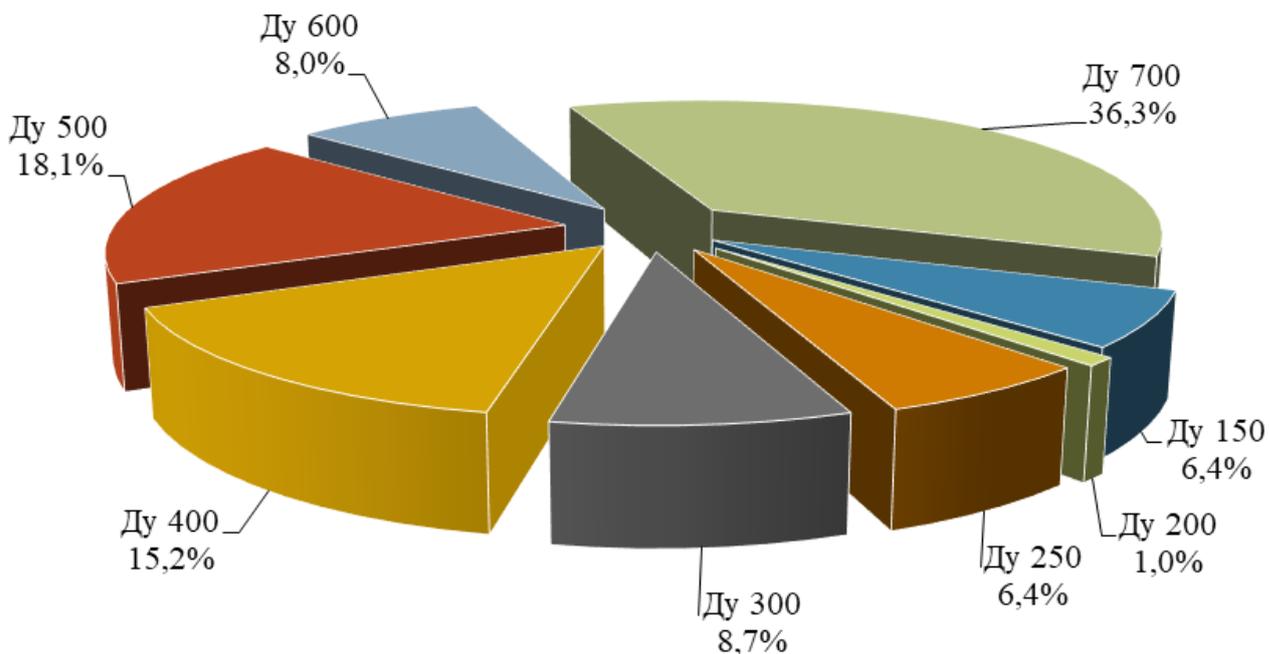


Рисунок 11 – Структура тепловых сетей Восточной котельной

1.3.1.2. АО «МЭС»

АО «МЭС» занимается эксплуатацией магистральных и внутриквартальных тепловых сетей.

Котельная «Северная»

Суммарная протяженность тепловых сетей от котельной «Северная» составляет 60359,97 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 800 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 228 мм. Тепловая энергия от котельной «Северная» передается как в горячей воде, так и в паре.

Структура водяных тепловых сетей котельной «Северная» представлена на рисунке 12 и в таблице 81.

Таблица 81 – Структура тепловых сетей котельной «Северная»

Условный диаметр, мм	Протяженность в однострубно́м исчислении, м
Ду 25	41,52
Ду 40	299
Ду 50	2438,65
Ду 65	2407,9
Ду 80	4484,5
Ду 100	7949,25
Ду 125	5091,55
Ду 150	7793,05
Ду 200	7647,2
Ду 250	6000,75
Ду 300	5987,85
Ду 350	2009,3
Ду 400	4007,7
Ду 500	1724,4
Ду 700	145,1
Ду 800	635,55

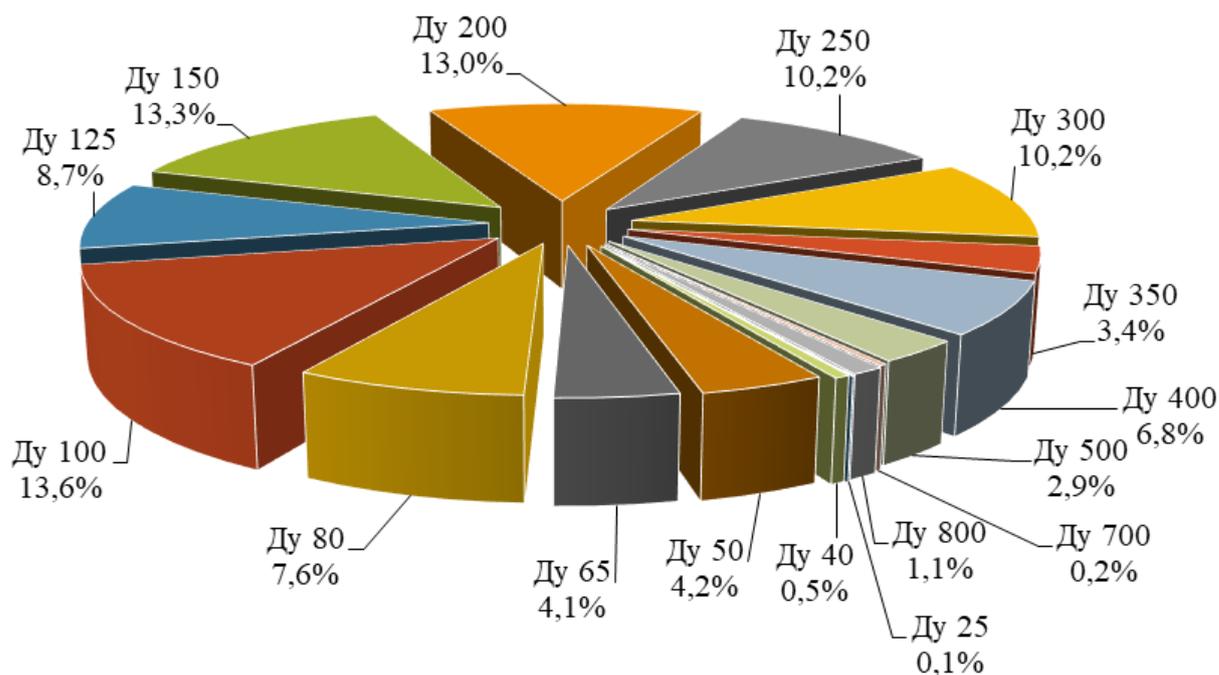


Рисунок 12 – Структура тепловых сетей от котельной «Северная»

Котельная «Роста»

Суммарная протяженность тепловых сетей от котельной «Роста» составляет 10364 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 500 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 174 мм.

Структура тепловых сетей котельной «Роста» представлена на рисунке 13 и в таблице 82.

Таблица 82 – Структура тепловых сетей котельной «Роста»

Условный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м
Ду 25	25
Ду 32	70
Ду 40	165
Ду 50	834
Ду 65	235
Ду 80	663
Ду 100	1499
Ду 125	1078
Ду 150	1084
Ду 200	1783
Ду 250	358
Ду 300	304
Ду 350	308
Ду 400	878
Ду 500	1080

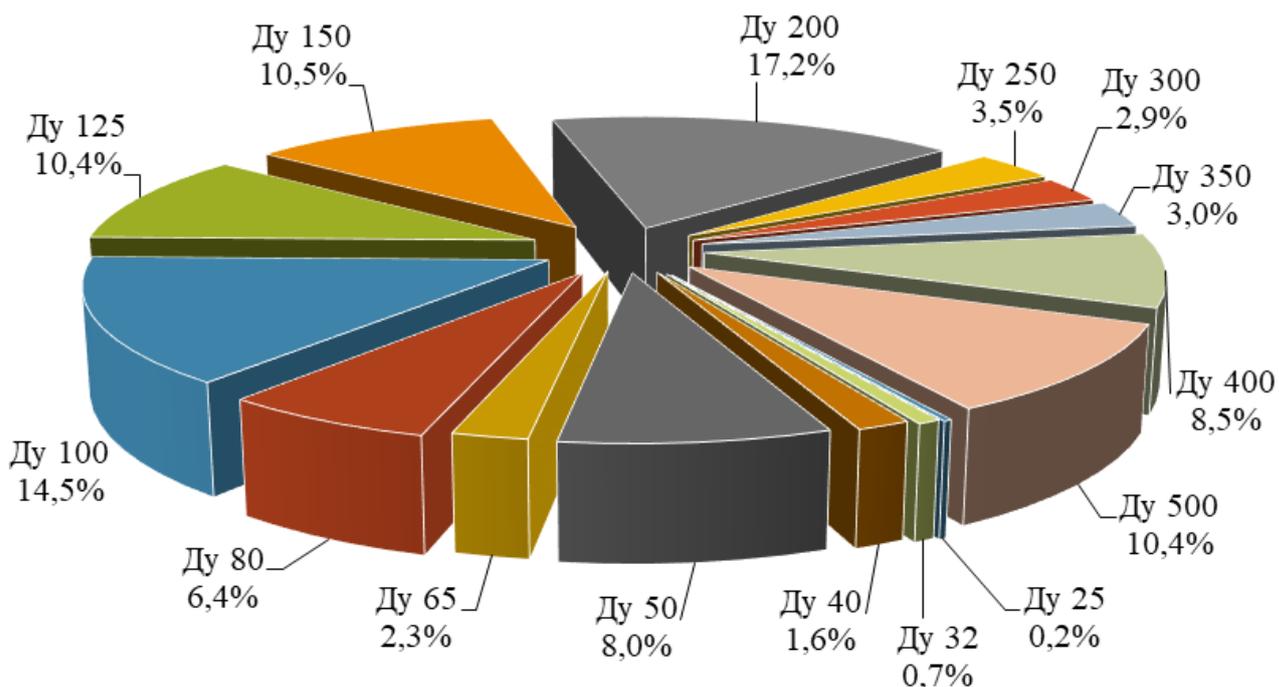


Рисунок 13 – Структура тепловых сетей котельной «Роста»

Котельная «Абрам-Мыс»

Суммарная протяженность тепловых сетей от котельной «Абрам-Мыс» составляет 2209,65 в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 200 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 110 мм.

Структура тепловых сетей котельной «Абрам-Мыс» представлена на рисунке 14 и в таблице 83.

Таблица 83 – Структура тепловых сетей котельной «Абрам-Мыс»

Условный диаметр, мм	Протяженность в однострубно́м исчислении, м
Ду 50	133,2
Ду 65	174,9
Ду 80	153,9
Ду 100	253,45
Ду 125	24,35
Ду 150	603,8
Ду 200	866,05

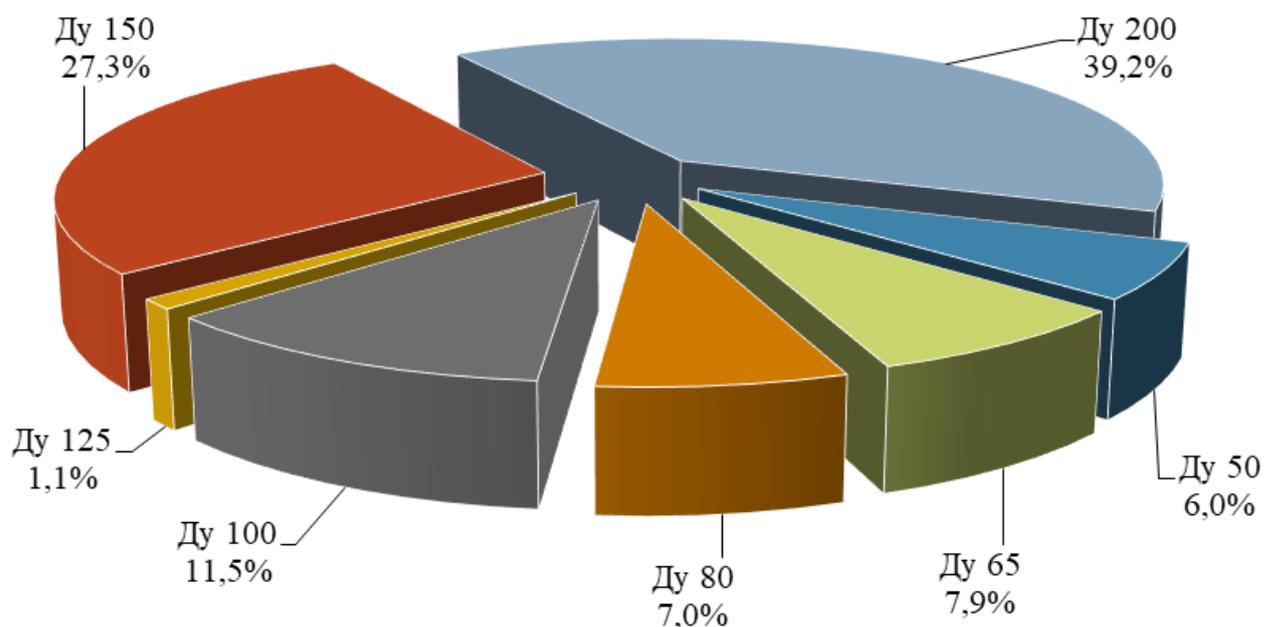


Рисунок 14 – Структура тепловых сетей котельной «Абрам-Мыс»

Котельная ТЦ «Росляково-1»

Протяженность тепловых сетей от котельной «ТЦ «Росляково-1» составляет 12679 м в двухтрубном исчислении:

- отопление – 7539,0 м;
- ГВС – 5140,0 м.

Прокладка сетей – надземная, подземная и подвальная, ориентировочный срок ввода в эксплуатацию – 1960-1979 гг.

Котельная ТЦ «Росляково Южное»

Протяженность тепловых сетей от котельной ТЦ «Росляково Южное» составляет 3560 м в двухтрубном исчислении:

- отопление – 1780 м;
- ГВС – 1780 м.

Прокладка сетей – надземная, в подвалах.

Мурманская ТЭЦ

Суммарная протяженность тепловых сетей АО «МЭС» от Мурманской ТЭЦ составляет 56179,4 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 400 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 110 мм.

Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Мурманской ТЭЦ представлена на

рисунке 15 и в таблице 84.

Таблица 84 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Мурманской ТЭЦ

Условный диаметр, мм	Протяженность в однострубном исчислении, м
Ду 25	18,6
Ду 32	774,9
Ду 40	1470,55
Ду 50	7934,3
Ду 70	3905,8
Ду 80	7571,3
Ду 100	13216,7
Ду 125	3929,15
Ду 150	8915,05
Ду 200	5531,95
Ду 250	2129,9
Ду 300	396,9
Ду 400	384,3

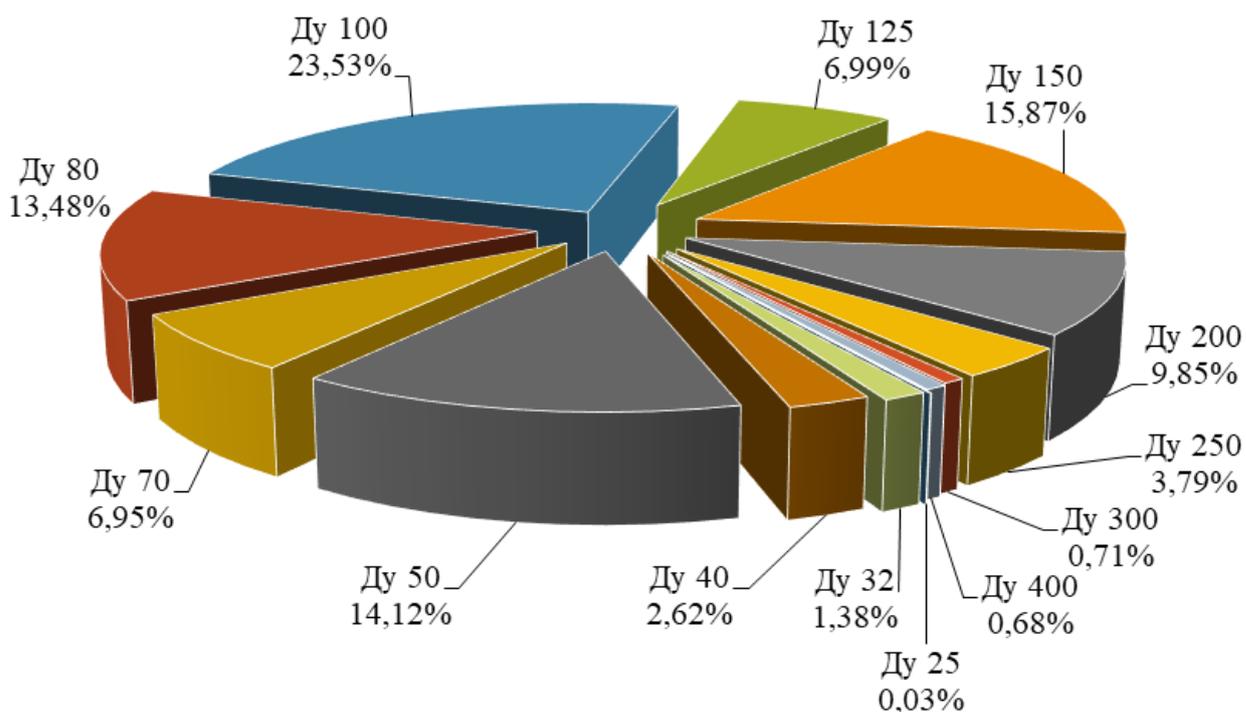


Рисунок 15 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Мурманской ТЭЦ

Восточная котельная

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

Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Восточной котельной представлена на рисунке 16 и в таблице 85.

Таблица 85 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Восточной котельной

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

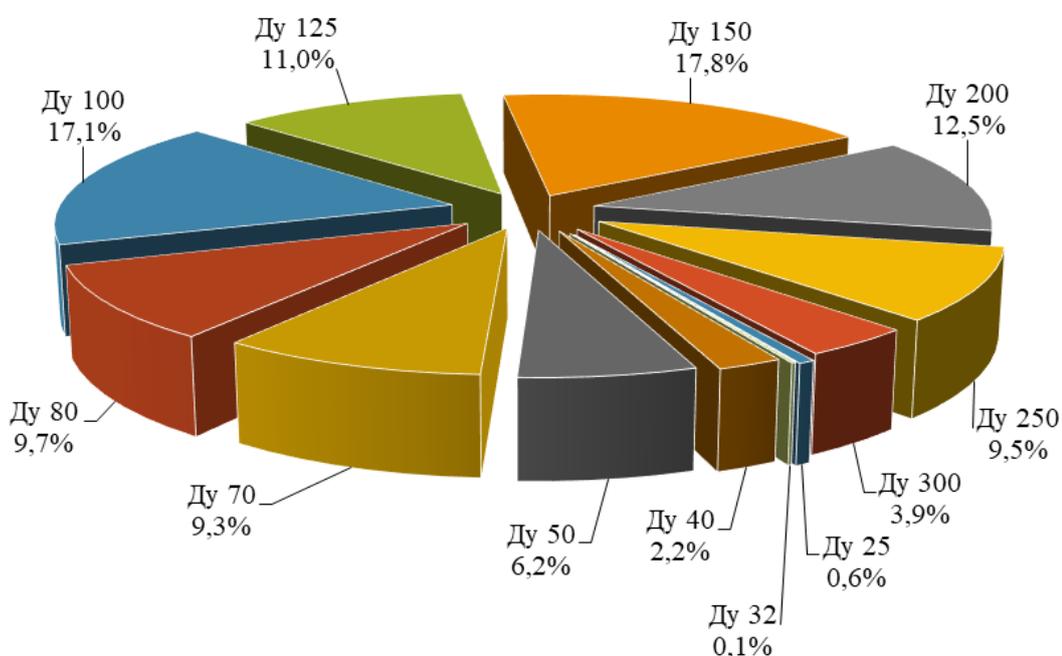


Рисунок 16 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Восточной котельной

Южная котельная

Суммарная протяженность тепловых сетей АО «МЭС» от Южной котельной составляет 49214 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 400 мм, средний диаметр тепловой сети 156 мм.

Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Южной котельной представлена на рисунке 17 и в таблице 86.

Таблица 86 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Южной котельной

Условный диаметр, мм	Протяженность в однотрубном исчислении, м
Ду 32	393,9
Ду 40	438,3
Ду 50	1655
Ду 70	1695,4
Ду 80	4135,35
Ду 100	7085,75
Ду 125	4634,9
Ду 150	12778,8
Ду 200	12169,25
Ду 250	3029,35
Ду 300	793
Ду 350	66,75
Ду 400	249,05

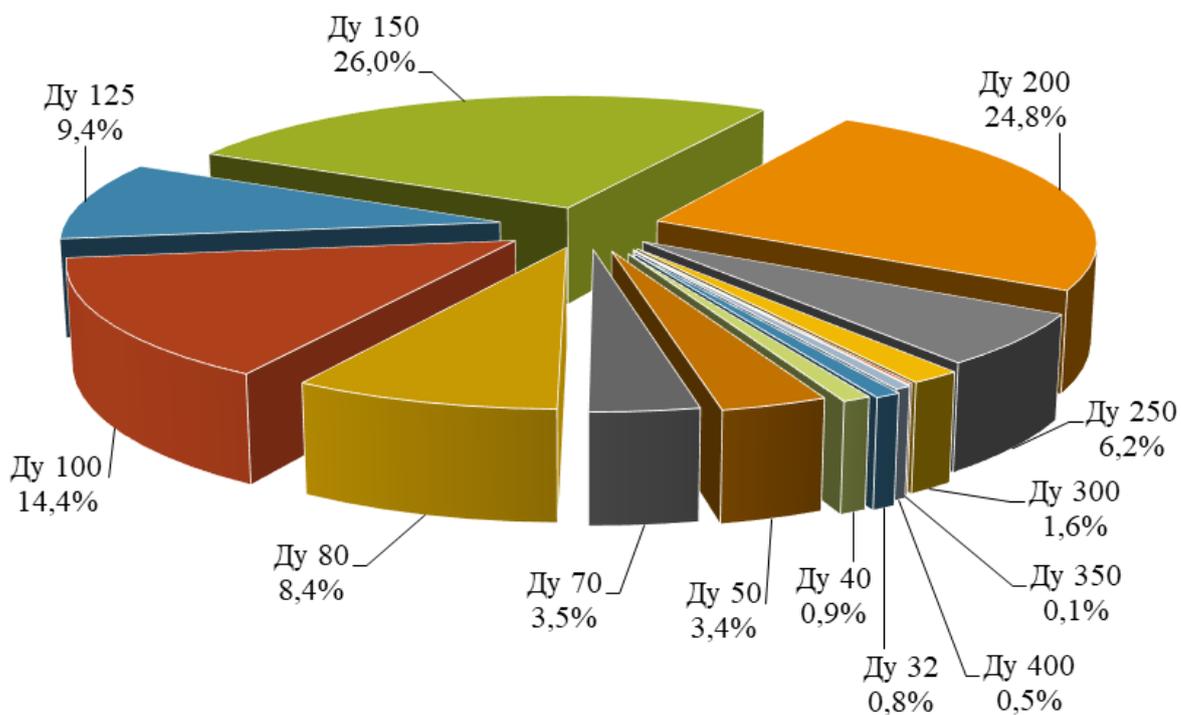


Рисунок 17 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Южной котельной

1.3.1.3. МУП «МУК»

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

1.3.1.4. АО «Завод ТО ТБО»

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

1.3.1.5. АО «ММТП»

Система теплоснабжения от котельной АО «ММТП» двухтрубная; общая протяженность тепловых сетей составляет 5375,45 м в двухтрубном исчислении, в том числе:

- тепловые сети, находящиеся в собственности АО «ММТП» - 2874,95 м;
- тепловые сети, находящиеся в аренде (собственник – ФГУП «Росморпорт») – 1843,75 м;
- абонентские тепловые сети – 656,75 м.

Структура тепловых сетей от котельной АО «ММТП» представлена в таблице 87 и на рисунке 18.

Таблица 87 – 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				
Ду 50	222,25	123,48	30,97	376,7
Ду 70				0
Ду 80	229,2		100	329,2
Ду 100	374,95	463,4	242,53	1080,88
Ду 125				0
Ду 150	376,7	415,42	283,25	1075,37
Ду 200	53	841,45	0	894,45
Ду 250	159,7	0	0	159,7
Ду 300	1459,15	0	0	1459,15

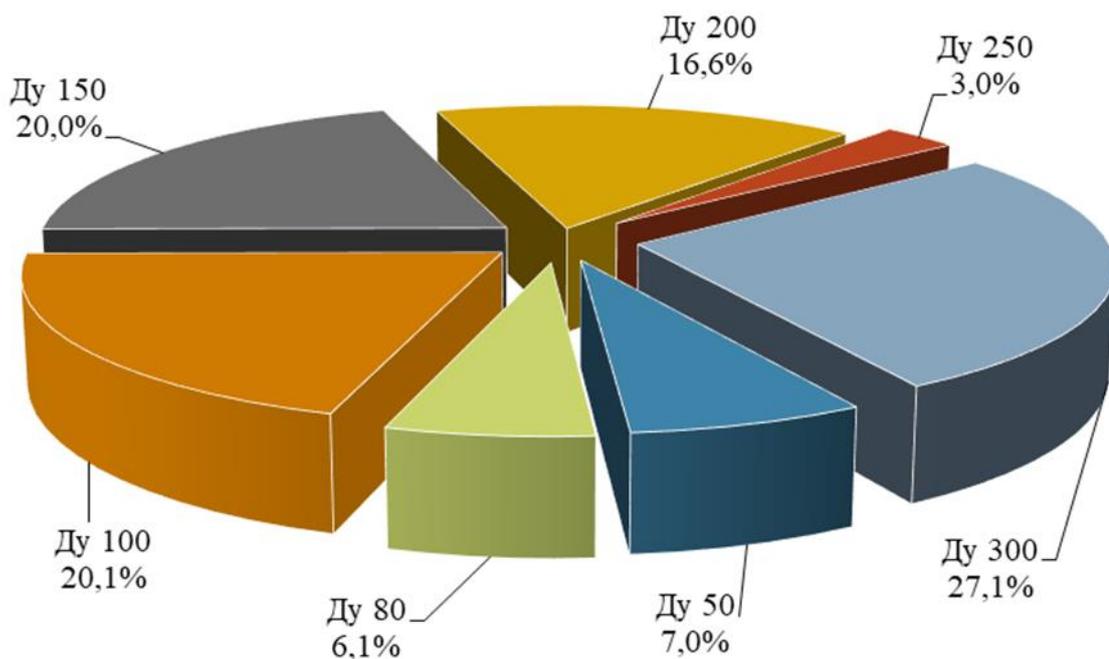


Рисунок 18 – Структура тепловых сетей от котельной АО «ММТП»

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

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

Структура паровых тепловых сетей котельной №22 представлена в таблице 88 и на рисунке 19.

Таблица 88 – Структура паровых тепловых сетей котельной №22

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

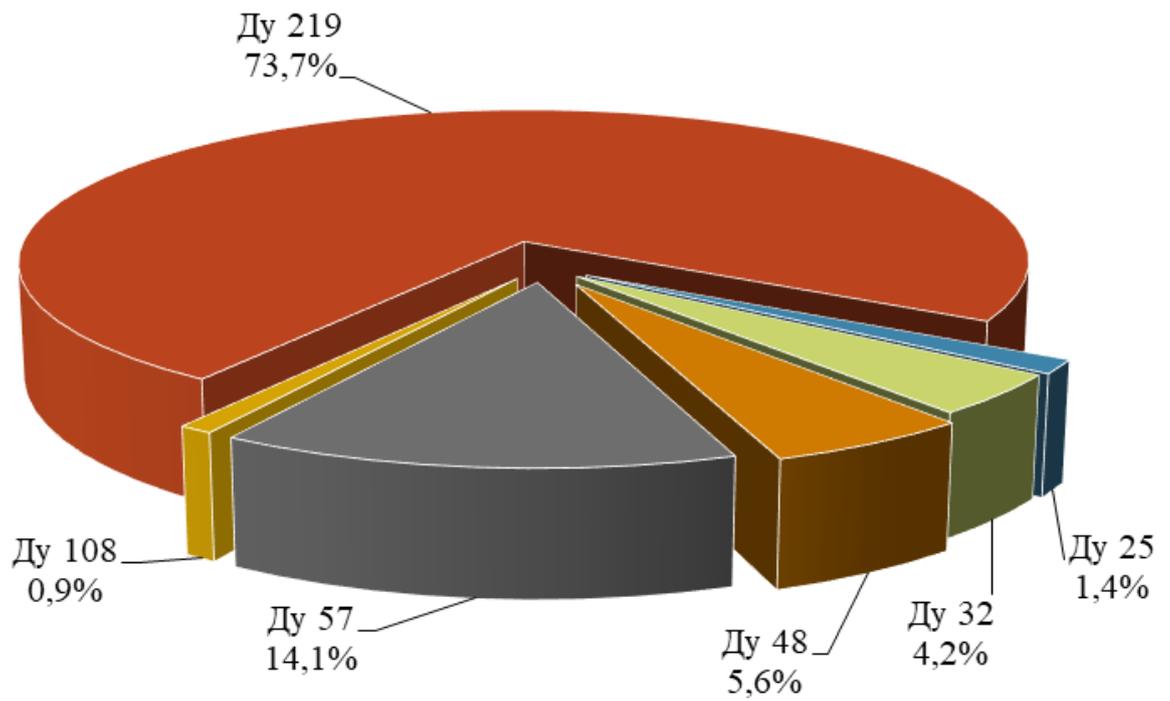


Рисунок 19 – Структура тепловых сетей котельной №22 ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ

1.3.1.7. Муниципальные тепловые сети

Дизельная котельная МУП «МУК»

Система теплоснабжения от дизельной котельной МУП «МУК» двухтрубная, общей протяженностью 820 м в двухтрубном исчислении. Структура тепловых сетей дизельной котельной представлена в таблице 89 и на рисунке 20.

Таблица 89 – Структура тепловых сетей дизельной котельной МУП «МУК»

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

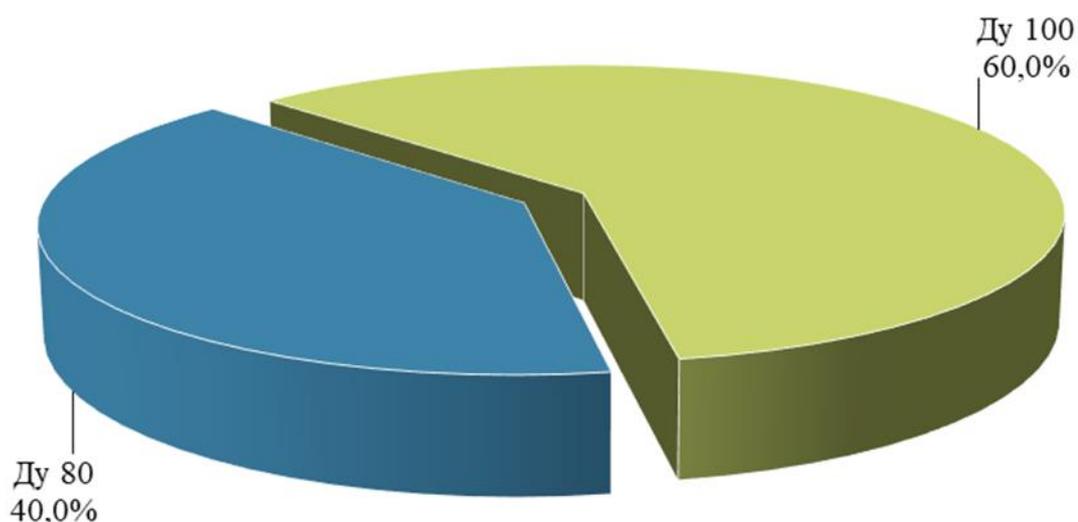


Рисунок 20 – Структура тепловых сетей дизельной котельной МУП «МУК»

Угольная котельная МУП «МУК»

Система теплоснабжения от угольной котельной МУП «МУК» четырехтрубная, протяженностью 1075,98 м в двухтрубном исчислении. Структура тепловых сетей от угольной котельной представлена в таблице 90 и на рисунке 21.

Таблица 90 – Структура тепловых сетей от угольной котельной МУП «МУК»

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

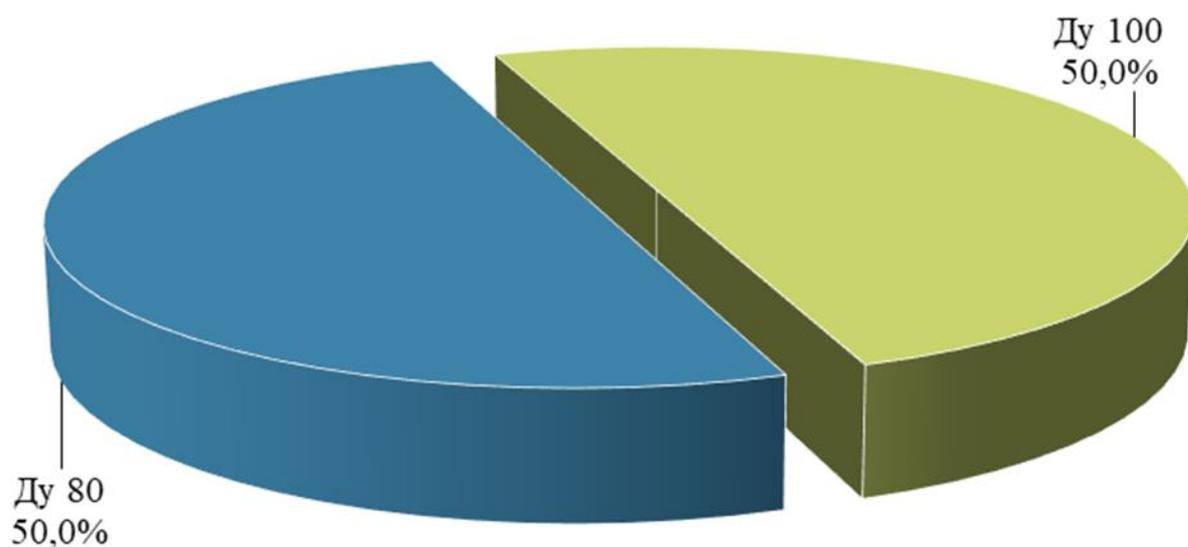


Рисунок 21 – Структура муниципальных тепловых сетей от угольной котельной МУП «МУК»

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 М Книги 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения».



Рисунок 22. 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. 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 91 и на рисунке 23.

Таблица 91 – 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	22	0	78	100
Ду 125	110	0	0	0	0	0	31	141
Ду 150	164	0	0	0	0	397	686	1247
Ду 200	0	0	220	218	131	429	2028	3026
Ду 250	308	0	378	0	189	238	1481	2594
Ду 300	147	152	318	0	729	458	2069	3873
Ду 350	0	0	0	0	0	0	150	150
Ду 400	282	633	0	473	0	362	1566	3316
Ду 500	760,5	709	390	334	1661,5	1166	0	5021
Ду 600	0	0	349	0	0	0	94	443
Итого	1771,5	1494	1655	1025	2732,5	3050	8183	19911

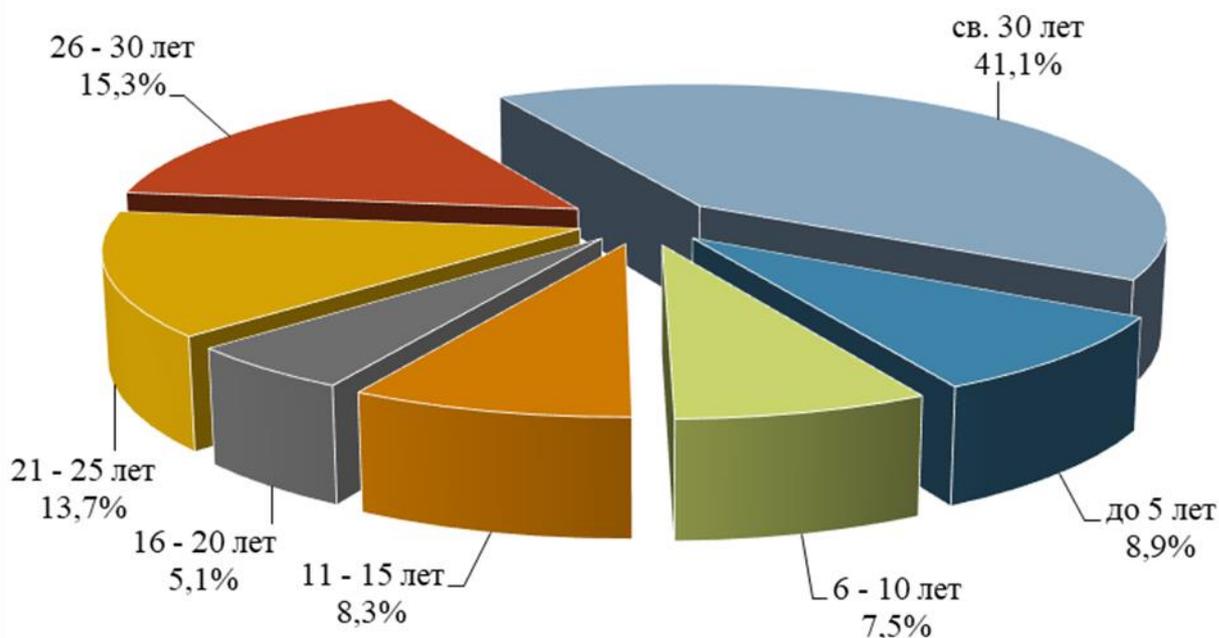


Рисунок 23 – Протяженность тепловых сетей Мурманской ТЭЦ по сроку эксплуатации

Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей от Мурманской ТЭЦ по типу прокладки и условному диаметру представлена в таблице 92.

Таблица 92 – Материальная характеристика тепловых сетей Мурманской ТЭЦ

Ду, мм	Протяжённость, м, (двухтрубном)			Материальная характеристика, м ²
	из них		Итого	
	подземная	надземная		
600	443	0	443	600,9
500	5021	0	5021	5312,3
400	3316	0	3316	2525,2
350	150	0	150	113,1
300	3873	0	3873	2517,5
250	2594	0	2594	1416,3
200	3026	0	3026	1325,4
150	1247	0	1247	396,6
125	141	0	141	25,1
80	100	0	100	17,8
Итого:	19911	0	19911	14250,2

Южная котельная

Разбиение тепловых сетей от Южной котельной по сроку службы и условным диаметрам представлено в таблице 93 и на рисунке 24.

Таблица 93 – 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	32	0	32
Ду 125	0	0	0	0	278	0	0	278
Ду 150	0	0	0	0	0	202,3	0	202,3
Ду 200	0	0	0	0	0	81	188	269
Ду 250	0	0	0	227	0	1969	0	2196
Ду 300	0	0	0	0	0	0	1501,5	1501,5
Ду 350	0	0	0	0	0	0	685	685
Ду 400	454	0	0	1124,5	0	76	429	2083,5
Ду 450	0	0	0	0	179		659	838
Ду 500	691	521	0	0	780	474	1714	4180
Ду 600	0	123	0	0	850	0	3560	4533
Ду 700	0	0	0	200	0	0	1098,8	1298,8
Ду 800	0	0	0	0	2185	0	0	2185
Итого	1145	644	0	1551,5	4272	2834,3	9835,3	20282,1

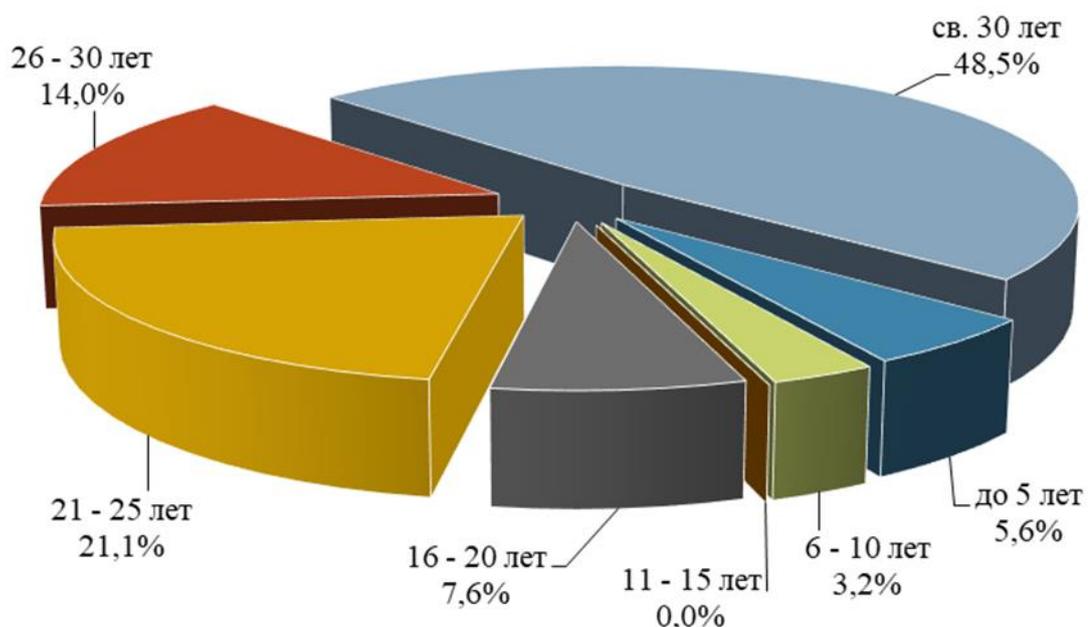


Рисунок 24 – Протяженность тепловых сетей Южной котельной по сроку эксплуатации

Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей от Южной котельной по типу прокладки и условному диаметру представлена в таблице 94.

Таблица 94 – Материальная характеристика тепловых сетей Южной котельной

Ду, мм	Протяжённость, м, (двухтрубном)			Материальная характеристика, м ²
	из них		Итого	
	подземная	надземная		
800	1895	290	2185	3583,4
700	998	301	1299	1870,5
600	4533	0	4533	5711,6
500	3086	1094	4180	4422,5
450	838	0	838	804,5
400	2084	0	2084	1775,6
350	685	0	685	516,5
300	1502	0	1502	976,3
250	1660	536	2196	1199,0
200	269	0	269	117,8
150	202	0	202	64,2
125	0	278	278	58,38
100	32	0	32	6,9
Итого:	17784	2499	20283	21107,2

Восточная котельная

Разбиение тепловых сетей от Восточной котельной по сроку службы и условным диаметрам представлено в таблице 95 и на рисунке 25.

Таблица 95 – 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	260	482	742
Ду 200	0	0	0	0	72	0	42	114
Ду 250	0	0	0	0	198	0	547	745
Ду 300	0	0	0	218	330	115	344	1007
Ду 400	0	0	0	0	350	204	1204	1758
Ду 500	0	0	0	0	0	413	1677	2090
Ду 600	0	0	0	0	923	0	0	923
Ду 700	112,9	0	0	0	0	0	4085,1	4198
Итого	112,9	0	0	218	1873	992	8381,1	11577

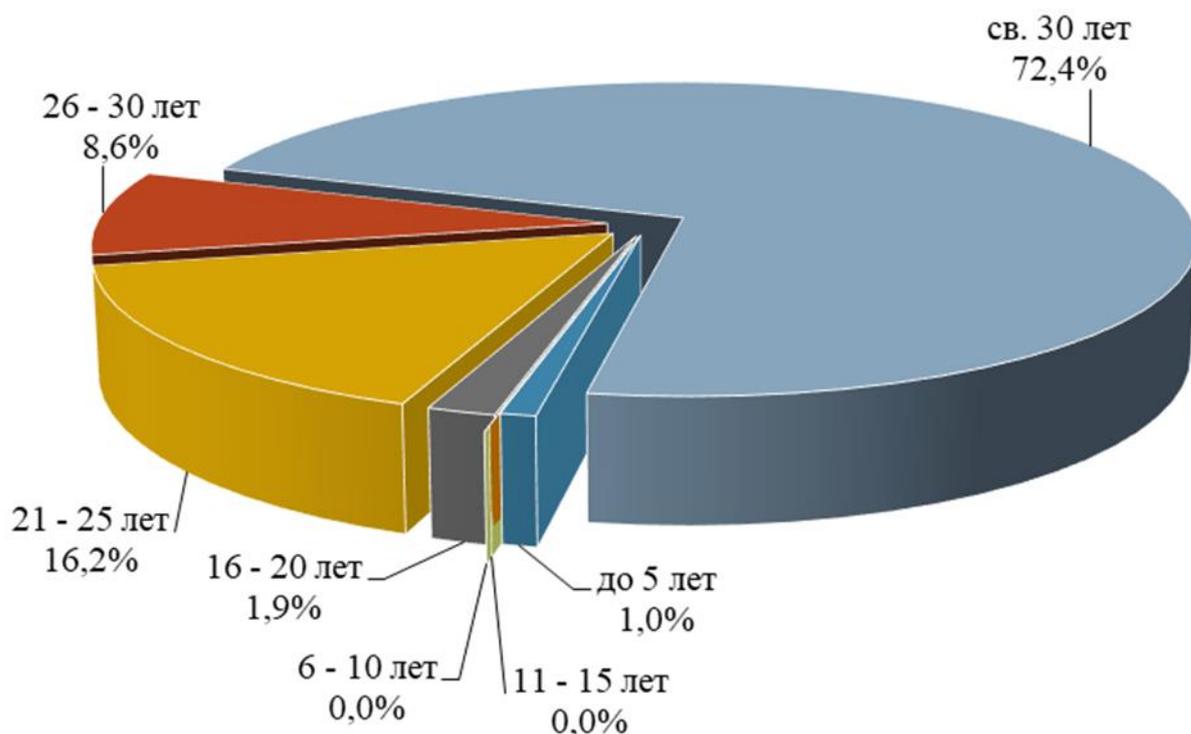


Рисунок 25 – Протяженность тепловых сетей Восточной котельной по сроку эксплуатации

Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей от Восточной котельной по типу прокладки и условному диаметру представлена в таблице 96.

Таблица 96 – Материальная характеристика тепловых сетей Восточной котельной

Ди, мм	Протяжённость, м, (двухтрубном)			Материальная характеристика, м ²
	из них		Итого	
	подземная	надземная		
700	2042	2156	4198	6045,1
600	923	0	923	1163,0
500	2090	0	2090	2211,2
400	1758	0	1758	1497,8
300	677	330	1007	654,6
250	745	0	745	406,8
200	114	0	114	49,9
150	0	742	742	236,0
Итого:	8 349	3 228	11 577	12 264,344

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 97.

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 98.

Котельная «Абрам-Мыс»

Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей от котельной «Абрам-Мыс» по типу прокладки и условному диаметру представлена в таблице 99.

Материальная характеристика тепловых сетей от Мурманской ТЭЦ, котельных Восточная, Южная и котельной «Фестивальная» представлена в таблицах 100 - 103 соответственно.

Таблица 97 – 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	Надземная прокладка	Протяженность в однострубнои исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
	Водяные					Паровые		
32	36,5	5,0	0,0	41,5	1,6	0,0	0,0	0,0
40	46,0	13,4	0,0	59,4	5,8	0,0	0,0	0,0
50	1904,4	496,8	277,1	2678,3	305,3	0,0	0,0	0,0
70	1338,9	475,3	593,7	2407,9	366,0	0,0	0,0	0,0
80	2961,7	105,0	1417,9	4484,5	798,2	0,0	0,0	0,0
100	3996,6	321,8	3630,9	7949,3	1717,1	0,0	0,0	0,0
125	2647,5	144,0	2300,1	5091,6	1354,4	0,0	0,0	0,0
150	3728,6	210,5	3854,0	7793,1	2478,2	0,0	0,0	0,0
200	5148,0	512,2	1769,5	7429,7	3254,2	0,0	0,0	0,0
250	4143,8	1613,7	460,8	6218,3	3395,2	719,2	719,2	196,3
300	3656,5	1877,7	453,7	5987,9	3892,1	0,0	0,0	0,0
350	1969,3	40,0	0,0	2009,3	1515,0	0,0	0,0	0,0
400	3093,5	900,0	14,2	4007,7	3414,6	0,0	0,0	0,0
500	1449,9	227,0	47,5	1724,4	1824,4	227,0	227,0	96,7
700	33,0	112,1	0,0	145,1	208,9	0,0	0,0	0,0
820	110,0	525,6	0,0	635,6	1042,3	0,0	0,0	0,0
Итого	36264,2	7580,1	14819,4	58663,6	25573,3	946,2	946,2	293

Таблица 98 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной «Роста»

Условный диаметр трубы, мм	Подземная прокладка	Надземная прокладка	В подвалах	Протяженность в двухтрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
Водяные					
25	24,6	0	0	24,6	0,62
32	70,1	0	0	70,1	2,65
40	164,7	0	0	164,7	8,06
50	779,85	35,4	19,1	834,35	95,1
70	175,4	11,7	48	235,1	35,69
80	535,75	86,4	40,85	663	118,02
100	1263,9	114,7	120,65	1499,25	323,8
125	661,85	288,3	127,6	1077,75	286,64
150	866,1	180,5	37,5	1084,1	344,77
200	1603,1	109,7	70,3	1783,1	780,97
250	311,55	46,8	0	358,35	195,6
300	246,05	58,4	0	304,45	198,13
350	171,9	135,7	0	307,6	231,9
400	842,6	35,2	0	877,8	747,92
500	156,2	923,7	0	1079,9	1142,56
Итого	7873,65	2026,5	464	10364,15	4512,43

Таблица 99 – 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 однострубно исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
	Водяные					Паровые			
50	248,55	59,55	0,0	308,1	35,1	0,0	0,0	0,0	0,0
80	150,6	3,3	0,0	153,9	27,4	0,0	0,0	0,0	0,0
100	253,45	0,0	0,0	253,45	54,73	0,0	0,0	0,0	0,0
125	24,35	0,0	0,0	24,35	5,25	0,0	0,0	0,0	0,0
150	115,6	67,6	0,0	183,2	58,22	205,55	215,05	420,6	66,89
200	420,65	321,9	123,5	866,05	379,37	0,0	0,0	0,0	0,0
Итого	1213,2	425,35	123,5	1789,05	560,07	205,55	215,05	420,6	66,89

Таблица 100 – 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
25	270,7	202,3	82,95	555,95	17,5
32	246,75	0	75,3	322,05	12,2
40	1347,15	39,5	28	1414,65	69,3
50	9619,2	1245,45	946,85	11811,5	673,3
70	21,65		10,15	31,8	2,4
80	5349,45	564,4	1625,65	7539,5	671,0
100	9654,2	532,05	3371,55	13557,8	1464,2
125	2854,4	24,1	709,55	3588,05	477,2
150	6776,4	249,85	1888,8	8915,05	1417,5
200	3750,75	1015,65	765,55	5531,95	1211,5
250	1664,65	276,1	189,15	2129,9	581,5
300	467,95	128,1	151,65	747,7	243,0
400	270,7	202,3	82,95	555,95	237,0
Итого	42023,25	4277,5	9845,15	56145,9	7077,6

Таблица 101 – 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 102 – 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
25	124,3	0	0	124,3	3,9
32	450,5	0	0	450,5	17,2
40	144,85	92,75	170,35	407,95	19,9
50	2213,9	44,75	941,2	3199,85	182,4
70	145,15	81,15	0	226,3	17,2
80	1978,55	108,6	1821,9	3909,05	347,9
100	3339,85	457,15	3288,75	7085,75	765,3
125	1572,4	48,8	3013,7	4634,9	616,4
150	4104,1	132,1	8542,6	12778,8	2031,8
200	4076,55	98,55	7994,15	12169,25	2665,1
250	1239,3	49,7	1740,35	3029,35	827,0
300	581,8	0	211,2	793	257,7
350	60,05	0	6,7	66,75	25,2
400	249,05	0	0	249,05	106,2
Итого	20280,35	1113,55	27730,9	49124,8	7883,2

Таблица 103 – 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				
32	-	13,80	1,70	15,50	0,99
38,5	-	22,10	35,65	57,75	4,45
45	10,45	-	-	10,45	0,94
47,7	171,50	96,60	109,30	377,40	36,00
57	245,60	44,90	-	290,50	33,12
76	311,35	9,50	34,65	355,50	54,04
69,5	124,00	-	46,00	170,00	23,63
75	46,75	0,75	-	47,50	7,13
89	6,00	-	92,85	98,85	17,60
108	300,60	76,10	-	376,70	81,37
114	-	26,10	42,30	68,40	15,60
133	-	6,20	-	6,20	1,65
159	-	-	108,30	108,30	34,44
219	344	202	-	546	119,6
Итого	1560,25	498,05	470,75	2529,05	430,56

1.3.3.3. АО «Завод ТО ТБО»

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

Материальная характеристика данного участка равна 101,01 м².

1.3.3.4. АО «ММТП»

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

Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей по типу прокладки не представлена в таблице 104.

Таблица 104 – 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	135,9	86,35	222,25	25,29
Ду 80	130,2	99,0	229,2	40,79
Ду 100	247,35	127,6	374,95	80,98
Ду 150	136,25	239,45	375,7	119,47
Ду 200	53,0	0,0	53	23,21
Ду 250	10,0	149,7	159,7	87,19
Ду 300	38,8	1420,35	1459,15	948,45
ИТОГО	751,5	2169,8	2873,95	1325,38
ФГУП "Росморпорт"				
Ду 50	75,67	47,81	123,48	14,08
Ду 100	135,81	327,59	463,4	100,09
Ду 150	398,27	17,05	415,32	124,59
Ду 200	689,81	151,64	841,45	368,58
ИТОГО	1299,56	544,09	1843,65	607,34
Абонентские сети				
Ду 50	30,97	0,0	30,97	4,71
Ду 80	100	0,0	100	17,8
Ду 100	81,44	161,09	242,53	52,39
Ду 150	0,0	283,25	283,25	90,07
ИТОГО	212,41	444,34	656,75	164,97
ВСЕГО	2263,47	3158,23	5374,35	2097,69

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

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

Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей по типу прокладки представлена в таблице 105.

Таблица 105 – Материальная характеристика тепловых сетей котельной №22

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

1.3.3.6. Муниципальные тепловые сети

Угольная котельная МУП «МУК»

Изоляция трубопроводов от угольной котельной выполнена из ПВХ.

Муниципальные тепловые сети от угольной котельной МУП «МУК» эксплуатируются с 2011 г. Материальная характеристика с разбивкой тепловых сетей от угольной котельной МУП «МУК» по типу прокладки представлена в таблице 106.

Таблица 106 – Материальная характеристика муниципальных тепловых сетей от угольной котельной МУП «МУК»

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

Дизельная котельная МУП «МУК»

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

Тепловые сети от дизельной котельной эксплуатируются с 2005 г. Все участки выполнены надземной и частично подземной прокладкой. Материальная характеристика дизельной котельной представлена в таблице 107.

Таблица 107 – Материальная характеристика тепловых сетей дизельной котельной МУП «МУК»

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

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

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

Для регулирования в отопительный период границу раздела зон теплоснабжения между Мурманской ТЭЦ и Восточной котельной по разным магистралям используется запорная арматура в тепловых камерах ВК-31, К-73/2, К-112/2. В летний период зона влияния от Восточной котельной может быть расширена до тепловых камер К-24/3 и К-69/2. В отопительный период границей раздела зон теплоснабжения между Мурманской ТЭЦ и Южной котельной является тепловая камера К-72/3. В летний период зона влияния от Мурманской ТЭЦ может быть расширена до тепловой камеры К-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 150/70 °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 150/70°С, со срезкой по температуре в подающем трубопроводе на 135°С, разработан с учетом ограниченной мощности источника при температурах наружного воздуха ниже минус 24 °С.

Температурные графики для Мурманской ТЭЦ и Южной, Восточной котельных на отопительный сезон 2018-2019 гг. представлены на рисунках 26 - 28 соответственно и в таблице 108.

СОГЛАСОВАНО
 Глава администрации г. Мурманска
 Сысоев А.И.
 2018г.

Температурный график отпуска тепла от
 Мурманской ТЭЦ на отопительный сезон 2018–2019 гг.

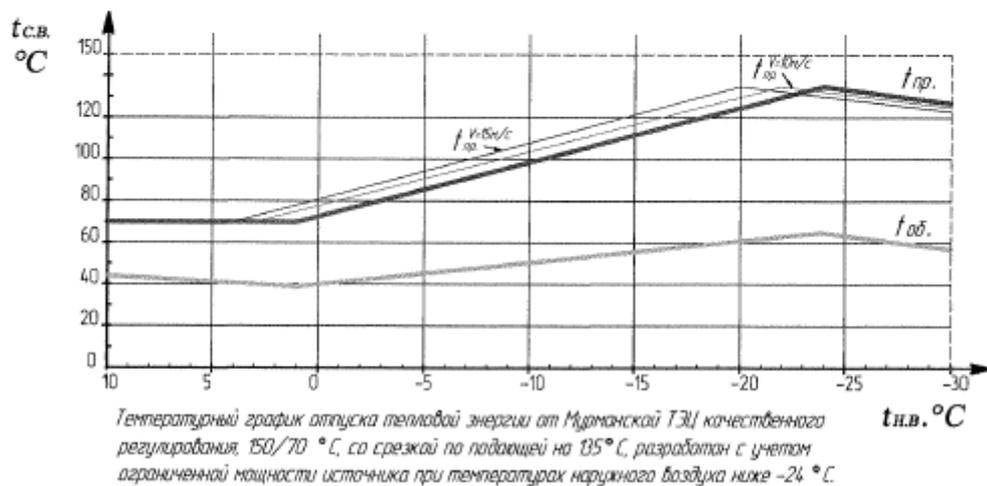


Рисунок 26 – Температурный график отпуска тепла от Мурманской ТЭЦ на отопительный сезон 2018-2019 гг.

Температурный график отпуска тепла от Южной и
 Восточной котельных на отопительный сезон 2018–2019 гг.

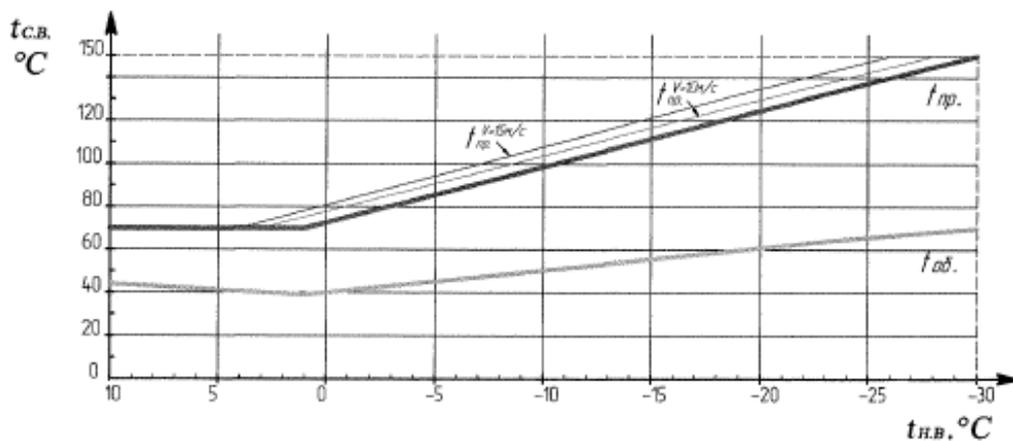


Рисунок 27 – Температурный график отпуска тепла от Южной и Восточной котельных на отопительный сезон 2018-2019 гг.

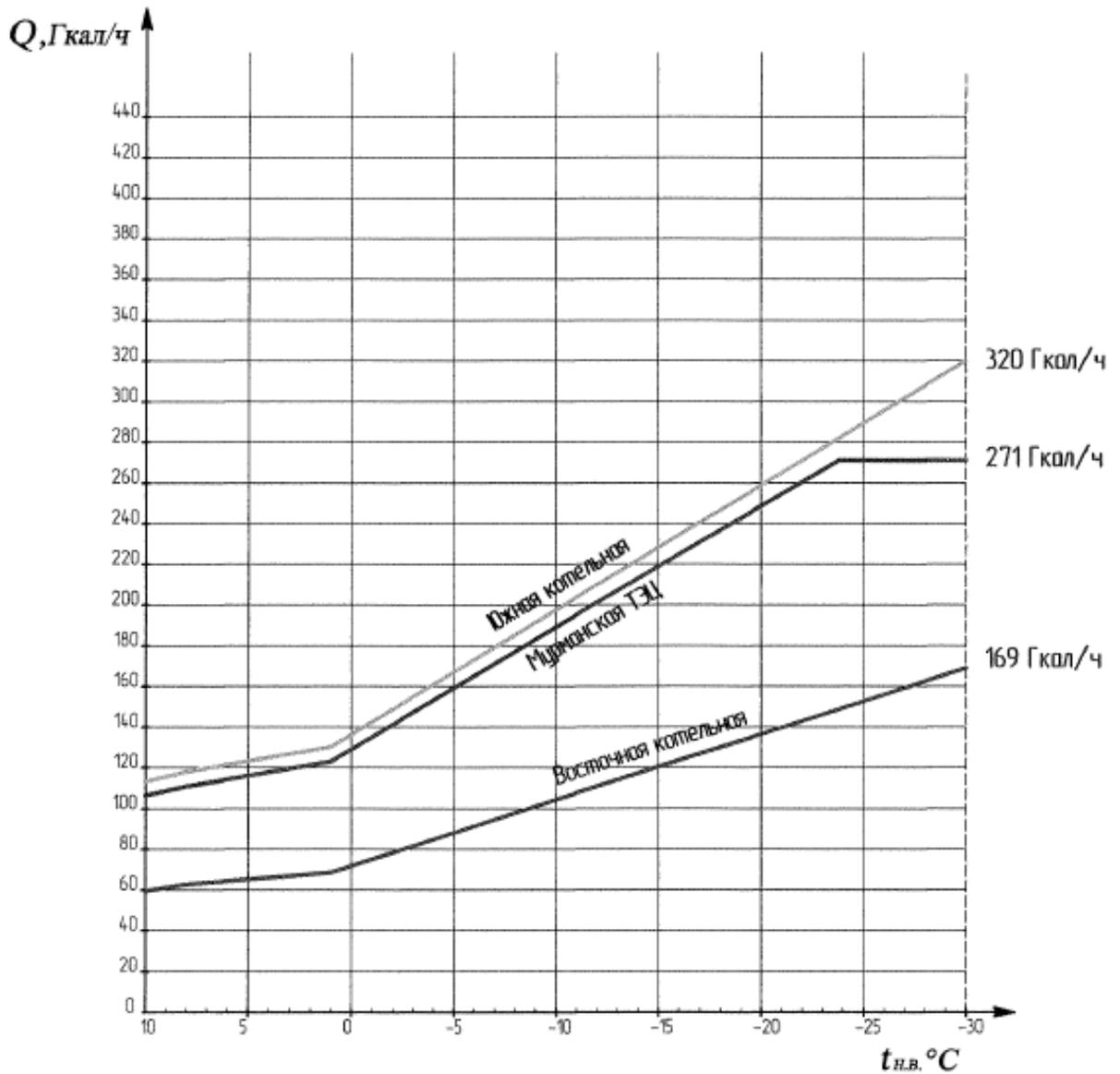
УТВЕРЖДАЮ

Исполнительный директор ПАО "Мурманская ТЭЦ"

Комаров В.Ю.

" " 2018г.

График отпуски тепла от Мурманской ТЭЦ, Южной и
Восточной котельных на отопительный сезон 2018-2019 гг.



Главный инженер ПАО "Мурманская ТЭЦ"

Мухин В.В.

Рисунок 28 – График отпуски тепла от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных на отопительный сезон 2018-2019 гг.

Таблица 108 – График температур тепловых сетей Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных на отопительный сезон 2018-2019 гг.

Г Р А Ф И К

температур тепловых сетей Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных на отопительный период 2018-2019 гг.

УТВЕРЖДАЮ
Исполнительный директор
ПАО "Мурманская ТЭЦ"
Комаров В.Ю.

Темпера- тура наружн. воздуха	С учетом поправки на ветер						В подающем трубопроводе			После элеватора			Обратная температура			Обратная температура ЮК, ВК / МТЭЦ
	15	15	15	10	10	10	МТЭЦ	Ю.К.	В.К.	115/70	105/70	95/70	от системы отоплен. ЮК,ВК / МТЭЦ	от калори- феров ЮК,ВК / МТЭЦ	от ГВС ЮК, ВК / МТЭЦ	
	м/сек	м/сек	м/сек	м/сек	м/сек	м/сек										
-30	123	150	150	125	150	150	127	150	150	115	105	95	70 / 57	70 / 57	65 / 52	70 / 57
-29	125	150	150	126	150	150	128	148	148	113	104	94	69 / 58	69 / 58	64 / 54	70 / 58
-28	126	150	150	127	150	150	129	145	145	111	102	92	68 / 59	68 / 59	63 / 55	69 / 59
-27	127	150	150	128	149	149	130	143	143	110	100	91	67 / 60	67 / 60	62 / 56	68 / 60
-26	128	150	150	130	146	146	132	140	140	108	99	90	67 / 61	67 / 61	62 / 57	67 / 61
-25	130	149	149	131	143	143	133	137	137	106	97	88	66 / 63	66 / 63	61 / 58	66 / 63
-24	131	147	147	133	141	141	135	135	135	105	96	87	65	65	60	65
-23	132	145	145	134	139	139	133	133	133	103	94	86	64	64	59	64
-22	133	141	141	135	136	136	130	130	130	101	93	84	63	63	58	63
-21	134	139	139	134	134	134	128	128	128	99	91	83	62	61	57	62
-20	135	136	136	130	130	130	125	125	125	98	90	81	62	59	57	61
-19	134	134	134	128	128	128	123	123	123	97	88	80	61	57	56	60
-18	130	130	130	125	125	125	120	120	120	95	86	79	60	56	55	59
-17	127	127	127	122	122	122	117	117	117	93	85	77	59	53	54	58
-16	125	125	125	120	120	120	115	115	115	92	83	76	58	50	53	57
-15	121	121	121	117	117	117	112	112	112	90	82	74	57	47	52	56
-14	119	119	119	115	115	115	110	110	110	89	80	73	56	44	51	54
-13	116	116	116	111	111	111	107	107	107	87	78	72	55	42	50	53
-12	114	114	114	109	109	109	105	105	105	85	77	70	54	40	49	52
-11	112	112	112	107	107	107	103	103	103	83	75	69	53	39	48	51
-10	108	108	108	104	104	104	100	100	100	82	73	67	53	38	48	50
-9	105	105	105	101	101	101	97	97	97	80	72	66	52	37	47	49
-8	103	103	103	99	99	99	95	95	95	78	70	64	51	36	46	48
-7	99	99	99	96	96	96	92	92	92	76	68	63	50	35	45	48
-6	96	96	96	93	93	93	89	89	89	75	67	61	49	34	44	47
-5	94	94	94	90	90	90	87	87	87	72	65	60	48	33	43	46
-4	91	91	91	87	87	87	84	84	84	69	63	58	47	32	42	45
-3	88	88	88	85	85	85	82	82	82	67	62	57	46	31	41	44
-2	85	85	85	82	82	82	79	79	79	65	60	55	45	30	40	43
-1	83	83	83	80	80	80	77	77	77	63	58	54	44	29	39	42
0	80	80	80	77	77	77	74	74	74	61	56	52	43	28	38	41
1	75	75	75	73	73	73	70	70	70	60	55	51	42	27	37	40
2	73	73	73	72	72	72	70	70	70	60	55	51	42	26	37	40
3	71	71	71	70	70	70	70	70	70	61	56	52	43	26	38	41
4	70	70	70	70	70	70	70	70	70	61	56	52	43	25	38	41
5	70	70	70	70	70	70	70	70	70	61	56	53	44	25	39	41
6	70	70	70	70	70	70	70	70	70	62	57	54	45	24	40	42
7	70	70	70	70	70	70	70	70	70	62	57	54	45	24	40	42
8	70	70	70	70	70	70	70	70	70	63	58	55	46	23	41	43
9	70	70	70	70	70	70	70	70	70	63	58	55	46	23	41	43
10	70	70	70	70	70	70	70	70	70	64	59	56	47	22	42	44

Главный инженер ПАО "Мурманская ТЭЦ"

Мухин В.В.

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 130 °С (с учетом ограниченной мощности источника при температурах наружного воздуха ниже минус 20 °С). Тепловые сети работают по схеме открытого водоразбора на нужды горячего водоснабжения. Температурный график представлен на рисунке 29, где T_3 – температура после элеватора, °С.

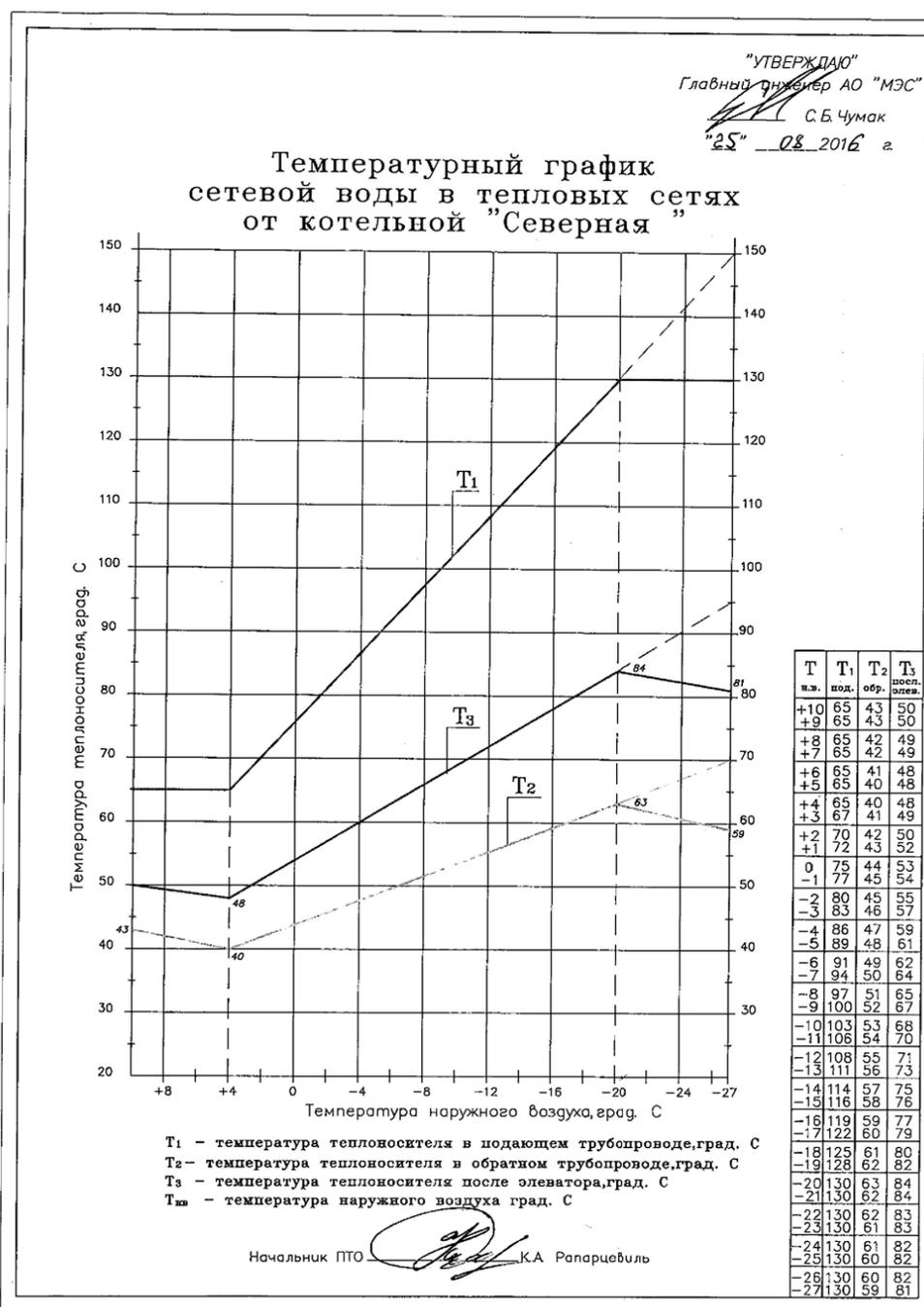


Рисунок 29 – Температурный график сетевой воды в тепловых сетях от котельной «Северная»

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 30.



Рисунок 30 – 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 31.

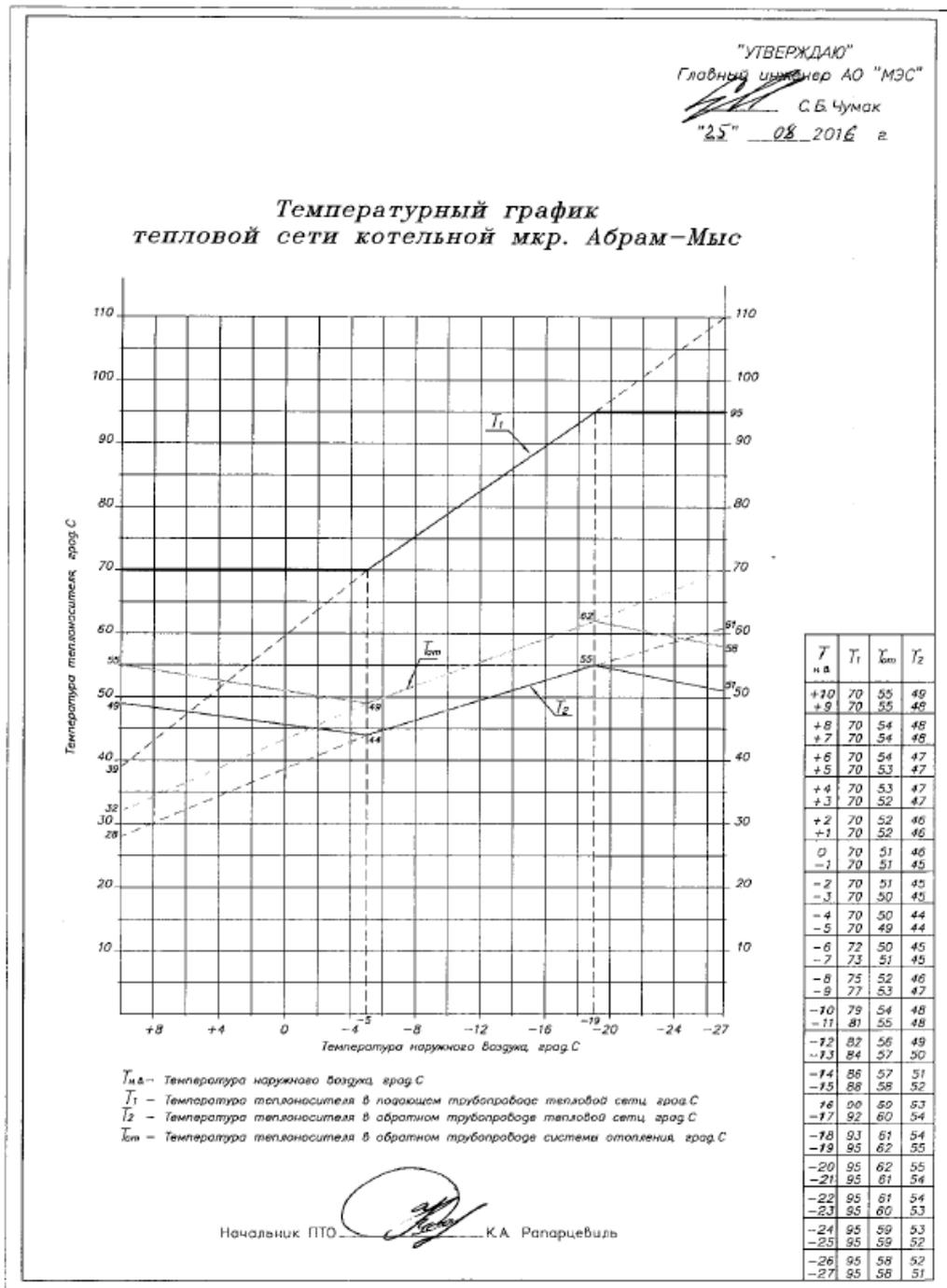


Рисунок 31 – Температурный график тепловой сети котельной «Абрам-Мыс»

Котельная «ТЦ «Росляково - 1»

Система теплоснабжения – 2-х, 3-х трубная, закрытая. Отпуск сетевой воды производится по температурному графику 95/70 °С (временный - 82/59 °С).



Рисунок 32 - 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 33 - Температурный график тепловой сети котельной ТЦ «Росляково Южное»

Котельная «Фестивальная»

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

1.3.6.3. МУП «МУК»

Дизельная котельная

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

Угольная котельная

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

1.3.6.4. АО «Завод ТО ТБО»

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

1.3.6.5. АО «ММТП»

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

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

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



ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
 отпуска тепловой энергии от теплогенерирующего объекта
 (г. А.п.п. 22 в/г № 6 Изв. № 22)
 ФГБУ "ЦЭСКУ" по СК РФ МО РФ
 в отопительный период 2019-2020 гг.

Среднесуточная температура наружного воздуха, оС	Температура сетевой воды в трубопроводе (оС)	
	Подтошем	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 34 – 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, кроме котельных Южная, Восточная и Мурманской ТЭЦ. Информации об отклонениях от утвержденного графика регулирования отпуска тепла в тепловые сети от других источников отсутствует.

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

Регулирование отопительно-вентиляционной нагрузки

Проблема адекватного управления режимами централизованного отпуска тепловой энергии является ключевой для повышения эффективности существующих систем централизованного теплоснабжения. Эта проблема проистекает из несоответствия проектных и фактических тепло-гидравлических характеристик эксплуатирующихся многие годы систем, главным образом – систем 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 эксплуатирующихся систем не только отличаются от проектных, но являются существенно неопределёнными, что требует их идентификации по наблюдаемым фактическим значениям режимных характеристик.

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

соответствующей статистической обработки и пересчета на расчетную температуру наружного воздуха, оказываются значительно ниже.

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

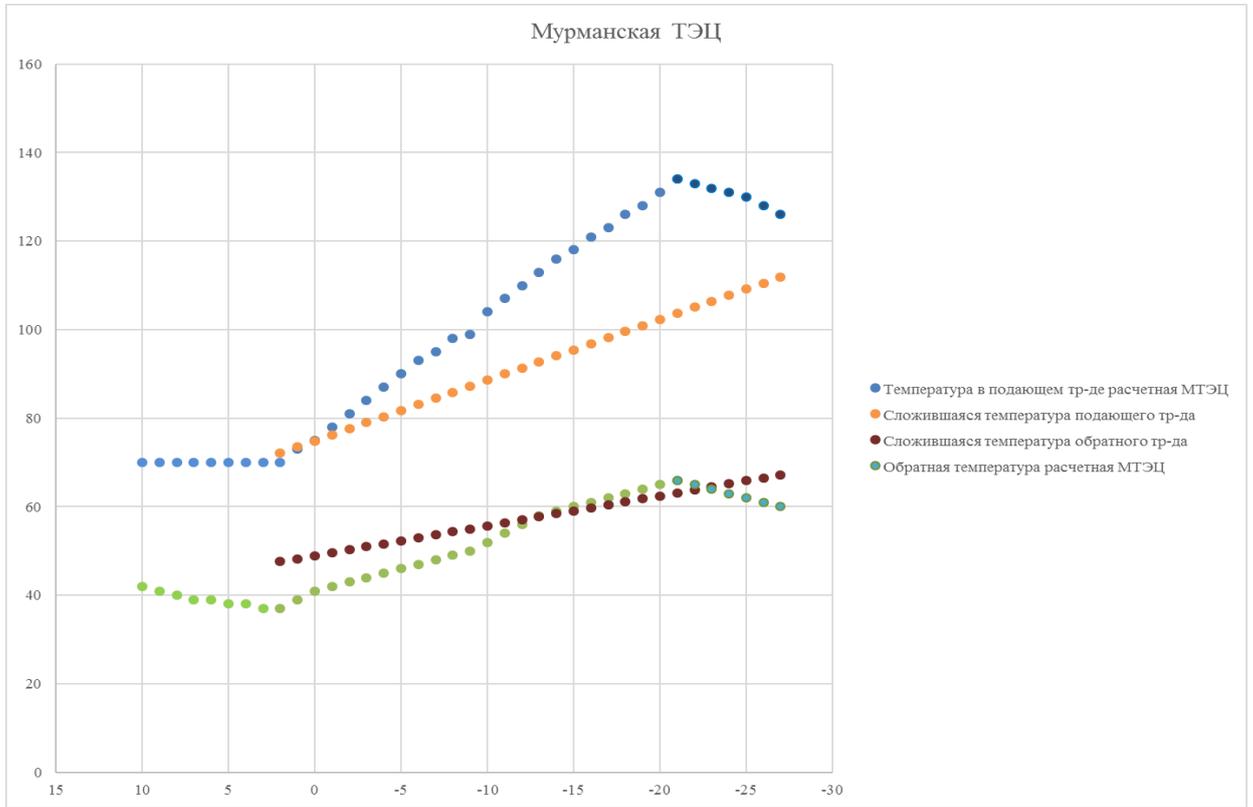


Рисунок 35 – Графики теплоотпуска Мурманской ТЭЦ

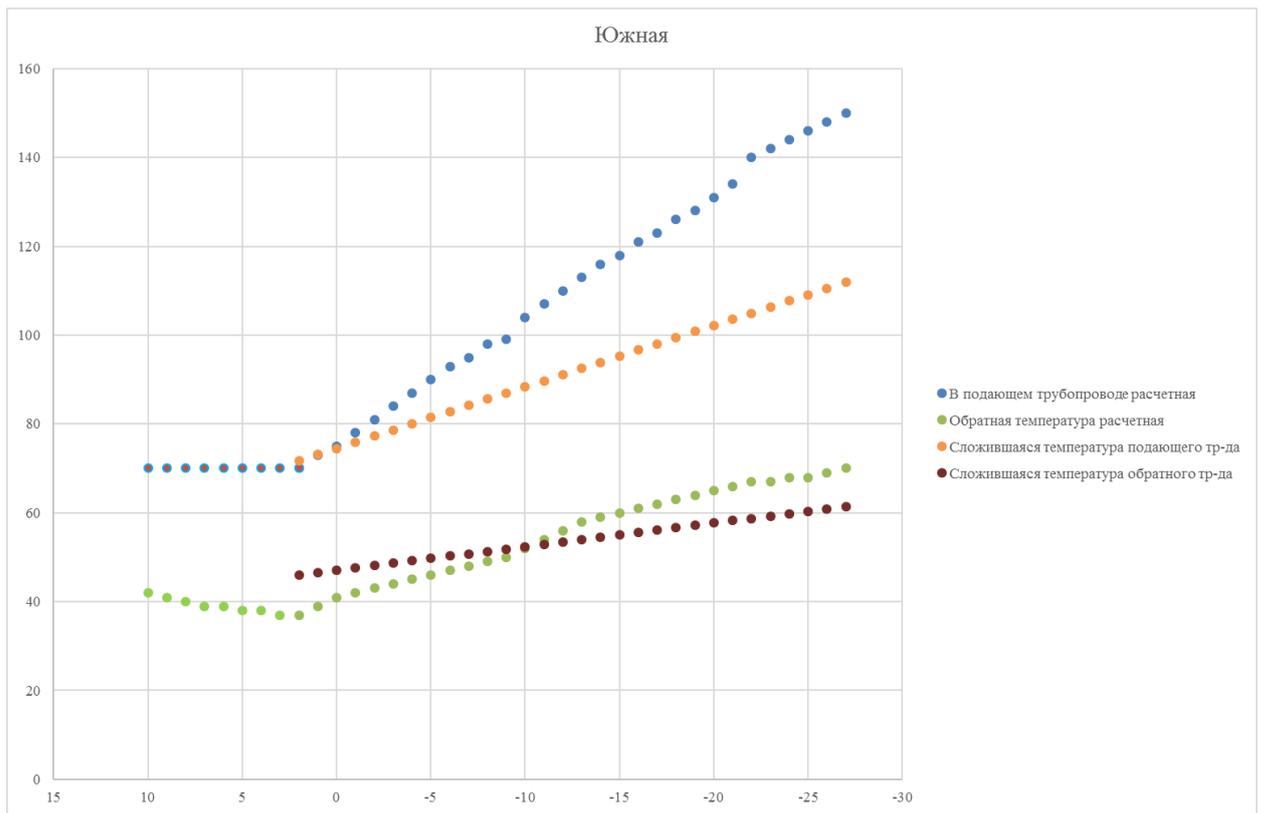


Рисунок 36 – Графики теплоотпуска Южной котельной

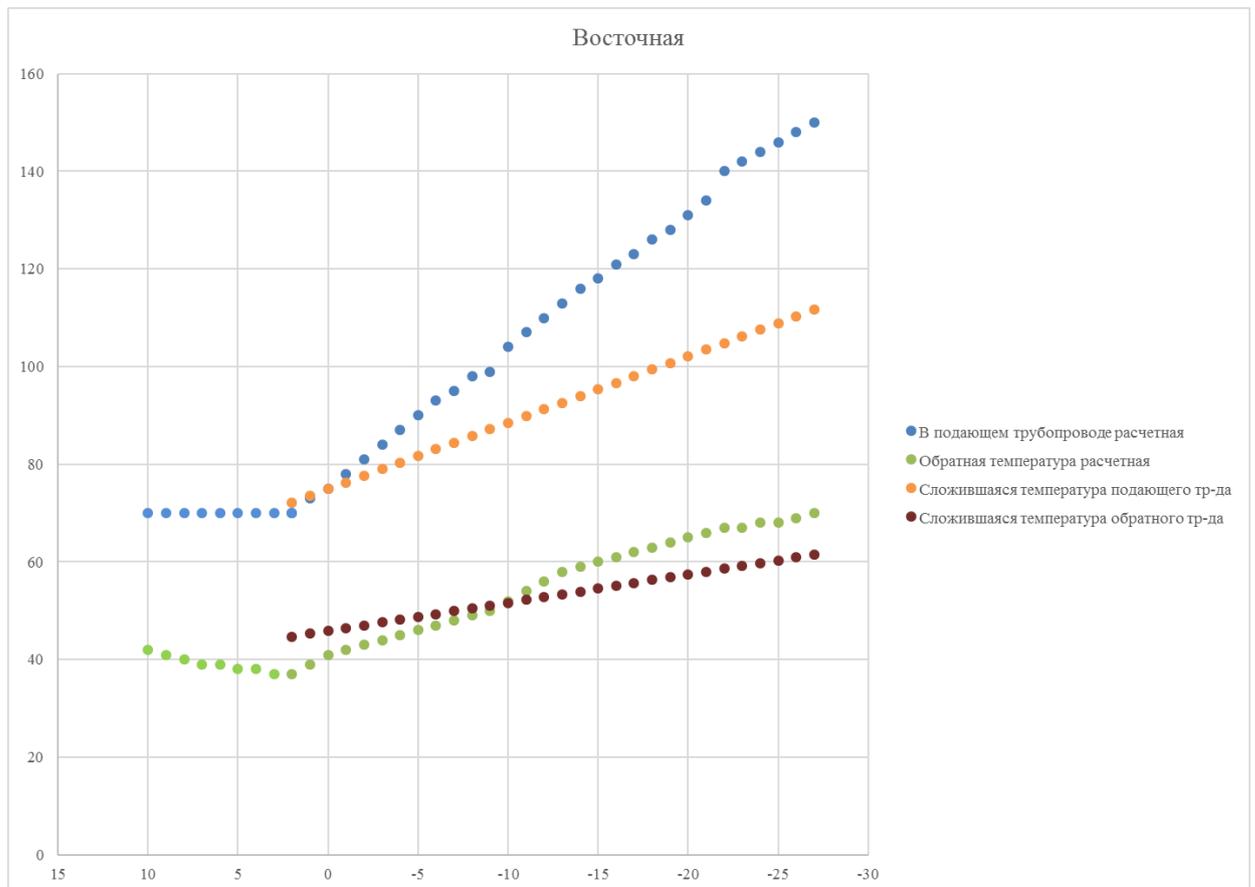


Рисунок 37 – Графики теплоотпуска Восточной котельной

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.

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 – $\frac{285,64-178,728}{178,728} = 62,57\%$
- Южная котельная 100 – $\frac{303,0-230,886}{230,886} = 76,2\%$
- Восточная котельная 100 – $\frac{166,958-127,968}{166,958} = 76,64\%$

В соответствии с оценкой фактических нагрузок, договорной расход в 1/0,67; 1/0,76 и 1/0,76 раза превышает требуемый для Мурманской ТЭЦ и котельных «Восточная», «Южная» соответственно.

Исходя из этого, температурные графики качественного регулирования централизованного отпуска теплоты должны выглядеть как на следующих рисунках: (требуемый график для Мурманской ТЭЦ – 120/75, для котельных - 120/70 без диапазона нижней срезки для сравнения показан с проектным графиком 150/70).

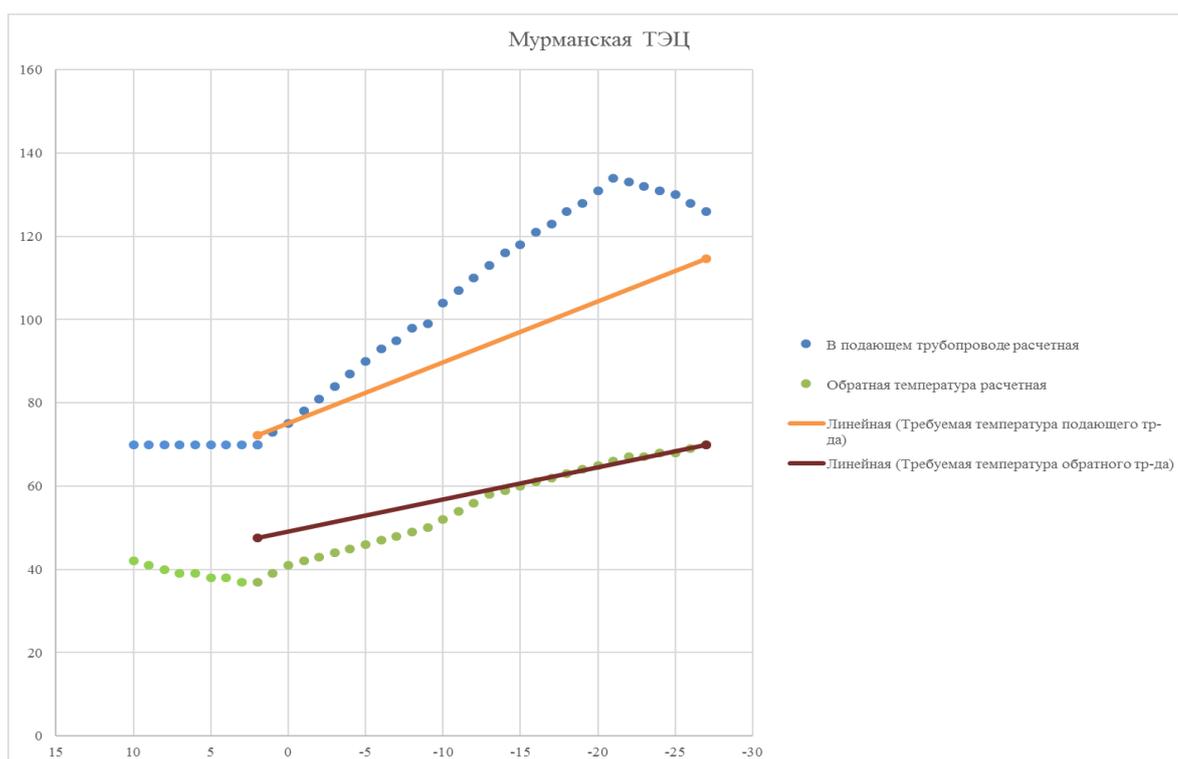


Рисунок 38 – Требуемый график теплоотпуска Мурманской ТЭЦ

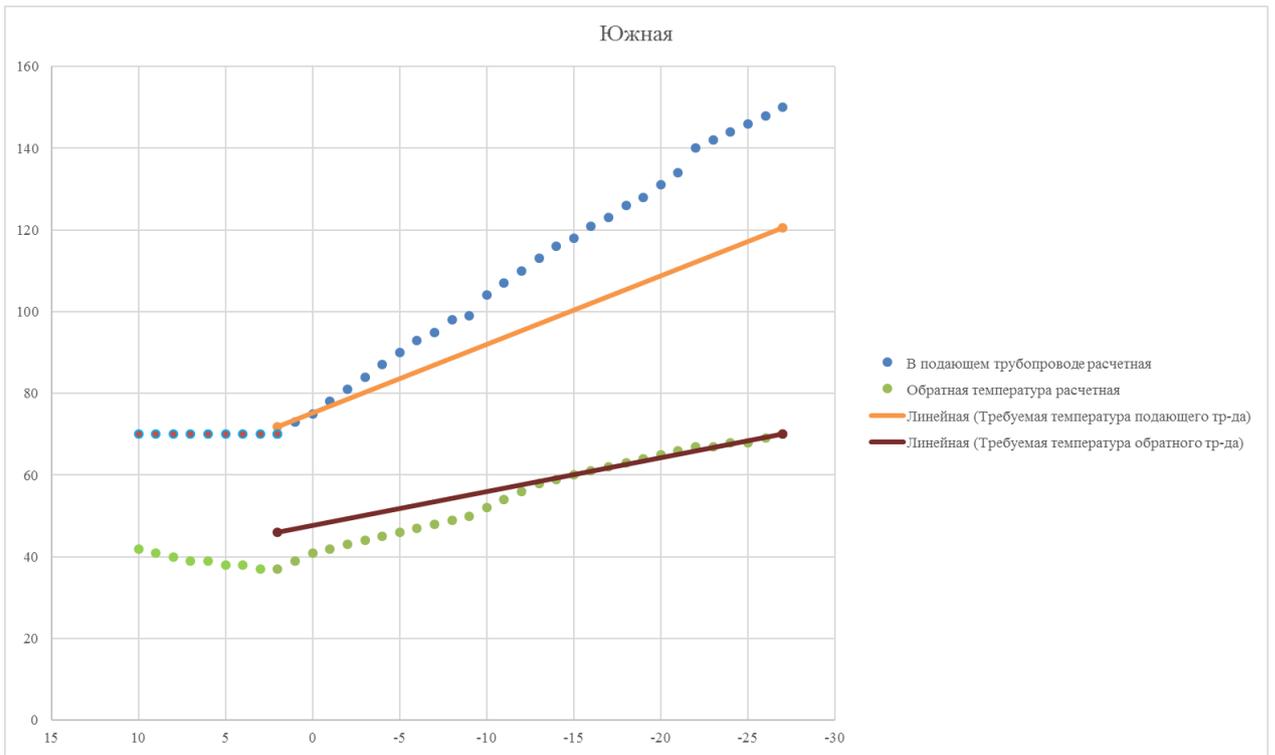


Рисунок 39 – Требуемый график теплоотпуска Южной котельной

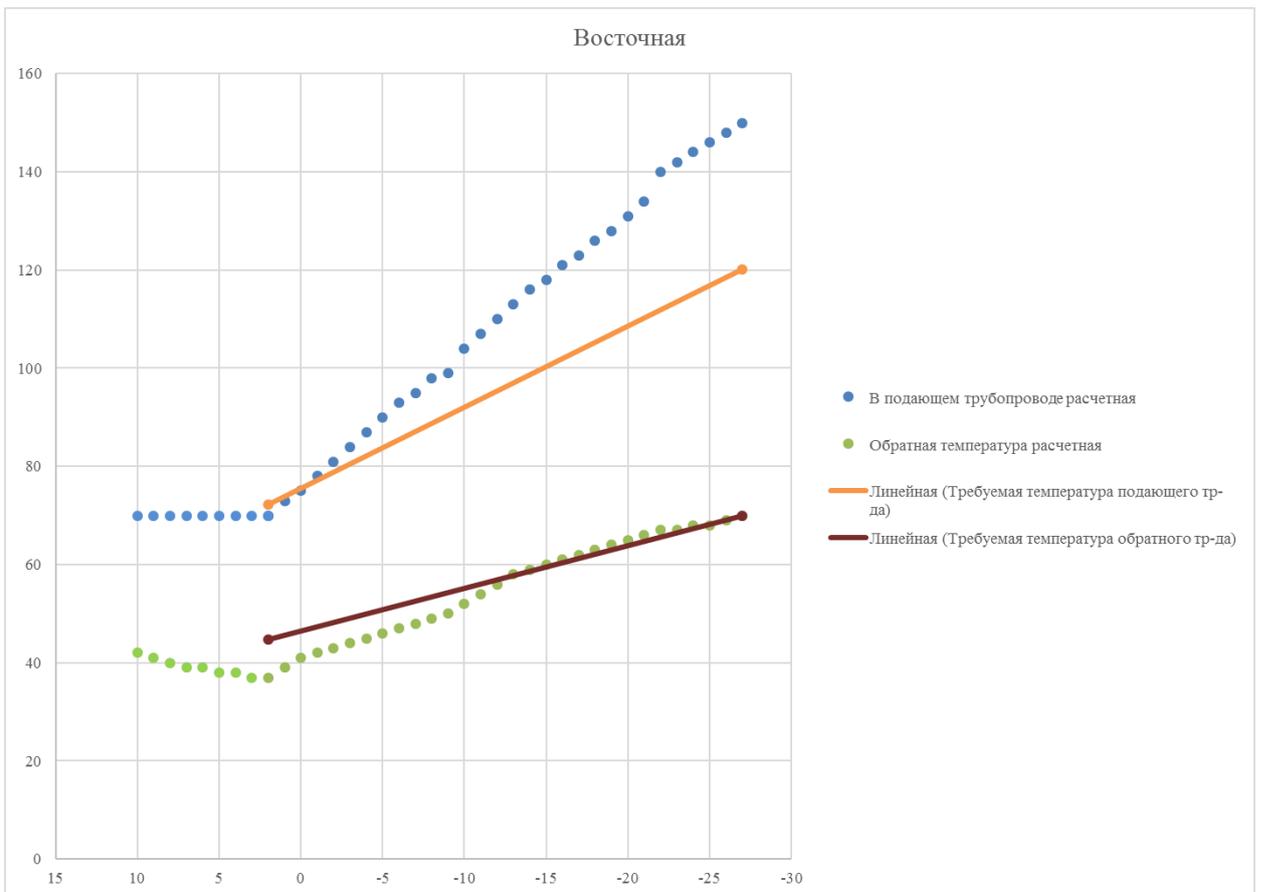


Рисунок 40 – Требуемый график теплоотпуска Восточной котельной

Поскольку обеспечение фактически меньших нагрузок относительно завышенным расходом является свершившимся фактом, можно отметить положительные свойства сниженного температурного графика 120/75 °С и 120/70 °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. В проекте Схемы теплоснабжения города Мурманска, для котельных Южная и Восточная, работающих по проектному графику 150/70 °С, принят температурный график качественного регулирования централизованного отпуска теплоты 120/70 °С, а для Мурманской ТЭЦ – 120/75 °С.

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 2014-2019 гг. на тепловых сетях АО «Мурманская ТЭЦ» представлена в таблице 109.

Таблица 109 Статистика аварий и инцидентов на тепловых сетях АО «Мурманская ТЭЦ» за 2014-2019 гг.

Участок тепловой сети (№ ТК)	Статус происшествия (авария или инцидент)	Год ввода в эксплуатацию по паспорту	Дата аварии (инцидента)	Кол-во отключенных потребителей	Длительность отключения
В отопительные периоды					
ТК 24/1 от ТЭЦ	Инцидент (наружная коррозия)	1982	10.12.2019	16	Начало инцидента 07:05 10.12.2019 Окончание 14:00 10.12.2019
ТК-8/1 – ТК-9/1 от ТЭЦ	Инцидент (наружная коррозия)	1960	22.01.2017	1219	Начало в 03:25 22.01.2017 Окончание в 00:20 23.01. 2017
ТК-17 – ТК-18 от Восточной котельной	Инцидент (наружная коррозия)	1982	28.02.2018	45	Начало инцидента 10:45 28.02.2018 Окончание 00:30 01.03.2018
П-2/2 – ТК-2/3 от ТЭЦ	Инцидент (наружная коррозия)	1962	19.03.2019	447	Начало инцидента 19.03.2019 00:01 Окончание 15.30 19.03.2019
В межотопительные периоды					
ТК-25/1 от ТЭЦ	Инцидент (наружная коррозия)	1960	06.06.2017	17	Начало в 08:40 06.06.2017 Окончание в 23:45 06.06.2017
П-5 – П-6 от Восточной котельной	Инцидент (наружная коррозия)	1982	07.06.2019	548	Начало инцидента 10:15 07.06.2019 Окончание 22:35 07.06.2019

Сводная таблица по количеству прорывов на тепловых сетях с учетом тепловых сетей ГВС по источникам АО «МЭС» за отопительный сезон 2012-2013 гг. представлена в таблице 110. Ретроспектива количества порывов на тепловых сетях АО «МЭС» с 2009 по 2012 год представлена в таблице 111. Статистика отказов на тепловых сетях за период 2015-2019 гг. отсутствует.

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

Таблица 110 – Количество порывов на тепловых сетях по источникам АО «МЭС» за отопительный сезон 2012-2013 гг.

Год	Месяц	Количество порывов на теплосети
2012	сентябрь	46
2012	октябрь	43
2012	ноябрь	36
2012	декабрь	23
2013	январь	22
2013	февраль	20
2013	март	19
2013	апрель	14
2013	май	15
Итого:		238

Таблица 111 – Ретроспектива количества порывов на тепловых сетях АО «МЭС»

Месяц	Год			
	2009	2010	2011	2012
январь	24	19	19	29
февраль	22	28	25	22
март	30	22	37	30
апрель	25	23	29	21
май	56	44	39	26
июнь	63	45	63	82
июль	58	31	39	23
август	43	40	63	29
сентябрь	24	31	48	30
октябрь	14	20	32	16
ноябрь	10	29	40	0
декабрь	16	27	22	0
Итого:	385	359	456	308

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 пунктах 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 112 – 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 <i>d_n</i> , 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
	<i>t_{ср.г}</i> =50°С	<i>t_{ср.г}</i> =65°С	<i>t_{ср.г}</i> =90°С	<i>t_{ср.г}</i> =110°С
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 113 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) одним изолированным теплопроводом на надземной прокладке с расчетной среднегодовой температурой наружного воздуха +5 °С, спроектированными в период с 1959 по 1990 гг.

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

Таблица 114 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) водяными теплопроводами в непроходных, 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 115 – 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 116 – 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 117 – 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		
	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 118 – 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 119 – 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:

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

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;

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

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

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

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 120. Потери тепловой энергии в тепловых сетях от котельных МУП «МУК» отсутствуют.

Таблица 120 – Потери тепловой энергии в тепловых сетях

Наименование показателя	Единица измерения	2017	2018	2019
АО «Мурманская ТЭЦ»				
Мурманская ТЭЦ	Гкал	31906	30225	31544
Южная котельная	Гкал	32953	30939	29403
Восточная котельная	Гкал	23563	24695	24431
АО «МЭС»				
Мурманская ТЭЦ	Гкал	н/д	н/д	н/д
Южная котельная	Гкал	н/д	н/д	н/д
Восточная котельная	Гкал	н/д	н/д	н/д
Котельная "Северная"	Гкал	60169	56509	58465
Котельная "Роста"	Гкал	14022	13902	14299
Котельная "Абрам-Мыс"	Гкал	1840	1861	1821
Котельная ТЦ «Росляково - 1»	Гкал	8626	9885	10323
Котельная ТЦ «Росляково Южное»	Гкал	946	1103	1142
ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ				
Котельная №22	Гкал	н/д	н/д	1653
АО «ММТП»				
Котельная АО «ММТП», тепловые сети АО «ММТП» и ФГУП «Росморпорт»	Гкал	2087	2271	2325

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

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

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

Большинство потребителей тепловой энергии, подключенных к тепловым сетям АО «МЭС» от котельной «Северная», используют элеваторную схему присоединения с открытым водоразбором ГВС, представленная на рисунке 41, регулятор температуры подачи горячего водоснабжения отсутствует либо не функционирует. Малоэтажная застройка имеет подключение от ЦТП и насосных станций.

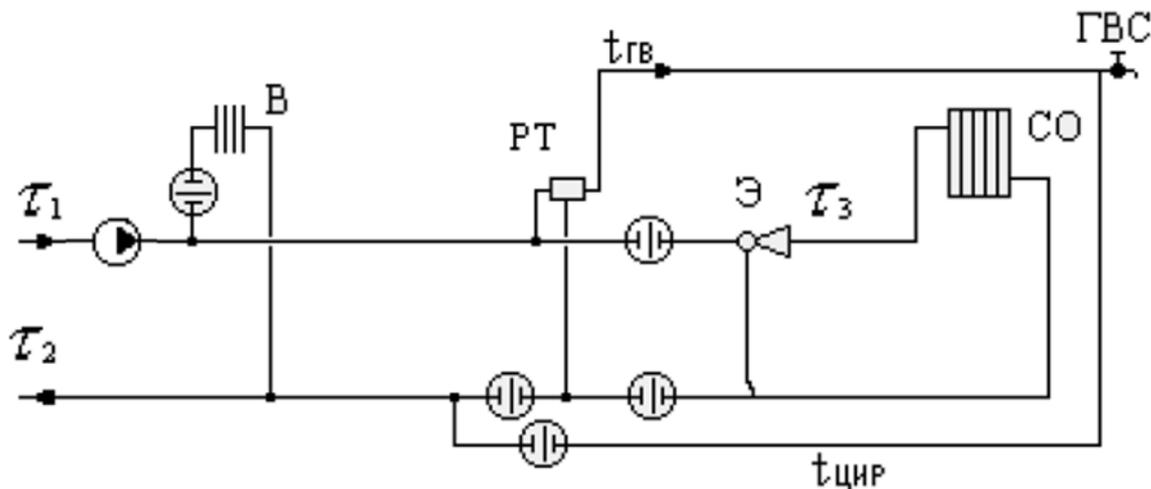


Рисунок 41 – Элеваторная схема присоединения потребителей

С начала 2014 года внедряются подключения детских садов и образовательных учреждений по схеме, представленной на рисунке 42.

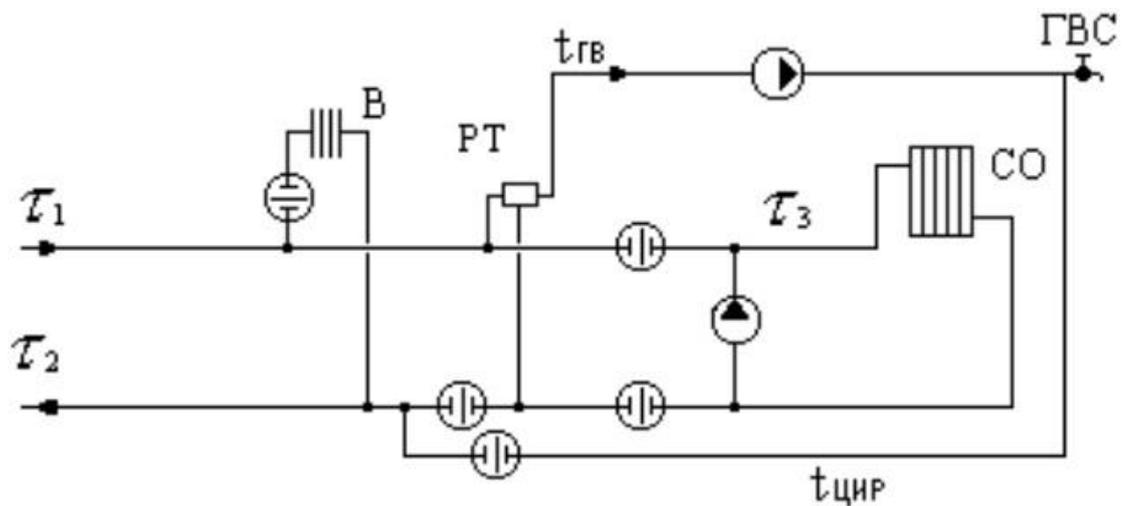


Рисунок 42 – Схема с открытым водоразбором на ГВС и насосным присоединением СО

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 43, котельной «Абрам-Мыс» – на рисунке 44.

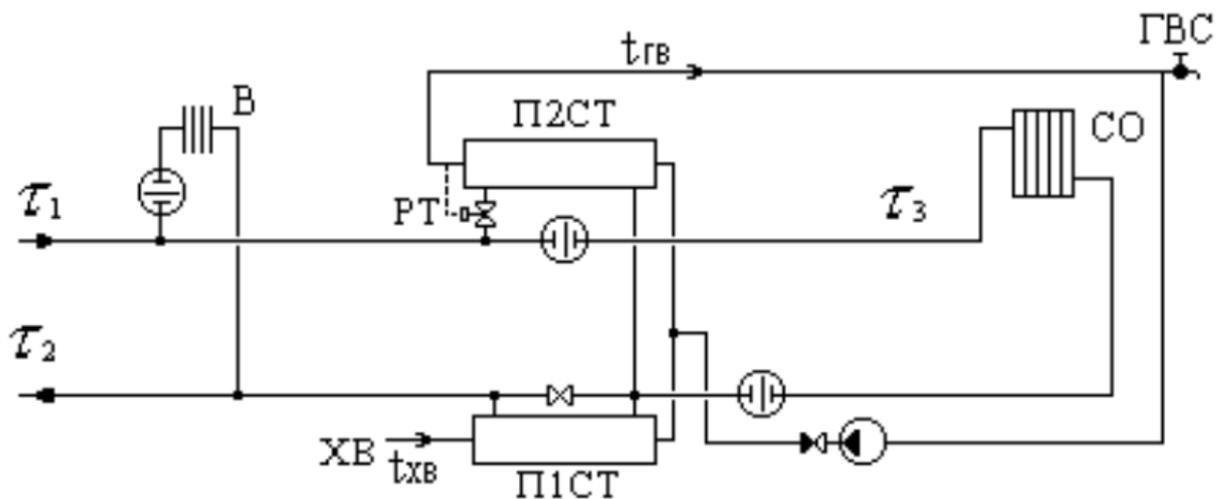


Рисунок 43 – Схема с двухступенчатым смешанным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением системы отопления

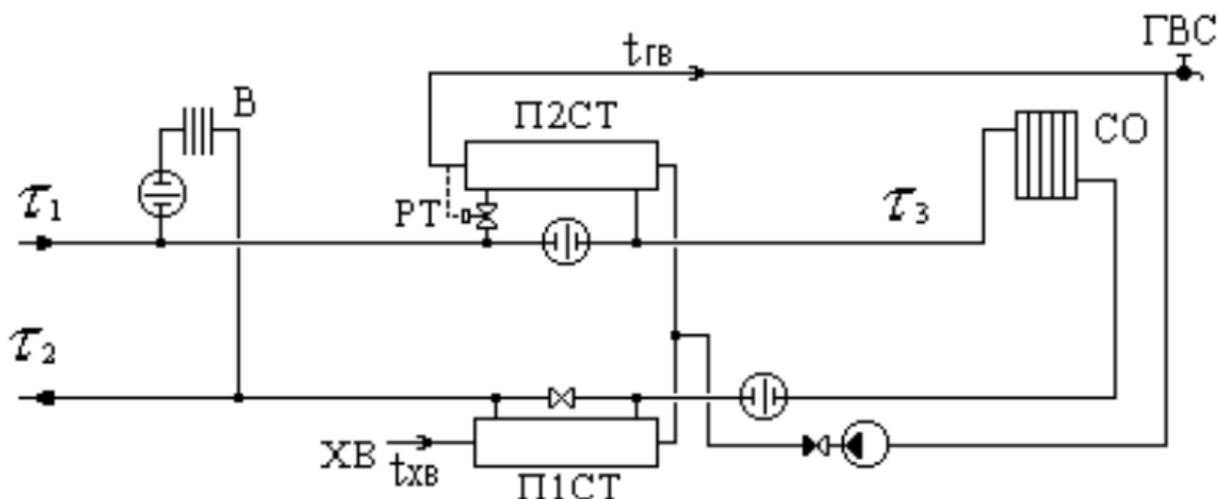


Рисунок 44 – Схема с двухступенчатым последовательным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением системы отопления

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.

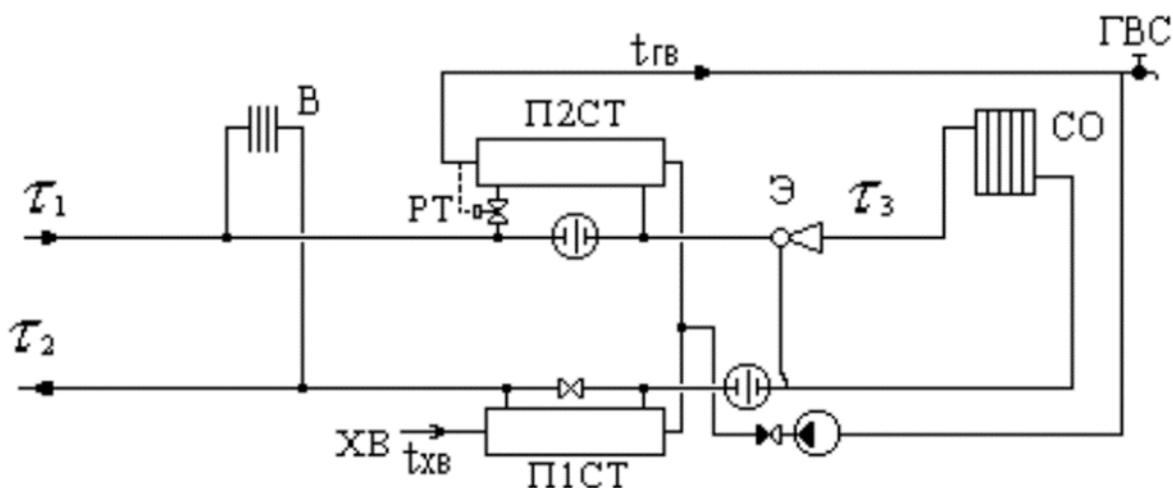


Рисунок 45 – Схема с двухступенчатым последовательным подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением системы отопления

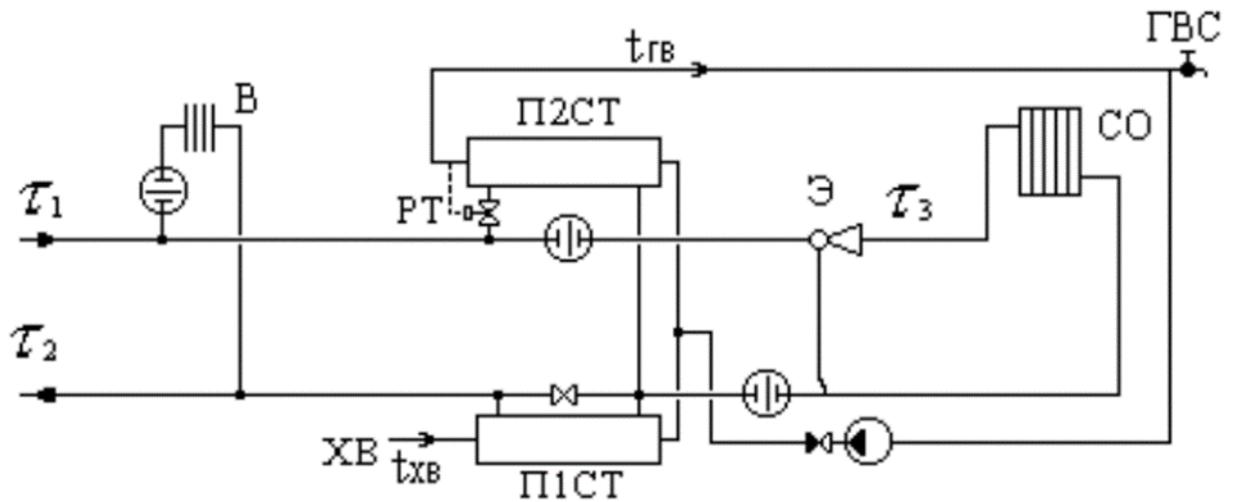


Рисунок 46 – Схема с двухступенчатым смешанным подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением системы отопления

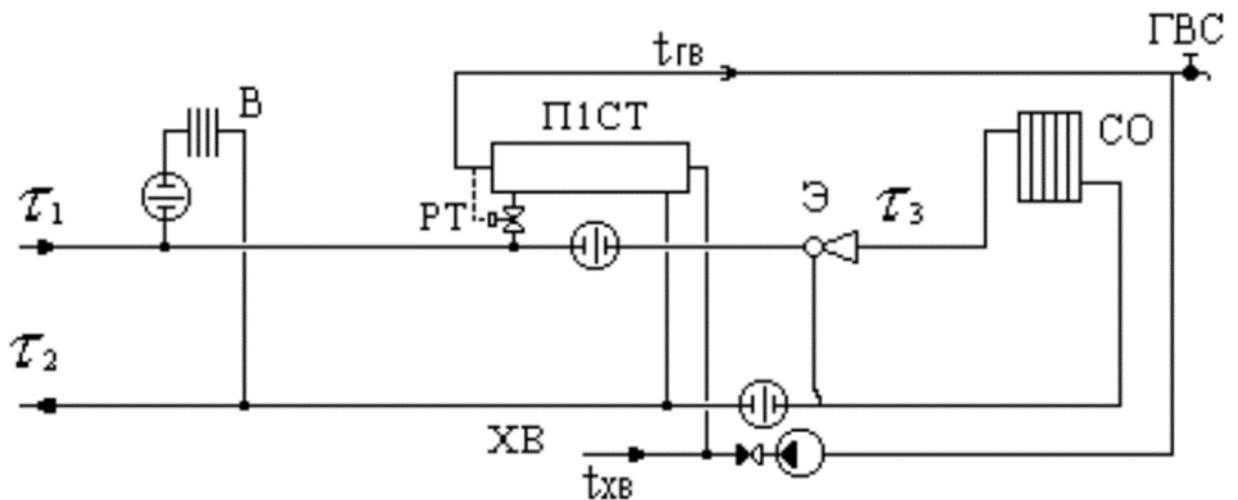


Рисунок 47 – Схема с параллельным подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением системы отопления

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

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

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

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

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

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

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

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

Таблица 121 - Информация о наличии узлов учета тепловой энергии у потребителей АО «Мурманская ТЭЦ»

Название группы	Всего объектов	Всего приборов	Под учётом жилых	Под учётом прочих	Под учётом всего
АО «Мурманская ТЭЦ» в том числе:	2707	1391	774	903	1677
Мурманская ТЭЦ	1178	538	183	480	663
Южная котельная	977	465	369	272	641
Восточная котельная	552	388	222	151	373

в т.ч. потребители г. Кола

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.

На тепловых сетях от угольной и дизельной котельных МУП «МУК» случаи

аварии фиксируются потребителями и устраняются Мурманским муниципальным казенным учреждением «Управление капитального строительства» (ММКУ «УКС»).

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

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

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

Список ЦТП и насосных станций, находящихся в эксплуатации у АО «МЭС» представлен в таблице 122.

Таблица 122 - ЦТП и НС находящиеся в эксплуатации у АО «МЭС»

№ п/п	Наименование	Адрес	График отпуска тепла
<i>Котельная «Северная»</i>			
1.	ЦТП «Северной промзоны»	ул. Промышленная, 15	150/70
2.	ЦТП-171 кв.	ул. П. Морозова, 4б	150/70
3.	ЦТП-175 кв.	ул. Свердлова, 17а	150/70
4.	ЦТП-202 кв.	ул. Калинина, 77а	150/70
5.	ЦТП-203 кв.	ул. Аскольдовцев, 30а	150/70
6.	ЦТП-204 кв.	ул. С. Ковалева, 20а	150/70
7.	ЦТП-207 кв.	ул. Сафонова, 6а	150/70
8.	Насосная 69 кв.	ул. Калинина, 29	95/70
9.	Насосная 62 кв.	пр. Г. Североморцев, 8а	95/70
10.	Насосная № 1	ул. Свердлова, 45а	150/70
11.	Насосная № 2	ул. Ч-Лучинского, 5а	150/70
12.	Насосная ПНД	ул. Лобова, 14а	150/70
13.	Насосная-Бредова (общий элеваторный узел)	ул. Капустина, 5а	95/70
14.	Насосная №4	ул. Миронова, 3а	150/70
15.	ЦТП п. Абрам-Мыс	п. Абрам-Мыс, пер. Охотничий	110/70
<i>Восточная котельная»</i>			
16.	ЦТП-1	ул. Скальная, 2а	150/70
17.	ЦТП-2	ул. Скальная, 26а	150/70
18.	ЦТП-3	ул. Старостина, 79а	150/70
19.	ЦТП-4	ул. Седова, 22а	150/70
20.	ЦТП-5	ул. Верхнеростинское шоссе, 9а	150/70
<i>Мурманская ТЭЦ</i>			
21.	ЦТП-34 кв.	ул. Октябрьская, 2б	95/70
22.	ЦТП-49 кв.	ул. К.Либкнехта, 15б	95/70
23.	ЦТП – кв. 2	ул. Книповича, 40а	95/70
24.	ЦТП – кв. 2а	ул. Павлова, 12	95/70
<i>Южная котельная</i>			

№ п/п	Наименование	Адрес	График отпуска тепла
25.	ЦТП – Чапаева, 10	ул. Чапаева, 10б	150/70
26.	ЦТП – Шевченко, 26а	ул. Шевченко, 26а	95/70
27.	ЦТП – Генералова, 2а	ул. Генералова, 2а	95/70
28.	ЦТП – Бондарная, 12а	ул. Бондарная, 12а	95/70
29.	ЦТП – Фадеев Ручей	ул. Прибрежная, 17/1	95/70
30.	ЦТП – Кирова, 31а	ул. Кирова, 31а	95/70
31.	Насосная 9 мкр.	пр. Кольский, 25а	150/70
32.	Насосная УМС	ул. Марата, 5а	150/70
33.	ЦТП – Фестивальная, 25а	ул. Фестивальная, 25а	130/70

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

1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

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

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

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

Согласно предоставленным сведениям, в настоящее время бесхозяйные тепловые сети отсутствуют.

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 бесхозные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования.

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

Сведения об энергетических характеристиках тепловых сетей отсутствуют.

1.4. Зоны действия источников тепловой энергии

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

- **Мурманская ТЭЦ** располагается по адресу г. Мурманск, ул. Шмидта, 14, снабжает тепловой энергией потребителей всех трех округов;
- **Южная котельная** располагается по адресу г. Мурманск, ул. Фадеев Ручей, 7, обеспечивает тепловой энергией потребителей Первомайского округа;
- **Восточная котельная** расположена по адресу г. Мурманск, ул. Домостроительная, 24 и является источником тепловой энергии для Ленинского и Октябрьского округов;
- **Котельная «Северная»** расположена по адресу: г. Мурманск, ул. Промышленная, 15 и снабжает тепловой энергией потребителей Ленинского округа и промышленной зоны;
- **Котельная «Роста»** располагается по адресу: г. Мурманск, ул. Лобова, 75, снабжает тепловой энергией потребителей района Роста Ленинского округа;
- **Котельная «Абрам-Мыс»** расположена по адресу: г. Мурманск, ул. Судоремонтная, 15, снабжает тепловой энергией потребителей района Абрам-Мыс Первомайского округа;
- **Котельная ТЦ «Росляково – 1» и котельная ТЦ «Росляково Южное»** обеспечивают тепловой энергией потребителей района Росляково, где и расположены;
- **Котельная «Фестивальная»** располагается по адресу ул. Фестивальная, д. 10 и обеспечивает теплом потребителей по ул. Фестивальная, ул. Подгорная, ул. Пригородная;
- **Угольная котельная и дизельная котельная** снабжают тепловой энергией район Дровяное, где и расположены;
- **Завод ТО ТБО** поставляет пар на Восточную котельную АО «Мурманская ТЭЦ»;
- **Котельная АО «ММТП»** осуществляет поставку тепловой энергии всем субабонентам на территории АО «ММТП», а также в здание Мурманского морского вокзала, теплоснабжение жилищного фонда от данного источника не осуществляется.
- **Котельная № 22 в/г № 6**, расположенная по адресу п. Росляково, ул. Мохнаткина Пахта, обеспечивает тепловой энергией объектов Министерства

обороны Российской Федерации и потребителей ж/д № 1 и № 6 по ул. Мохнаткина Пахта.

Зоны действия вышеперечисленных источников тепловой энергии отражены в приложении Л и М.

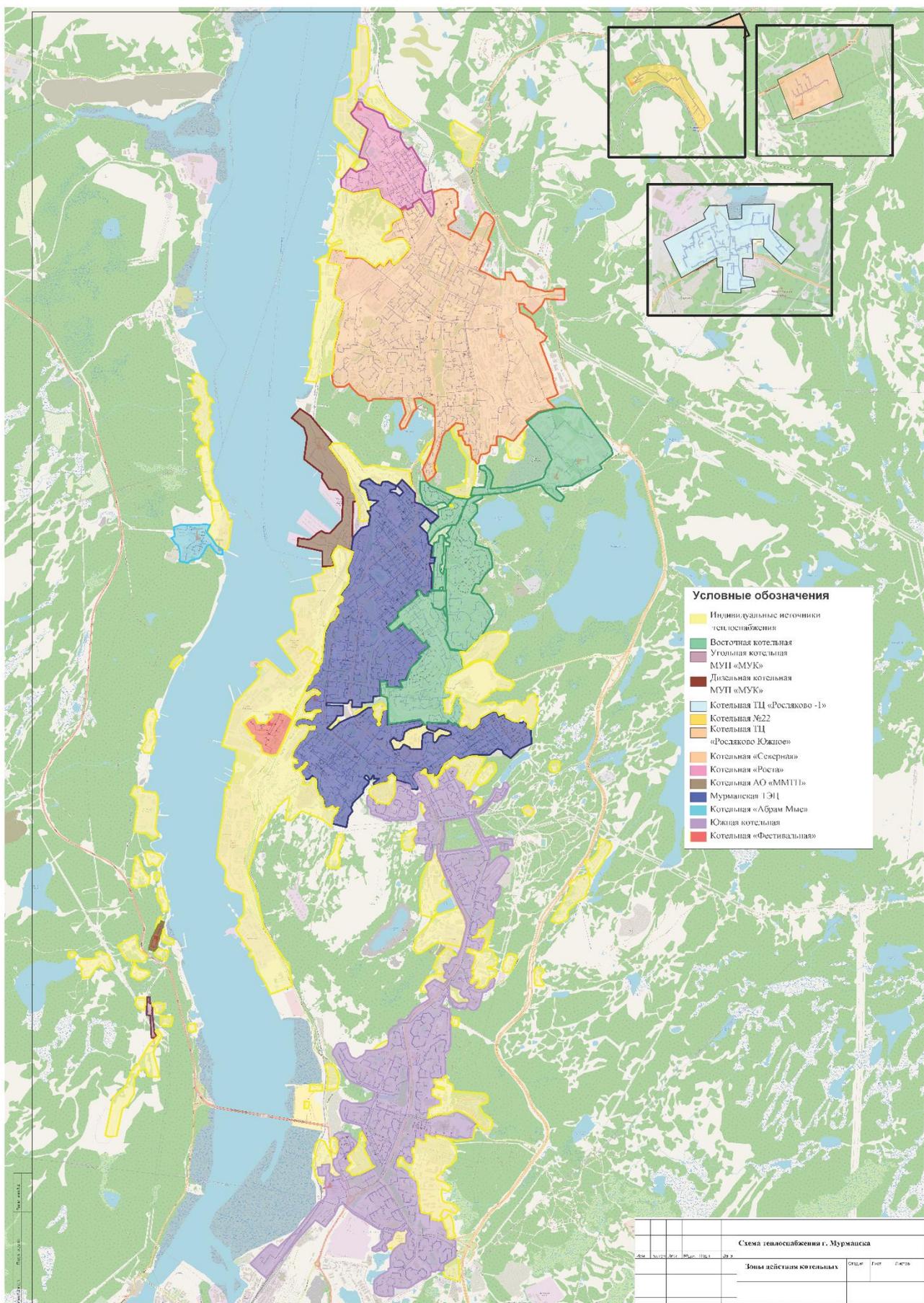


Рисунок 48. Зоны действия источников тепловой энергии г.Мурманск

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 2015-2019 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 2019 году составила 271 день (6504 ч). Среднемесячные температуры наружного воздуха представлены в таблице 123.

Таблица 123 – Среднемесячные температуры наружного воздуха

Период	Температура наружного воздуха				
	2015	2016	2017	2018	2019
январь	-11,8	-16,5	-7,9	-9,4	-12,2
февраль	-5,7	-5	-7,6	-10,6	-9,5
март	-0,9	-2,4	-3,5	-8	-5,1
апрель	0,9	1,8	-2	0,2	1,9
май	6,9	8,9	2	7,6	4,6
июнь	9,8	10,5	6,8	9,6	8,6
июль	9,9	16,1	14,2	18,1	10,7
август	12,5	12,5	11,3	12,9	10,7
сентябрь	9,6	8,6	7,4	9	8,3
октябрь	2,6	3,5	1,9	1,4	-0,9
ноябрь	-2,1	-3,9	-3,7	-0,1	-6,4
декабрь	-5,8	-4,9	-8	-5,4	-4,5

Расчетная температура воздуха внутри помещений принята +20 °С.

Расчетная температура наружного воздуха, согласно СП 131.133330.2012, составляет -30 °С.

В качестве элементов территориального деления приняты административные округа г. Мурманска. Город разделен на три округа: Первомайский, Октябрьский и Ленинский.

Значение потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха приведено в таблице 124 и на рисунке 49.

Таблица 124 – Потребление тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха

Наименование района	Всего	Жилые здания	Общественные	Прочие	Промышленные
	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	
Всего	1 035,85	734,99	267,19	5,35	28,32
Первомайский	353,57	266,11	75,10	0,07	12,29
Октябрьский	413,95	276,43	137,52	0,00	0,00
Ленинский	268,32	192,45	54,57	5,28	16,03

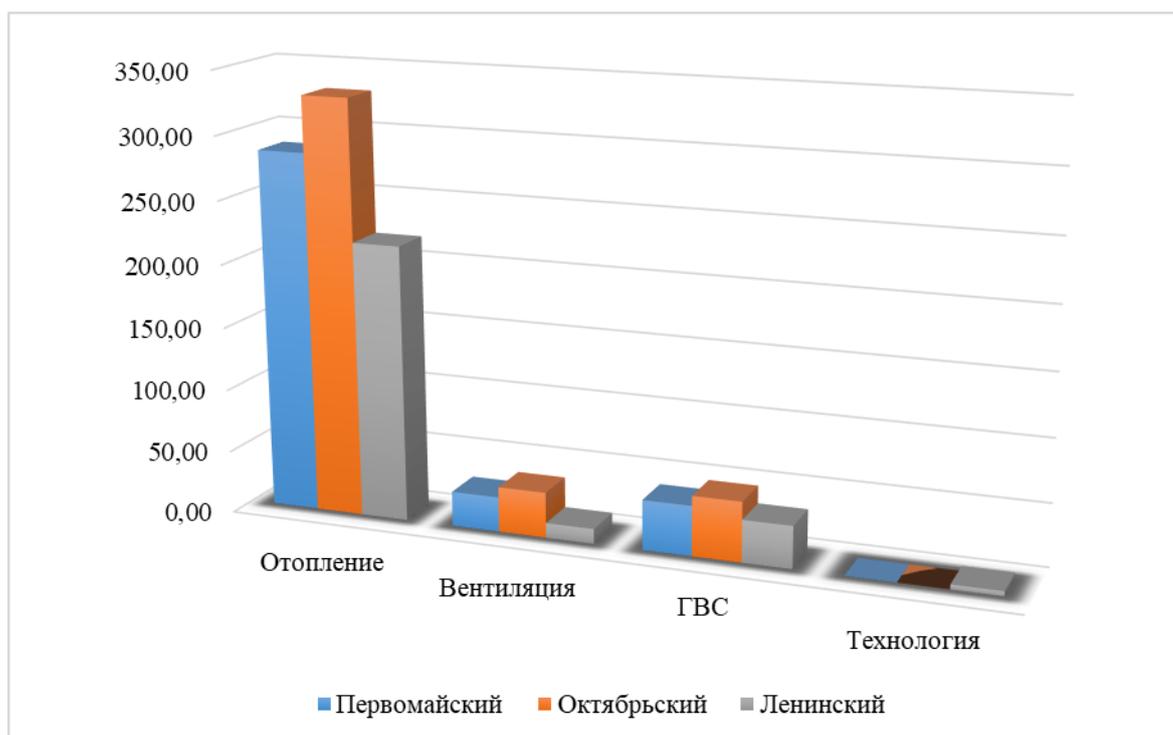


Рисунок 49. Потребление тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха

Потребители с наибольшей тепловой нагрузкой сосредоточены в Октябрьском округе. Данный округ – наименьший по площади, что позволяет сделать вывод, что в Октябрьском округе – зона с наибольшей плотностью тепловых нагрузок.

К Южной котельной подключены потребители тепловой энергии г. Кола, находящегося за границами г. Мурманска. Суммарная подключенная нагрузка составляет 2,823 Гкал/час.

Тепловая нагрузка котельной АО «Завод ТО ТБО» не включена в сведения о потреблении тепловой энергии на территории г. Мурманска, так как тепловая энергия, вырабатываемая на заводе, передается на Восточную котельную и реализуется потребителям Восточной котельной, таким образом, данная нагрузка учтена в реестре нагрузок АО «Мурманская ТЭЦ».

После 1990 года на территории г. Мурманска наблюдается тенденция по снижению потребности в тепловой энергии в паре на технологические нужды, что связано с закрытием ряда промышленных предприятий и перепрофилированием производственной зоны.

1.5.2. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

Значение расчетной тепловой нагрузки определяется на основе данных о фактическом отпуске тепловой энергии за полный отопительный период базового года, приведенной к расчетной температуре наружного воздуха.

Фактический отпуск тепловой энергии от источников г. Мурманск за 2019 год представлен в таблице 125.

Таблица 125. Значение полезного отпуска тепловой энергии в 2019 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	781948	89924	74 173	617 851
2	Южная котельная	984017	73841	77 934	830 446
3	Восточная котельная	490939	51835	53 651	458 653
4	Котельная «Северная»	639015	46158	58465	529932
5	Котельная «Роста»	104829	8445	14299	82085
6	Котельная «Абрам-Мыс»	15016	1409	1821	11772
7	Котельная ТЦ «Росляково -1»	86853	4985	10323	71545
8	Котельная ТЦ «Росляково Южное»	9281	349	1142	7790
9	Угольная котельная МУП «МУК»	4099	77,882	0	4021
10	Дизельная котельная МУП «МУК»	3240	29,154	0	3211
11	Котельная АО «ММТП»	18779	1297,14	2325,06	15157
12	Котельная №22	20994,53	1790,58	1653,25	17550,7
13	Завод ТО ТБО	113495	40544,4	0	72950
14	Котельная «Фестивальная»	н/д	н/д	н/д	н/д

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

Таблица 126 - Значение полезного отпуска и расчетное значение тепловых нагрузок по источникам в 2019 году

№ п/п	Источник	Полезный отпуск тепловой энергии в 2019 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	617 851	161,31	17,419	9,12	187,85
2	Южная котельная	830 446	202,17	28,719	7,68	238,56
3	Восточная котельная*	458 653	112,36	15,605	6,82	134,78
4	Котельная «Северная»	529 932	136,098	15,758	16,75	168,61
5	Котельная «Роста»	82 085	20,725	2,570	4,06	27,35
6	Котельная «Абрам-Мыс»	11 772	2,934	0,382	0,51	3,83
7	Котельная ТЦ «Росляково -1»	71 545	18,220	2,183	2,94	23,35
8	Котельная ТЦ «Росляково Южная»	7 790	1,976	0,240	0,32	2,54
9	Угольная котельная МУП «МУК»	4 021	0,910	0,164	0,00	1,07
10	Дизельная котельная МУП «МУК»	3 211	0,796	0,106	0,00	0,90
11	Котельная АО «ММТП»	15 157	3,534	0,581	0,63	4,75
12	Котельная №22	17 551	5,885	0,023	0,56	6,46

Тепловая нагрузка АО «Завод ТО ТБО» не включена в итоговые значения потребления тепловой энергии на территории г. Мурманска при расчетных температурах наружного воздуха, так как тепловая энергия, вырабатываемая на заводе, передается на Восточную котельную и реализуется потребителям Восточной котельной, таким образом, данная нагрузка учтена в реестре нагрузок источника АО «Мурманская ТЭЦ».

1.5.3. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

Случаев применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии не выявлено.

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 127.

Таблица 127 – 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	585 411,14	617 851,00
Южная котельная	Гкал	776 961,74	830 446,00
Восточная котельная*	Гкал	429 590,61	458 653,00
Котельная «Северная»	Гкал	500 403,01	529 932,00
Котельная «Роста»	Гкал	77 269,65	82 085,00
Котельная «Абрам Мыс»	Гкал	11 055,48	11 772,00
Котельная ТЦ «Росляково -1»	Гкал	67 454,05	71 545,00
Котельная ТЦ «Росляково Южная»	Гкал	7 339,37	7 790,00
Угольная котельная МУП «МУК»	Гкал	3 715,80	4 021,25
Дизельная котельная МУП «МУК»	Гкал	3 013,27	3 210,65
Котельная АО «ММТП»	Гкал	14 069,29	15 156,56
Котельная №22	Гкал	17 508,40	17 550,70

*Значение потребления тепловой энергии от АО «Завод ТО ТБО» учтено в потреблении тепловой энергии на Восточной котельной

1.5.5. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

В соответствии с «Правилами установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг (утв. постановлением Правительства РФ от 23 мая 2006 г. N 306)(в редакции постановления Правительства РФ от 28 марта 2012 г. N 258)», которые определяют порядок установления нормативов потребления коммунальных услуг (холодное и горячее водоснабжение, водоотведение, электроснабжение, газоснабжение, отопление), нормативы потребления коммунальных услуг утверждаются органами государственной власти субъектов Российской Федерации, уполномоченными в порядке, предусмотренном нормативными правовыми актами субъектов Российской Федерации. При

определении нормативов потребления коммунальных услуг учитываются следующие конструктивные и технические параметры многоквартирного дома или жилого дома:

- в отношении горячего водоснабжения - этажность, износ внутридомовых инженерных систем, вид системы теплоснабжения (открытая, закрытая);
- в отношении отопления - материал стен, крыши, объем жилых помещений, площадь ограждающих конструкций и окон, износ внутридомовых инженерных систем.

В качестве параметров, характеризующих степень благоустройства многоквартирного дома или жилого дома, применяются показатели, установленные техническими и иными требованиями в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации.

При выборе единицы измерения нормативов потребления коммунальных услуг используются следующие показатели:

в отношении горячего водоснабжения:

- в жилых помещениях - куб. метр на 1 человека;
- на общедомовые нужды - куб. метр на 1 кв. метр общей площади помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме;

в отношении отопления:

- в жилых помещениях - Гкал на 1 кв. метр общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилого дома;
- на общедомовые нужды - Гкал на 1 кв. метр общей площади всех помещений в многоквартирном доме.

Нормативы потребления коммунальных услуг определяются с применением метода аналогов либо расчетного метода с использованием формул согласно приложению к Правилам установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг.

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению утверждены Приказом Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Мурманской области №139 от 23 сентября 2015 года «О внесении изменений в приказ Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Мурманской области от 11.03.2013 №34».

Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление в г. Мурманске представлены в таблице 128.

Таблица 128 – Нормативы потребления коммунальной услуги на отопление для населения города Мурманска

Этажность многоквартирного (жилого) дома	Норматив потребления, Гкал на 1 кв. м общей площади жилого помещения в месяц		
	Материал стен		
	Камень, кирпич	Панель, блок	Дерево, смешанные и др. материалы
Многokвартирные и жилые дома до 1999 года постройки включительно			
1-3	0,03361	0,03503	0,03503
4-6	0,03004	0,02892	-
7 и более	0,03319	0,03126	-
Многokвартирные и жилые дома после 1999 года постройки			
1-3	-	-	0,01862
4-6	0,01656	-	-
7 и более	0,01370	0,01496	-

Нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению утверждены Приказом Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Мурманской области № 106 от 1 июля 2016 года «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг (по холодному и горячему водоснабжению, водоотведению)» (с изменениями на 22 июня 2018 года).

Существующие нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению для населения в жилых помещениях на территории г. Мурманска представлены в таблице 129.

Таблица 129 – Нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению для населения города Мурманска

№ п/п	Категория жилых помещений	Норматив, куб. метр в месяц на человека
1	Многokвартирные и жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами сидячими длиной 1200 мм с душем	3,2
2	Многokвартирные и жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1500 - 1550 мм с душем	3,25
3	Многokвартирные и жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1650 - 1700 мм с душем	3,31
4	Многokвартирные и жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами без душа	1,69
5	Многokвартирные и жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душем	2,64
6	Многokвартирные и жилые дома с холодным водоснабжением, водонагревателями <*>, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами сидячими длиной 1200 мм с душем	-
7	Многokвартирные и жилые дома с холодным водоснабжением, водонагревателями <*>, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами длиной 1500 - 1550 мм с душем	-

№ п/п	Категория жилых помещений	Норматив, куб. метр в месяц на человека
8	Многokвартирные и жилые дома с холодным водоснабжением, водонагревателями <*>, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами длиной 1650 - 1700 мм с душем	-
9	Многokвартирные и жилые дома с холодным водоснабжением, водонагревателями <*>, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами без душа	-
10	Многokвартирные и жилые дома с холодным водоснабжением, водонагревателями <*>, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами	-
11	Многokвартирные и жилые дома без водонагревателей <*>, с водопроводом и канализацией, оборудованные раковинами, мойками и унитазами	-
12	Многokвартирные и жилые дома без водонагревателей <*>, с холодным водоснабжением и водоотведением, оборудованные раковинами и мойками	-
13	Многokвартирные и жилые дома с холодным водоснабжением, без водоотведения, оборудованные умывальниками, мойками, унитазами, ваннами, душами	-
14	Многokвартирные и жилые дома с холодным водоснабжением, без водоотведения, оборудованные умывальниками, мойками, унитазами	-
15	Многokвартирные 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	Многokвартирные и жилые дома без водонагревателей <*>, с холодным водоснабжением и водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1500 - 1550 мм с душем	-
18	Многokвартирные 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	Многokвартирные 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
Многokвартирные 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 130.

Таблица 130 – 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 131 представлено сравнение договорной и расчетной тепловой нагрузки, полученной путем пересчета потребления тепловой энергии в 2019 году на расчетную температуру наружного воздуха.

Таблица 131 - 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	285,63	178,73	106,900	62,57%
	Отопление, вентиляция	256,45	161,31	95,142	62,90%
	ГВС	29,18	17,42	11,758	59,70%
Южная котельная	Всего	303,00	230,89	72,114	76,20%
	Отопление, вентиляция	263,55	202,17	61,388	76,71%

Источник	Присоединенная тепловая нагрузка	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Соответствие договорной и расчетной тепловых нагрузок	
				Гкал/ч	%
	ГВС	39,45	28,72	10,727	72,81%
Восточная котельная	Всего	166,96	127,968	38,990	76,65%
	Отопление, вентиляция	145,65	112,363	33,283	77,15%
	ГВС	21,31	15,605	5,707	73,22%
Котельная «Северная»	Всего	228,182	151,856	76,326	66,55%
	Отопление, вентиляция	203,373	136,098	67,275	66,92%
	ГВС	24,810	15,758	9,051	63,52%
Котельная «Роста»	Всего	31,106	23,295	7,811	74,89%
	Отопление, вентиляция	27,511	20,725	6,786	75,33%
	ГВС	3,594	2,570	1,024	71,50%
Котельная «Абрам Мыс»	Всего	4,246	3,316	0,930	78,10%
	Отопление, вентиляция	3,733	2,934	0,799	78,59%
	ГВС	0,513	0,382	0,130	74,59%
Котельная ТЦ «Росляково - 1»	Всего	24,745	20,404	4,342	82,45%
	Отопление, вентиляция	21,972	18,220	3,751	82,93%
	ГВС	2,774	2,183	0,591	78,71%
Котельная ТЦ «Росляково Южная»	Всего	3,235	2,217	1,018	68,53%
	Отопление, вентиляция	2,867	1,976	0,891	68,93%
	ГВС	0,368	0,240	0,127	65,42%
Угольная котельная МУП «МУК»	Всего	0,928	1,074	-0,146	115,74%
	Отопление, вентиляция	0,770	0,910	-0,140	118,15%
	ГВС	0,158	0,164	-0,006	103,97%
Дизельная котельная МУП «МУК»	Всего	0,828	0,902	-0,073	108,87%
	Отопление, вентиляция	0,726	0,796	-0,069	109,54%
	ГВС	0,102	0,106	-0,004	104,11%
Котельная АО «ММТП»	Всего	14,030	4,115	9,915	29,33%
	Отопление, вентиляция	11,960	3,534	8,426	29,55%
	ГВС	2,070	0,581	1,489	28,05%
Котельная №22	Всего	2,637	5,908	-3,271	224,04%
	Отопление, вентиляция	2,602	5,885	-3,283	226,18%
	ГВС	0,035	0,023	0,012	64,90%

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 23,35% (Восточная котельная) до 37,43% (Мурманская ТЭЦ);

- АО «МЭС» - от 17,55% (котельная ТЦ «Росляково-1») до 30,08% (котельная «Северная»);

- АО «ММТП – 70,67%.

И лишь на источниках МУП «МУК», АО «МЭС» (котельная ТЦ «Росляково-1») и ЖКС №1 (г.Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК СФ имеется превышение фактической нагрузки над договорной, что может быть вызвано гидравлической разрегулированностью системы и неэффективной работой оборудования источников.

В целом по МО, превышение договорной по нагрузки над фактической составляет 314,85 Гкал/ч или 29,55%.

Полученные значения расчетной тепловой нагрузки, не превышающей договорную, будут использованы при формировании тепловых балансов в последующих главах; для источников МУП «МУК» и ЖКС №1 (г.Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК СФ будут использованы договорные нагрузки.

1.6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

1.6.1. Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии

Балансы тепловой мощности и фактической (расчетной) тепловой нагрузки источников теплоснабжения за 2019 г. представлены в таблице 132. В качестве фактической (расчетной) тепловой нагрузки используется тепловая нагрузка, определенная на основе данных о фактическом отпуске тепловой энергии за полный отопительный период по узлам учета тепловой энергии на котельных РСО.

Таблица 132 – 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	32,89
то же в %	%	11,50
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	253,1
Потери в тепловых сетях, в т.ч.	Гкал/час	21,46
то же в %	%	10,72
Потери в тепловых сетях АО «Мурманская ТЭЦ»	Гкал/час	9,13
то же в %	%	4,56
Потери в тепловых сетях АО «МЭС»	Гкал/час	12,33
то же в %	%	6,16
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	178,7
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	167,11
Резерв ("+)/ Дефицит("-")	Гкал/час	-33,08
	%	-19,79
Южная котельная		
Установленная мощность	Гкал/час	461,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	461,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	34,58
то же в %	%	7,50
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	426,4
Потери в тепловых сетях, в т.ч.	Гкал/час	19,39
то же в %	%	7,75
Потери в тепловых сетях АО «Мурманская ТЭЦ»	Гкал/час	7,68
то же в %	%	3,07
Потери в тепловых сетях АО «МЭС»	Гкал/час	11,71
то же в %	%	4,68
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	230,9
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	326,4
Резерв ("+)/ Дефицит("-")	Гкал/час	76,15
	%	23,33

Наименование источника	Ед. измерения	Значение показателя
Восточная котельная		
Установленная мощность	Гкал/час	390,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	390,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	41,18
то же в %	%	10,56
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	348,8
Тепловая мощность, получаемая от АО «Завод ТО ТБО»	Гкал/час	15,41
Потери в тепловых сетях, в т.ч.	Гкал/час	14,90
то же в %	%	10,43
Потери в тепловых сетях АО «Мурманская ТЭЦ»	Гкал/час	6,81
то же в %	%	4,77
Потери в тепловых сетях АО «МЭС»	Гкал/час	8,08
то же в %	%	5,66
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	127,97
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	248,8
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	121,4
	%	48,78
АО «МЭС»		
Котельная «Северная»		
Установленная мощность	Гкал/час	367,7
Располагаемая мощность	Гкал/час	341,2
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	13,11
то же в %	%	7,22
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	328,1
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	16,61
то же в %	%	9,86
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	151,9
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	298,1
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	129,61
	%	43,48
Котельная «Абрам-Мыс»		
Установленная мощность	Гкал/час	24,18
Располагаемая мощность	Гкал/час	21,89
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,40
то же в %	%	9,38
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	21,49
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,51
то же в %	%	13,38
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	3,32
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	6,49
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,67
	%	41,04
Котельная «Роста»		
Установленная мощность	Гкал/час	60,00
Располагаемая мощность	Гкал/час	55,16
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	2,40
то же в %	%	8,06
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	52,77
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	4,06
то же в %	%	14,84
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	23,29
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	25,27
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	-2,09
	%	-8,26

Наименование источника	Ед. измерения	Значение показателя
Котельная ТЦ «Росляково - 1»		
Установленная мощность	Гкал/час	50,40
Располагаемая мощность	Гкал/час	47,59
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	1,42
то же в %	%	5,74
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	46,17
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	2,94
то же в %	%	12,61
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	20,40
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	37,77
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	14,42
	%	38,18
Котельная ТЦ «Росляково Южная»		
Установленная мощность	Гкал/час	7,60
Располагаемая мощность	Гкал/час	7,34
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,10
то же в %	%	3,76
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	7,24
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,33
то же в %	%	12,79
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	2,22
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	6,64
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	4,10
	%	61,72
Котельная «Фестивальная»		
Установленная мощность	Гкал/час	9
Располагаемая мощность	Гкал/час	9
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,1
то же в %	%	2,72
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	8,9
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,24
то же в %	%	7,23
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	3,27
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	5,90
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,39
	%	40,51
МУП «МУК»		
Угольная котельная		
Установленная мощность	Гкал/час	3,13
Располагаемая мощность	Гкал/час	3,13
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,018
то же в %	%	1,9
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	3,11
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0
то же в %	%	0
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	0,93
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	1,86
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,93
	%	50,16
Дизельная котельная		
Установленная мощность	Гкал/час	2,06
Располагаемая мощность	Гкал/час	2,06
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,008
то же в %	%	0,9

Наименование источника	Ед. измерения	Значение показателя
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	2,05
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0
то же в %	%	0%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	0,83
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	1,03
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,20
	%	19,80
Котельная АО «Завод ТО ТБО»		
Установленная мощность	Гкал/час	54
Располагаемая мощность	Гкал/час	27
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	9
то же в %	%	36,8
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	18
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,05
то же в %	%	0,32
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	15,41
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,54
	%	14,11
Котельная АО «ММП»		
Установленная мощность	Гкал/час	20,78
Располагаемая мощность	Гкал/час	20,78
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	1,18
то же в %	%	6,9
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	19,6
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	1,87
то же в %	%	13,3
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	4,11
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	13,35
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	7,37
	%	55,22
ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК СФ		
Котельная №22		
Установленная мощность	Гкал/час	14,30
Располагаемая мощность	Гкал/час	14,30
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,33
то же в %	%	9,70
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	13,97
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,42
то же в %	%	15,81
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	2,64
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	3,57
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,52
	%	14,50
ИТОГО г. Мурманск		
Установленная мощность	Гкал/час	1750,15
Располагаемая мощность	Гкал/час	1686,44
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	109,14
то же в %	%	10,56
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	1577,30
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	123,50
то же в %	%	13,35
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	801,39

В балансе тепловой мощности и тепловой нагрузки Восточной котельной учтена тепловая мощность, получаемая котельной от завода ТБО и реализуемая потребителям Восточной котельной.

Тепловая нагрузка котельной АО «Завод ТО ТБО» не включена в итоговый баланс тепловой мощности источников и подключенной тепловой нагрузки, так как тепловая энергия, вырабатываемая на заводе ТБО, передается на Восточную котельную и реализуется потребителям Восточной котельной, таким образом, данная нагрузка учтена в реестре нагрузок АО «Мурманская ТЭЦ».

Ряд источников тепловой энергии, расположенных в границах города Мурманск, имеет несколько магистральных тепловых выводов. К таким источникам относятся: Мурманская ТЭЦ, Южная котельная, Восточная котельная и котельная «Северная».

Котельная «Северная» поставляет ряду потребителей тепловую энергию в паре по разветвленной сети паропроводов, проходящих по территории производственной зоны.

1.6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии от источников тепловой энергии

В таблице 133 приведен перечень резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии. Как видно из таблицы, дефицит тепловой мощности на источниках г.Мурманск наблюдается на Мурманской ТЭЦ и котельной «Роста», и составляет 33,08 Гкал/ч и 2,09 Гкал/ч соответственно.

Таблица 133 – Перечень резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии

Показатель	Размерность	Значение показателя
Мурманская ТЭЦ		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	-33,08
	%	-19,79
Южная котельная		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	76,15
	%	23,33
Восточная котельная		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	121,4
	%	48,78
Котельная «Северная»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	129,61
	%	43,48
Котельная «Абрам-Мыс»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,67
	%	41,04

Показатель	Размерность	Значение показателя
Котельная «Роста»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	-2,09
	%	-8,26
Котельная ТЦ «Росляково - 1»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	14,42
	%	38,18
Котельная ТЦ «Росляково Южное»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	4,10
	%	61,72
Котельная «Фестивальная»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,39
	%	40,51
Угольная котельная МУП «МУК»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,93
	%	50,16
Дизельная котельная МУП «МУК»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,20
	%	19,80
Котельная АО «Завод ТО ТБО»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,54
	%	14,11
Котельная АО «ММТП»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	9,44
	%	66,57
Котельная №22		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,51
	%	14,40

Большинство источников имеет значительный резерв установленной мощности, что связано с замедленными темпами развития города, начиная с 1990 года и отказом промышленных потребителей от технологического пара.

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

Передача тепловой энергии потребителям от источников тепловой энергии осуществляется по тепловым сетям посредством сетевых насосов, установленных как на источниках теплоснабжения, так и в отдельно стоящих насосных станциях. Насосные станции установлены как на подающих, так и на обратных трубопроводах.

Параметры работы головных участков тепловых сетей от источников теплоснабжения АО «Мурманская ТЭЦ» в зимний период приведены в таблице 134.

Таблица 134 – Параметры работы головных участков источников АО «Мурманская ТЭЦ»

Источник	P ₁ , кгс/см ²	P ₂ , кгс/см ²
Мурманская ТЭЦ	10,5	4,0
Южная котельная	11,5	6,5
Восточная котельная	12,0	6,0

Располагаемый напор на Мурманской ТЭЦ и Восточной котельной составляет 60 м в. ст., на Южной котельной – 50 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 135.

Таблица 135 – 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 136.

Таблица 136 – Гидравлический режим работы головных участков тепловых сетей АО «МЭС»

Источник	P ₁ , кгс/см ²	P ₂ , кгс/см ²
Котельная «Северная», в т.ч.	9,8	2,8
Головной участок	9,8	2,8
Луч 1 (Промзона)	9,8	2,8
Луч 2 (Промзона)	9,8	2,8
Котельная «Роста»	8	6
Котельная «Абрам-Мыс»	6	4,5
Котельная ТЦ «Росляково -1»	7,0	5,0
Котельная ТЦ «Росляково Южное»	5,0	3,0

Располагаемый напор на котельной «Северная» составляет 70 м в. ст, на котельной «Роста» – 20 м. в. ст, на котельной «Абрам-Мыс» – 15 м. в. ст.

Гидравлический режим работы тепловых сетей котельных МУП «МУК» представлен в таблице 137.

Таблица 137 – Гидравлический режим работы головных участков тепловых сетей котельных МУП «МУК»

Источник	P ₁ , кгс/см ²	P ₂ , кгс/см ²
Угольная котельная	4,5	2,3
Дизельная котельная	6	3

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

Пар по паропроводу от котельной АО «Завод ТО ТБО до Восточной котельной передается под давлением 11 кгс/см², расход пара составляет 25,5 т/ч. На завод ТО ТБО осуществляется 100% возврат конденсата, давление конденсата в конденсатопроводе на входе в завод ТО ТБО составляет 5,8 кгс/см².

Давление в подающем трубопроводе головного участка тепловых сетей котельной АО «ММТП» составляет 5,8 кгс/см², в обратном – 4,2 кгс/см². Располагаемый напор составляет 16 м в. ст.

Пар от котельной № 22 до бойлерной подается по паропроводу под давлением 14 кгс/см², возврат конденсата отсутствует.

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

1.6.4. Описание причины возникновения дефицита тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения

В границах города Мурманска расположены два источника с дефицитом тепловой мощности - Мурманская ТЭЦ и котельная «Роста».

Наличие дефицита тепловой мощности на Мурманской ТЭЦ подтверждается верхней срезкой температурного графика отпуска тепловой энергии потребителям.

Температурный график работы Мурманской ТЭЦ приведен на рисунке 50.

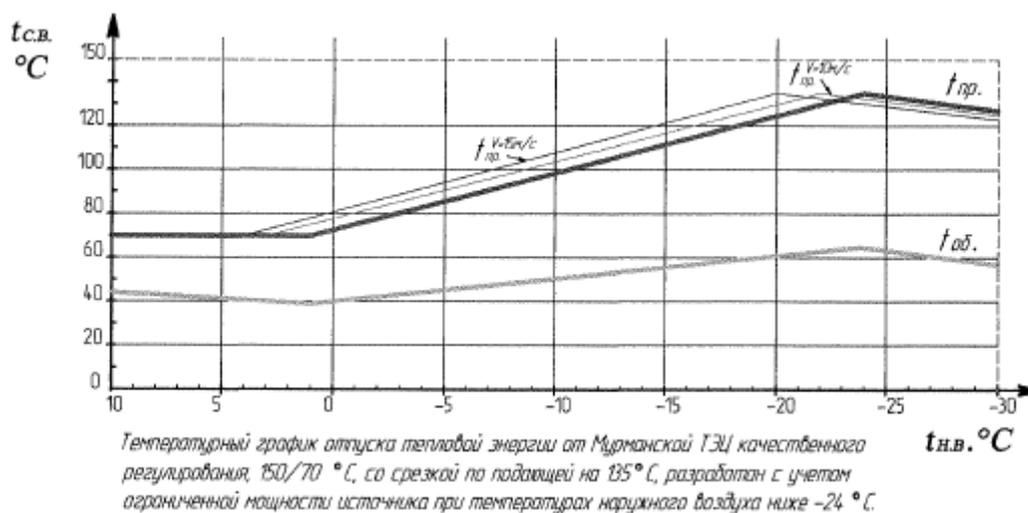


Рисунок 50 – Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии Мурманской ТЭЦ

При температуре наружного воздуха ниже минус 24°C наблюдается 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 котельной «Роста», имеют резерв тепловой мощности, сведения по которым представлены в п. 1.6.1

К зоне действия Мурманской ТЭЦ прилегают зоны действия следующих источников тепловой энергии: Восточная котельная и Южная котельная. Тепловые сети Мурманской ТЭЦ соединены с тепловыми сетями Южной и Восточной котельных.

Дефицит тепловой мощности нетто Мурманской ТЭЦ может быть полностью ликвидирован за счет расширения зон действия Восточной и Южной котельных и изменения гидравлического режима работы их тепловых сетей.

1.7. Балансы теплоносителя

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

1.7.1.1. АО «Мурманская ТЭЦ»

Мурманская ТЭЦ

На ТЭЦ для восполнения потерь теплоносителя используют химически подготовленную воду. В процессе водоподготовки применяется один из основных процессов для удаления из воды примесей – двухступенчатое Na - катионирование. Установка имеет производительность – 100 т/час. Для предупреждения коррозии металла конденсатно-питательного тракта котлов путем повышения значения рН питательной воды в соответствии с требованиями правил технической эксплуатации предусмотрена аммиачная обработка питательной воды. Исходная вода с жесткостью 300-400 мкг-экв/дм³ умягчается до величины жесткости 5 мкг-экв/дм³ и содержания кислорода 20 мкг/дм³ и используется в качестве добавочной для компенсации потерь оборотной воды на унос, испарение и безвозвратное потребление на технологические нужды, включая подпитку теплосети.

Характеристики оборудования ХВО приведены в таблице 138.

Таблица 138 – 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 - 6кг/см
Na-катионитовые фильтры ФИПа 2 ступени (№ 5,6,7,8,9)	диаметр фильтра - 1,5м высота фильтра - 3,0 м рабочее давление - 6кг/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(2шт.)	производительность - 6 м ³ /час
Ячейки мокрого хранения соли (2шт.)	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 139.

Таблица 139 – 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 140.

Таблица 140 – 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 141.

Таблица 141 – Технические характеристики установки ХВО на котельной «Северная»

Наименование оборудования	Технические характеристики
Na-катионитовые фильтры 1 ступени №1,2,3	диаметр фильтра - 3,0м высота фильтра - 4,46 м объем – 92м ³
Na-катионитовые фильтры 2 ступени №1,2	диаметр фильтра - 1,5м высота фильтра - 2,0 м объем – 92м ³
Na-катионитовые фильтры 2 ступени №3,4,5,6,7	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

Котельная «Роста»

На котельной для восполнения потерь теплоносителя используют химически обессоленную воду. В процессе водоподготовки применяется двухступенчатое Na - катионирование. Технические характеристики установки ХВО представлены в таблице 142.

Таблица 142 – 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 (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

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 143.

Таблица 143 – Технические характеристики установки ХВО на котельной «Абрам-Мыс»

Наименование оборудования	Технические характеристики
Na-катионитовые фильтры 1 ступени №1,2	диаметр фильтра – 1,0 м высота фильтра - 2,4 м объем – 92м ³
Na-катионитовый фильтр 2 ступени №3	диаметр фильтра – 1,5 м высота фильтра - 2,4 м объем – 92м ³
Бак солерастворитель	объем - 3 м ³

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 144.

Таблица 144 – Технические характеристики установки ХВО на котельной ТЦ «Росляково-1»

Наименование оборудования	Технические характеристики
Na-катионитовые фильтры 1 ступени №1,2,3	диаметр фильтра – 1,5м высота фильтра - 2,2 м объем – 3,9м ³

На котельной ТЦ «Росляково Южное» ХВО отсутствует.

1.7.1.3. МУП «МУК»

Установка ХВО предусмотрена на обеих котельных. Средний расход воды на ХВО в расчетном периоде на 2019 год составляет 12 тонн (угольная котельная). На угольной котельной МУП «МУК» также установлен бак взрыхления.

1.7.1.4. АО «ММТП»

На котельной для восполнения потерь теплоносителя используют химически обессоленную воду. В процессе водоподготовки применяется Na - катионирование.

Установлено 3 фильтра. Один фильтр находится постоянно в работе, другой фильтр - на промывке, третий - в резерве. Используется фильтрующий материал КУ-2-8. Исходная вода с жесткостью 300-400 мкг-экв/дм³ умягчается до величины жесткости 15 мкг-экв/дм³.

1.7.1.5. ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ

На котельной №22 предусмотрена установка ХВО использующая в качестве ионита сульфуголь. Средний расход воды на ХВО в расчетном периоде на 2019 год составляет 13,12 тонн. Технические характеристики установки ХВО представлены в таблице 145.

Таблица 145 – Технические характеристики установки ХВО на котельной №22 ЖКС №1 (филиала) ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ

Наименование оборудования	Технические характеристики
Na-катионитовые фильтры ФИПа 1 - 1,5-0,6-Na	диаметр фильтра - 1,5м высота фильтра - 2,0 м объем – 3,54 м ²
Na-катионитовые фильтры ФИПа 1 - 1,5-0,6-Na	диаметр фильтра - 1,5м высота фильтра - 2,0 м объем – 3,54 м ²
Na-катионитовые фильтры ФИПа 11 – 1,0-0,6-Na	диаметр фильтра - 1,0м высота фильтра - 2,0 м объем – 1,6 м ²
Na-катионитовые фильтры ФИПа 11 - 1,5-0,6-Na	диаметр фильтра - 1,0м высота фильтра - 2,0 м объем – 1,6 м ²
Бак солерастворитель	объем - 1 м ³

1.7.1.6. АО «Завод ТО ТБО»

На котельной завода ТО ТБО предусмотрена установка ХВО использующая в качестве ионита сульфуголь. Средний расход воды на ХВО в расчетном периоде на 2019 год составляет 790,5 тонн.

Производительность водоподготовительных установок источников тепловой энергии в г. Мурманск приведена в таблице 146.

Таблица 146 – Производительность водоподготовительных установок источников тепловой энергии в г. Мурманск

Тип и наименование источника	Производительность ВПУ, т/ч
Мурманская ТЭЦ	200
Южная котельная	275
Восточная котельная	100
АО «Завод ТО ТБО»	50

Тип и наименование источника	Производительность ВПУ, т/ч
Котельная «Северная»	800
Котельная «Роста»	200
Котельная «Абрам-Мыс»	25
Угольная котельная МУП «МУК»	-
Дизельная котельная МУП «МУК»	-
Котельная АО «ММТП»	40
Котельная ТЦ «Росляково-1»	3
Котельная ТЦ «Росляково Южное»	2
Котельная «Фестивальная»	
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 (м³/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:

$$G_3 = 0,0025 V_{TC} + G_M,$$

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_{TC} – объем воды в системах теплоснабжения, м³.

Для открытых систем теплоснабжения максимальный часовой расход подпиточной воды (G_3 , м³/ч) составляет:

$$G_3 = 0,0025 V_{TC} + G_{ГВМ},$$

где $G_{ГВМ}$ – максимальный расход воды на горячее водоснабжение, м³.

Расчетная производительность водоподготовительных установок теплоисточников г. Мурманск приведена в таблице 147.

Таблица 147 – Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети

Наименование величины	Ед. измерения	Мурманская ТЭЦ	Южная котельная	Восточная котельная	Котельная «Северная»	Котельная «Роста»	Котельная «Абрам-Мыс»	Угольная котельная МУП «МУК»	Дизельная котельная МУП «МУК»	Котельная АО «ММГП»	Котельная АО «Завод ТО ТБО»	Котельная ТЦ «Росляково -1»	Котельная ТЦ «Росляково Южное»	Котельная №22
Располагаемая производительность ВПУ	м ³ /ч	200	275	100	800	200	25	-	-	40	-	3	2	2
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Ед.	0	0	0	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Емкость баков аккумуляторов	тыс. м ³	0	0	0	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м ³ /ч	28,0	43,0	23,5	348,9	4,35	0,44	0,1	0,08	1,22	0,0005*	1,33	0,1	0,08
Нормативные утечки теплоносителя	м ³ /ч	28,0	43,0	23,5	26,6	4,35	0,44	0,1	0,08	1,22	0,0005*	1,33	0,1	0,08
Сверхнормативные утечки теплоносителя	м ³ /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)	м ³ /ч	0	0	0	322,34	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м ³ /ч	28,0	43,0	23,5	348,9	4,35	0,44	0,1	0	1,22	0,0005*	1,33	0,10	0,08
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м ³ /ч	223,95	344,4	187,8	561,3	34,8	3,52	0,8	0,64	9,76	-	10,6	0,77	0,64
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	м ³ /ч	172,0	232,0	76,5	451,1	195,7	24,6	-	-	38,8	-	1,7	1,9	1,9
Доля резерва	%	86	84	77	56	98	98	-	-	97	-	56	95	96

* Примечание – утечки в паропроводе и конденсатопроводе АО «Завод ТО ТБО» восполняются за счет мощности водоподготовительной установки Восточной котельной.

Все источники тепловой энергии имеют резерв производительности ВПУ, необходимый для возможности восполнения технологических потерь теплоносителя, включающих количество воды на наполнение трубопроводов и систем теплоснабжения 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 148.

Таблица 148 – Максимальный расход аварийной подпитки систем теплоснабжения г. Мурманск

Наименование источника системы теплоснабжения	Максимальный расход дополнительной аварийной подпитки, м³/ч
Мурманская ТЭЦ	223,95
Южная котельная	344,4
Восточная котельная	187,8
Котельная «Северная»	561,3
Котельная «Роста»	34,8
Котельная «Абрам-Мыс»	3,52
Угольная котельная МУП «МУК»	0,8
Дизельная котельная МУП «МУК»	0,64
Котельная АО «ММТП»	9,76
Котельная ТЦ «Росляково -1»	10,6
Котельная ТЦ «Росляково Южное»	0,77
Котельная №22	0,64

1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

1.8.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника теплоснабжения

На территории города Мурманска функционирует 14 источников тепловой энергии:

- Мурманская ТЭЦ;
- Восточная котельная;
- Южная котельная;
- АО «Завод ТО ТБО»;
- Котельная «Северная»;
- Котельная «Роста»;
- Котельная «Абрам-Мыс»;
- Котельная ТЦ «Росляково - 1»;
- Котельная ТЦ «Росляково Южное»;
- Котельная «Фестивальная»;
- Угольная котельная МУП «МУК»;
- Дизельная котельная МУП «МУК»;
- Котельная АО «ММТП»;
- Котельная №22.

1.8.1.1. Виды и количество используемого основного топлива на Мурманской ТЭЦ

Основным и резервным топливом на АО «Мурманская ТЭЦ» является мазут топочный 100, IV вида, малозольный в соответствии ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия».

Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на Мурманскую ТЭЦ за период с 2015 по 2019 гг., представлена в таблице 149.

Таблица 149 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2015	2016	2017	2018	2019
Низшая теплотворная способность (влажного топлива), ккал/кг	8 950	8 895	8 880	8 986	8 878

Топливо-энергетические балансы Мурманской ТЭЦ за 2015 - 2019 гг. представлены в таблице 150. Расход условного топлива на Мурманской ТЭЦ графически в виде диаграммы представлен на рисунке 51.

Таблица 150 – Топливо-энергетические балансы Мурманской ТЭЦ

Наименование показателя	Ед. измер.	2015	2016	2017	2018	2019
Расход топлива						
Условное топливо	Т у.т.	112 811	115 951,5	121371	114 654	117 625
Натуральное (сухое) топливо	т	88 232	91 249	95 675	89 315	92 743
Производство тепловой энергии	Гкал	781 173	784 372	815 437	765 378	781 948
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал	111 503	99 890	100 565	93 976	89 924
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	669 670	684 482	714 872	671 402	692 024



Рисунок 51 – 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, IV вида, малозольный в соответствии ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия». Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на Восточную котельную за период с 2015 по 2019 гг., представлена в таблице 151.

Таблица 151 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2015	2016	2017	2018	2019
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	8 901	8 889	9 000	9 054	8 878

Топливо-энергетические балансы Восточной котельной за 2015 - 2019 гг. представлены в таблице 152. Расход условного топлива Восточной котельной графически в виде диаграммы представлен на рисунке 52.

Таблица 152 – Топливо-энергетические балансы Восточной котельной

Наименование показателя	Ед. измер.	2015	2016	2017	2018	2019
Расход топлива:						
условного (мазут)	т.у.т.	70 711	71 963,83	75 133,3	70 168,5	73 333,5
натурального (сухое)	т	55 609	56 671	58 437	54 250	57 821
Производство тепловой энергии	Гкал	489 845	507 605	521 003	470 353	490 939
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал	54 645	61 364	58 904	47 480	51 835
Отпуск тепловой энергии с коллекторов	Гкал	435 200	453 872	46 3604	424 308	440 580
от сжигания топлива АО "Завод ТО ТБО"	Гкал	78 828	76 324	83 793	82 567	71 474
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	514 028	522 565	547 397	506 875	512 054



Рисунок 52 – 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, IV вида, малозольный в соответствии ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия». Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на Южную котельную за период с 2015 по 2019 гг., представлена в таблице 153.

Таблица 153 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2015	2016	2017	2018	2019
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	9 076	8 916	8 840	8 959	8 957

Топливо-энергетические балансы Южной котельной за 2015 - 2019 гг. представлены в таблице 154. Расход условного топлива Южной котельной графически в виде диаграммы представлен на рисунке 53.

Таблица 154 – Топливо-энергетические балансы Южной котельной

Наименование показателя	Ед. измер.	2015	2016	2017	2018	2019
Расход топлива						
условного	т.у.т.	139 026	141 383,61	146 214,9	139 647,8	144 211,5
натурального (мазут)	т	107 226	111 001	115 781	109 112	112 703
Производство тепловой энергии	Гкал	936 590	968 850	100 8807	947 627	984 017
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал	66 099	67 152	72 348	67 965	71 841
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	870 491	901 698	934 401	877 785	910 176



Рисунок 53 – Расход условного топлива на Южной котельной

1.8.1.4. Виды и количество используемого основного топлива завода ТО ТБО

Мусоросжигательный завод предназначен для сжигания несортированных твердых бытовых отходов (ТБО). Дополнительным топливом для стабилизации горения и растопки котлов служит топочный мазут марки М-100.

Калорийность ТБО колеблется от 1300 ккал/кг до 1400 ккал/кг, в среднем калорийность составляет 1350 ккал/кг. Низшая теплота сгорания топочного мазута М-100 составляет 9526 ккал/кг.

Топливо-энергетические балансы котельной АО «Завод ТО ТБО» за 2015 – 2019 гг. представлены в таблице 155. Расход условного топлива на котельной АО «Завод ТО ТБО» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 54.

Таблица 155 – Топливо-энергетические балансы котельной АО «Завод ТО ТБО»

Наименование показателя	Ед. измер.	2015	2016	2017	2018	2019
Расход топлива						
Твердого (ТБО)						
твердого топлива	т	77 624	67 784	63 480	65 236	74 909
условного	т.у.т	17 742,6	18 510	12 696	13 047,2	14 981,8
Жидкого (мазут)						
жидкого	т	244	223	219	340,8	390
условного	т.у.т	331	305	298	463	530
Производство тепловой энергии	Гкал	129 284	121 641	127 555	130 798	113 495
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	78 827	76 324	85 298	84 002	72 950



Рисунок 54 – Расход условного топлива на котельной АО «Завод ТО ТБО»

1.8.1.5. Виды и количество используемого основного топлива котельной «Северная»

На котельной «Северная» в качестве основного топлива используется топочный мазут марки М-100. Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на котельную за период с 2015 по 2019 гг., представлена в таблице 156.

Таблица 156 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2015	2016	2017	2018	2019
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	9 580	9 641	9 480	9 461	9 509

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

Топливо-энергетические балансы котельной «Северная» за 2015 - 2019 гг. представлены в таблице 157. Расход условного топлива на котельной «Северная» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 55.

Таблица 157 – Топливо-энергетические балансы котельной «Северная»

Наименование показателя	Ед. измер.	2015	2016	2017	2018	2019
Расход топлива						
условного	т.у.т.	96 975	98 245,7	102 986,5	98 976,16	102 816,58
натурального (мазут)	т	70 857	71 336,1	76 047,79	73 226,79	75 691
Производство тепловой энергии	Гкал	601 554	600 186	626 203	599 068	639 015
Собственные нужды	Гкал	32 900	31 972	33 261	31 883	46 158
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	569 357	568 214	592 942	567 185	591 857



Рисунок 55 – Расход условного топлива на котельной «Северная»

1.8.1.6. Виды и количество используемого основного топлива котельной «Роста»

На котельной «Роста» в качестве основного топлива используется топочный мазут марки М-100. Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на котельную «Роста» за период с 2015 по 2019 гг., представлена в таблице 158.

Таблица 158 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2015	2016	2017	2018	2019
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	9 576	9 642	9 482	9 462	9 512

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

Топливо-энергетические балансы котельной «Роста» за 2015 – 2019 гг. представлены в таблице 159. Расход условного топлива котельной «Роста» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 56.

Таблица 159 – Топливо-энергетические балансы котельной «Роста»

Наименование показателя	Ед. измер.	2015	2016	2017	2018	2019
Расход топлива						
условного	т.у.т.	16 645	16 788,8	17 331,66	17 993,86	17 045,86
натурального (мазут)	т	12 168	12 188,67	12 795,53	13 312,12	12 544,85
Производство тепловой энергии	Гкал	109 051	106 889	108 065	103 785	104 829
Собственные нужды	Гкал	10 788	10 585	9 916	9 036	8 445
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	98 263	96 304	98 149	94 749	96 384



Рисунок 56 – Расход условного топлива на котельной «Роста»

1.8.1.7. Виды и количество используемого основного топлива котельной «Абрам-Мыс»

На котельной «Абрам-Мыс» в качестве основного топлива используется топочный мазут марки М-100. Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на котельную «Абрам-Мыс» за период с 2015 по 2019 гг., представлена в таблице 160.

Таблица 160 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2015	2016	2017	2018	2019
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	9 579	9 651	9 481	9 464	9 510

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

Топливо-энергетические балансы котельной «Абрам-Мыс» за 2015 - 2019 гг. представлены в таблице 161. Расход условного топлива котельной «Абрам-Мыс» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 57.

Таблица 161 – Топливо-энергетические балансы котельной «Абрам-Мыс»

Наименование показателя	Ед. измер.	2015	2016	2017	2018	2019
Расход топлива						
условного	т.у.т.	3 101	3 086,77	2 997,85	2 903,11	2 985,53
жидкого (мазут)	т	2 266	2 238,84	2 213,31	2 147,25	2 197,50
Производство тепловой энергии	Гкал	15 985	15 639	15 484	15 010	15 016
Собственные нужды	Гкал	1 941	1 886	1 922	1 816	1 409
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	14 044	13 753	13 562	13 194	13 607



Рисунок 57 – Расход условного топлива на котельной «Абрам-Мыс»

1.8.1.8. Виды и количество используемого основного топлива котельной ТЦ «Росляково-1»

На котельной ТЦ «Росляково-1» в качестве основного и резервного топлива используется топочный мазут марки М-100.

Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на котельную за период с 2015 по 2019 гг., представлена в таблице 162.

Таблица 162 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2015	2016	2017	2018	2019
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	9 551	9 658	9 481	9 463	9 519

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

Топливо-энергетический баланс котельной ТЦ «Росляково-1» за 2015-2019 гг. представлены в таблице 163. Расход условного топлива котельной ТЦ «Росляково -1» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 58.

Таблица 163 – Топливо-энергетические балансы котельной ТЦ «Росляково-1»

Наименование показателя	Ед. измер.	2015	2016	2017	2018	2019
Расход топлива:						
условного топлива	т.у.т.	15 400,6	14 738,8	15 942,04	15 436,9	15 676,2
жидкого топлива (мазут)	т	11 286,9	10 682,7	11 770,41	11 418,6	11 528
Производство тепловой энергии	Гкал	92 322	90 514	92 278	80 414	86 853
Собственные нужды	Гкал	9 140	8 390	5 762	5 063	4 985
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	83 182	82 124	86 516	75 351	81 868



Рисунок 58 – Расход условного топлива на котельной ТЦ «Росляково-1»

1.8.1.9. Виды и количество используемого основного топлива котельной ТЦ «Росляково Южное»

На котельной ТЦ «Росляково Южное» в качестве основного топлива используется уголь.

Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на котельную за период с 2015 по 2019 гг., представлена в таблице 164.

Таблица 164 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2015	2016	2017	2018	2019
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	5 520	5 292	5 180	5 188	5 050

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

Топливо-энергетический баланс котельной ТЦ «Росляково Южное» за 2015-2019 гг. представлены в таблице 165. Расход условного топлива котельной ТЦ «Росляково Южное» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 59.

Таблица 165 – Топливо-энергетический баланс котельной ТЦ «Росляково Южное»

Наименование показателя	Ед. измер.	2015	2016	2017	2018	2019
Расход топлива:						
условного топлива	т.у.т.	3 776,25	3 709,02	3 252,17	2 796,66	3 754,07
твердого топлива)	т	4 788,63	4 906,2	4 394,84	3 773,54	5 203,76
Производство тепловой энергии	Гкал	13 833	15 440	9 072	8 631	9 281
Собственные нужды	Гкал	605	618	350	294	349
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	13 228	14 822	8 722	8 337	8 932



Рисунок 59 – Расход условного топлива на котельной ТЦ «Росляково Южное»

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 2015 по 2019 гг., представлена в таблице 166.

Таблица 166 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2015	2016	2017	2018	2019
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	5 500	5 500	5 500	5 390	5 390

Топливо доставляется железнодорожным транспортом. Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Топливо-энергетические балансы угольной котельной МУП «МУК» за 2015 - 2019 гг. представлены в таблице 167. Расход условного топлива котельной МУП «МУК» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 60.

Таблица 167 – Топливо-энергетический баланс угольной котельной МУП «МУК»

Наименование показателя	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019
Расход топлива						
условного	т.у.т	2 101,85	2 127,7	2 009,81	1 761,68	1 868,0
твердого (уголь)	т	2 675,08	2 707,96	2 610,14	2 287,90	2 425,95
Производство тепловой энергии	Гкал	4 487,612	4 547,47	4 464,61	3 841,39	4 099,13
Собственные нужды	Гкал	85,26	86,39	84,83	73,46	77,88
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	4 402,356	4 461,07	4 379,78	3 767,94	4 021,25



Рисунок 60 – Расход условного топлива на угольной котельной МУП «МУК»

1.8.1.11. Виды и количество используемого основного топлива дизельной котельной МУП «МУК»

На дизельной котельной МУП «МУК» в пос. Дровяное в качестве основного топлива используется топливо дизельное Л-0,2-62.

Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на котельную за период с 2015 по 2019 гг., представлена в таблице 168.

Таблица 168 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2015	2016	2017	2018	2019
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	10 023	10 023	10 023	10 150	10 150

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

Топливо-энергетические балансы дизельной котельной МУП «МУК» за 2015 - 2019 гг. представлены в таблице 169. Расход условного топлива котельной МУП «МУК» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 61.

Таблица 169 – Топливо-энергетический баланс дизельной котельной МУП «МУК»

Наименование показателя	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019
Расход топлива						
условного	т.у.т	505,85	411	412,6	434,6	495,6
жидкого топлива (диз.топливо)	т	353,283	287,04	288,1	299,7	341,8
Производство тепловой энергии	Гкал	3 240,87	2 698,9	2 690,0	2 821,0	3 239,8
Собственные нужды	Гкал	29,17	24,3	24,2	25,4	29,2
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	3 211,7	2 674,6	2 665,8	2 795,6	3 210,7



Рисунок 61 – Расход условного топлива на дизельной котельной МУП «МУК»

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 2015 по 2019 гг., представлена в таблице 170.

Таблица 170 – Низшая теплотворная способность (влажного топлива)

Год	2015	2016	2017	2018	2019
Низшая теплотворная способность (влажного топлива), ккал/кг	9 997	9 596	9 717	9 420	9 590

Топливо-энергетические балансы котельной АО «ММТП» за 2015 - 2019 гг. представлены в таблице 171. Расход условного топлива котельной АО «ММТП» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 62.

Таблица 171 – Топливо-энергетические балансы котельной АО «ММТП»

Наименование показателя	Ед. измер.	2015	2016	2017	2018	2019
Расход топлива						
жидкого топлива (мазут)	т	2585,46	2396,86	2286,87	2209,70	2247,28
условного топлива	т у.т.	3542,08	3283,70	3133,01	3027,29	3078,77
Производство тепловой энергии	Гкал	19217,35	17888,99	19003,99	18342,78	18778,75
Собственные нужды	Гкал	1 218,77	1 431,12	1 319,28	1 267,02	1 297,13
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	17998,58	16457,87	17684,71	17075,76	17481,62



Рисунок 62 – 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, составляет 9 900 Ккал/кг. Сведения об особенностях поставок топлива в зимние периоды отсутствуют.

Топливо-энергетические балансы котельной №22 за 2015 - 2019 гг. представлены в таблице 172 (данные за 2017-2018 гг.) отсутствуют. Котельная передана в эксплуатацию в 2017 году.

Таблица 172 – Топливо-энергетические балансы котельной №22

Наименование показателя	Ед. измер.	2015*	2016	2017	2018	2019
Расход топлива:						
условного топлива	т.у.т.	601,13	2970	н/д	н/д	2601,2
жидкого топлива (мазут)	т	422,81	2168	н/д	н/д	1839,23
Производство тепловой энергии	Гкал	2794,01	14356	н/д	н/д	20994,53
Собственные нужды	Гкал	15,66	1093	н/д	н/д	1790,58
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	2778,35	13263	н/д	н/д	19203,95

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, IV вида, 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, IV вида, малозольный в соответствии ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия». Исключение составляют угольная котельная МУП «МУК» и дизельная котельная МУП «МУК», на которых в качестве топлива используется каменный уголь и дизельное топливо соответственно. На котельной АО «Завод ТО ТБО» в качестве сжигаемого топлива используются несортированные твердые бытовые отходы.

В качестве основного и резервного топлива на котельных АО «Мурманская ТЭЦ», АО «МЭС» (кроме котельной ТЦ «Росляково Южное») используется мазут марки М-100 калорийностью 9534 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 63.

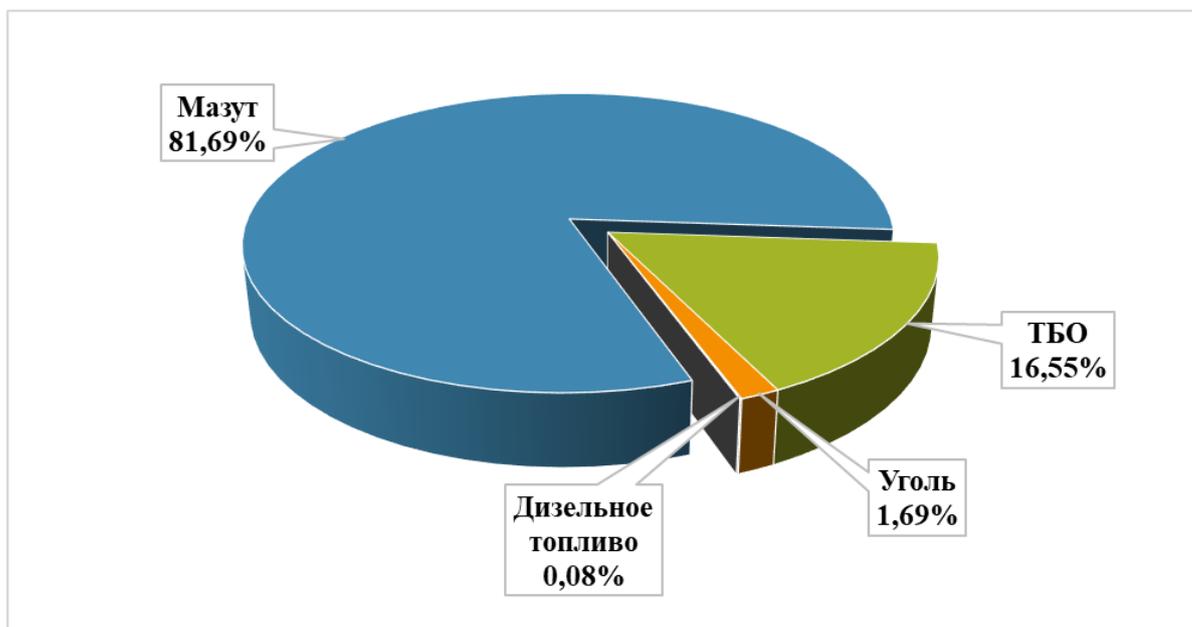


Рисунок 63 – Количественное соотношение видов топлива, используемых на источниках тепловой энергии города Мурманска

Ниже представлены паспорта качества топлива, используемого на источниках АО «Мурманская ТЭЦ», АО «МЭС», АО «ММТП» и ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ.

Общество с ограниченной ответственностью «НС-Ойл»
Испытательная лаборатория нефти и нефтепродуктов
Сертификат соответствия № РОСС RU.АЕ56. Н22018 (19.10.18-18.10.2021 г.)
Декларация о соответствии ЕАЭС N RU Д-РУ.АЕ56. В02368/19
ПАСПОРТ КАЧЕСТВА № 237

Наименование продукции: **Мазут прямой гонки ТУ 19.20.28-009-25408280-2018 ОКПД2 19.20.28.113**

Назначение: Мазут прямой гонки предназначен для транспортных средств, получения битумов, может быть использован в качестве печного и котельного топлива в промышленных условиях.

Соответствует Техническому регламенту Таможенного союза «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (ТР ТС013/20112 от 18.10.2011 г. №826 прил.4)

Завод-изготовитель: (организация нефтепродуктообеспечения): ООО «НС-Ойл»

Почтовый адрес: Россия, 433870, Ульяновская обл., р.п. Новоспаское, ул. Заводская ба

Дата изготовления: 13.09.2019 г.

Дата отбора пробы: 13.09.2019 г.

Дата проведения испытаний: 14.09.2019 г.

Место отбора пробы: объединенная проба из вагоноцистерн: № 73768889; 74911611; 75119826; 50352962; 75134288; 75041178.

Масса нетто: 386 385 (кг)

Таблица физико-химических показателей

№	Наименование показателей	Единица измерения	Норма по (ТР ТС 013 \2011 №826) (приложение № 4)	Норма по ТУ 19.20.28-009-25408280-2018	Метод испытания	Фактические показатели
1 *	Фракционный состав, Выход фракций до 350 С	%	Не более 17	Не нормируется	ГОСТ 33359-2015	менее 1
2	Массовая доля воды, не более	%	-	Не более 1,5	ГОСТ 2477	0,03
3	Массовая доля серы, не более	%	3,5	3,5	ГОСТ Р 51947	1,263
4*	Содержание сероводорода, не более	ppm	10 ppm	Не нормируется	ГОСТ 17323	0,8
5	Температура вспышки в открытом тигле, не ниже	°С	90	-	ГОСТ 4333	216
6	Плотность при 20°С	кг/м ³	-	Не нормируется Определение обязательно	ГОСТ 3900	921,8
7*	Вязкость кинематическая при 80С, не более	сСт	-	130	ГОСТ 3300	52,2
8	Внешний вид и цвет		-	Темная вязкая жидкость	Визуальный осмотр	Темная вязкая жидкость
9*	Зольность, не более	% (масс/масс)	-	0,2	ГОСТ 1461	0,033

Закключение: Мазут прямой гонки соответствует ТУ 19.20.28-009-25408280-2018. Соответствует Техническому регламенту Таможенного союза «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (ТР ТС013/20112 от 18.10.2011 г. №826 прил.4)

Информация для потребителя. Мазут не содержит присадок.

Горючая жидкость! Предельно-допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны 300 мг/м³ в соответствии с 12.1.005.

Малоопасное вещество (по воздействию на организм) класс опасности 4 по ГОСТ 12.1.007. Маркировка, хранение, транспортирование по ГОСТ 1510. Меры безопасности: при применении топлива использование СИЗ кожи рук, спецодежды, спецобуви по ГОСТ 12.4.103 и ГОСТ 12.4.011. Гарантийный срок хранения топлива 2 (года) со дня изготовления.

* - Анализ выполняется в субконтрактной лаборатории ИЦ Филиала АО «СЖС Восток Лимитед» в г. Новокуйбышевск по договору с АО «СЖС Восток-Лимитед» Дог. №SA-998-OGC-SA-15» от 14.08.2015 г.



м.п.

Начальник лаборатории: Савранчук Н.И.

Лаборант: Золотарева Н.А.

Дата выдачи паспорта:

Савранчук Н.И.

Золотарева Н.А.

14.09.2019 г.



Выполнен публичным акционерным обществом
«Акционерная нефтяная компания «Башнефть» «Башнефть-ИИП»
Юридический адрес:
Республиканский федерации, 450173, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Карла Маркса, д.30, п.1
Адрес производственный:
Республиканский федерации, 450028, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Хлыновская, 74
e-mail: info_bnf@bashneft.ru, тел. 8(347)242-55-17, факс 8(347)242-55-73
Исполнительный центр – управление контроля качества (ИЦК)
Республиканский федерации, 450028, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Хлыновская, 74
e-mail: info_bnf@bashneft.ru, тел. 8(347)242-55-17, факс 8(347)242-55-73

ПАСПОРТ № 1604

Мазут топочный 100, 3,50%, зольный, 25 °С по ГОСТ 10585-2013

Документ о соответствии ЕАЭС и ЕВРО Д-РО.АД.06.005832
Срок действия - по 14.03.2021



Обозначение документа, устанавливающего требования к качеству:
Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О требованиях к
качеству топлива и авиационному топливу, авиационному топливу, авиационному
топливу для двигателей и мазуту» (Российский Коллектив Таможенного союза от 16.10.2010 г.)
№ 370 (Применение 0)
ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия»
код ОКП 021 10 20 20 113
номер партии: 1604
дата изготовления: 16.03.2018
Классификация изделия: 2547-100-0
Масса нетто (по ГОСТ 2157-2012): 2000 кг
Средняя температура: 20,0 ± 0,1 °С
Дата анализа: 16.03.2018
Дата окончания испытаний: 16.03.2018
Паспорт № 1604 выдан в соответствии с требованиями ст. 15.02.70.01 № 1004

Номер показателя	Метод испытаний	Норма по ТР ТС 012/2011	Норма по ГОСТ 10585-2013	Фактическое значение
1. Вязкость условная при 100 °С, г/см ² 80	ГОСТ 8220-85	-	не более 6,50	6,0
2. Зольность, % для мазута: общего	ГОСТ 1441-75	-	не более 0,14	0,10
3. Массовая доля минеральной примеси, %	ГОСТ 6370-83	-	не более 1,0	0,10
4. Массовая доля воды, %	ГОСТ 2407-2014	-	не более 1,0	0,1
5. Содержание окислительных кислот и соединений	ГОСТ 9207-74	-	по согласию	по согласию
6. Массовая доля серы, %	ГОСТ 30179-2013	не более 3,5	не более 3,50	3,33
7. Массовая доля сероводорода, мг/л (мг/л)	ГОСТ 32509-2013	не более 10	не более 10	9,1
8. Температура вспышки в открытом тигле, °С	ГОСТ 4333-2014	-	не менее 50	150
9. Температура застывания, °С	ГОСТ 20882-91	-	не менее 25	9
10. Температура хранения (подачи) и пересылки на другое топливо (нефтепродукты), °С	ГОСТ 21261-91	-	-	-
11. Плотность при 15°С, кг/л	ГОСТ Р 51085-97	-	не менее 0,8290	0,830
12. Вязкость динамическая при 150 °С, % об.	ГОСТ 30150-89Б ASTM D 3150-13	не более 17	-	12,0
			не более 17	12,0

Вид топлива: Мазут топочный 100, 3,50%, зольный, 25 °С по ГОСТ 10585-2013

Содержание документа:

- Технические регламент Таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О требованиях к качеству топлива и авиационному топливу, авиационному топливу, авиационному топливу для двигателей и мазуту» (Общественное техническое регулирование) от 16.10.2010 г. № 370 (применение 0);
 - ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия».
- Содержание и условия поставки:**
- продукт не сертифицирован;
- Поставщик:**
- поставщик № 10 является производителем по условиям договоров и контрактов на поставку мазута;
 - транспортировка и хранение по ГОСТ 1613-84;
 - по условиям Договора ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-ИИП» гарантируется соответствие качества мазута требованиям Таможенного союза ТР ТС 012/2011 в течение 3 лет со дня изготовления при соблюдении обязательных требований транспортировки и хранения по ГОСТ 1613-84.
- всего: Башкортостан № 0013/04-03.01.0403



Исполнительный центр
Старший лаборант
16.03.2018

подпись: 14/03/2018
Исполнительный центр

Скоп

Рисунок 64 – Паспорт качества топлива, используемого на источниках АО «Мурманская ТЭЦ»

МЭС

184



Филиал государственного акционерного общества
«Анаксонская нефтяная компания «Башнефть» «Башнефть-Новый»
Юридический адрес:
Российская Федерация, 450077, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Карла Маркса, д.30, к.1
Адрес производства:
Российская Федерация, 450037, Республика Башкортостан, г. Уфа-37
e-mail: bnf-novoi@bashneft.ru, тел. 8(347)269-62-35, факс 8(347)269-61-55
Испытательный центр – управление контроля качества (ЦКК)
Российская Федерация, 450037, Республика Башкортостан, г. Уфа-37
e-mail: bnf-novoi@bashneft.ru, тел. 8(347)269-62-35, факс 8(347)269-61-55

ПАСПОРТ № 4283

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»
Декларация о соответствии ЕАЭС N RU Д-РУ.АЯ36.В.08830
Срок действия - по 14.03.2021



Код ОКПД: 19.20.28.113
Номер пасты: 4283
Дата изготовления: 15.08.2019
Пазмо пасты (масса): 6413 т
Место отбора пробы (по ГОСТ 2517-2012): резервуар № 124
Уровень заполнения: 823 см
Дата отбора пробы: 15.08.2019
Дата проведения испытаний: 15.08.2019
Достоверность на основании: протокол испытаний от 15.08.2019 № 4283

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	6,3
2. Зольность, %, для мазута: зольного	ГОСТ 1461-75	-	не более 0,14	0,130
3. Массовая доля механических примесей, %	ГОСТ 6370-83	-	не более 1,0	0,68
4. Массовая доля воды, %	ГОСТ 2477-2014	-	не более 1,0	0,3
5. Содержание водорастворимых кислот и щелочей	ГОСТ 6307-75	-	отсутствие	отсутствие
6. Массовая доля серы, %	ГОСТ 32139-2013	не более 3,5	не более 3,50	3,37
7. Содержание сероводорода, ppm (мг/кг)	ГОСТ 32505-2013	не более 10	не более 10	5,2
8. Температура вспышки в открытом тигле, °С	ГОСТ 4333-2014	не ниже 90	не ниже 110	122
9. Температура застывания, °С	ГОСТ 20287-91 (метод Б)	-	не выше 25	17
10. Теплота сгорания (низшая) в пересчете на сухое топливо (небракующая), МДж/кг, для мазута с содержанием серы, %: 3,50	ГОСТ 21261-91	-	не менее 39500	39420
11. Плотность при 15 °С, кг/м³	ГОСТ Р 51069-97	-	не нормируется, определение обязательно	1008,1
12. Выход фракции, выкипающей до 300 °С, % об.	ГОСТ 33159-2015 ASTM D 1160-18	не более 17	-	16,0 16,0

Дополнительно: 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:**
- поглотитель сероводорода "EMASORB" марки 124 в количестве до 0,13 % масс.
- Дополнительная информация:**
- показатель по п.10 является бракованным по условиям договоров и контрактов на поставку мазута;
 - транспортирование и хранение по ГОСТ 1510-84;
 - изготовитель филиал ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-Новый» гарантирует соответствие качества мазута требованиям ГОСТ 10585-2013 в течение 5 лет со дня изготовления при соблюдении потребителем условий транспортирования и хранения по ГОСТ 1510-84;
 - паспорт безопасности № 001135645.02.38366.



Исполнитель лаборатория
Старший лаборант
Дата выдачи паспорта 15.08.2019

Подпись: Михеева Л.С.
Тимофеева Л.С.

Рисунок 65 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной «Роста»



Филиал государственного учреждения
«Акционерная нефтяная компания «Башнефть» «Башнефть-Новоросия»
Юридический адрес:
Российская Федерация, 450077, Республика Башкортостан, г.Уфа, ул.Кара Марка, д.30, к.1
Адрес производства:
Российская Федерация, 450037, Республика Башкортостан, г. Уфа-37
e-mail: bnf-novoi@bashneft.ru, тел. 8(347)269-82-38, факс 8(347)269-81-55
Испытательный центр – управление контроля качества (ЦКК)
Российская Федерация, 450037, Республика Башкортостан, г. Уфа-37
e-mail: bnf-novoi@bashneft.ru, тел. 8(347)269-82-38, факс 8(347)269-81-55

ПАСПОРТ № 4714

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 кавитру» (Решение Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011г. № 826) (Приложение 4);
ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия»

Декларация о соответствии ЕАЭС N RU Д-РУ.АЯ36.В.06830
Срок действия - по 14.03.2021



Код ОКПД2: 19.20.28.113
Номер паспорта: 4714
Дата изготовления: 03.09.2019
Размер партии (масса): 8424 т
Место отбора пробы (по ГОСТ 2517-2012): резервуар № 124
Уровень исполнения: 523 см
Дата отбора пробы: 03.09.2019
Дата проведения испытаний: 03.09.2019
Испыт. выдан на основании: протокол испытаний от 03.09.2019 № 4714

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 5258-85	-	не более 6,80	5,6
2. Зольность, %, для мазута: зольного	ГОСТ 1461-75	-	не более 0,14	0,12
3. Массовая доля механических примесей, %	ГОСТ 6376-83	-	не более 1,0	0,72
4. Массовая доля воды, %	ГОСТ 2477-2014	-	не более 1,0	0,3
5. Содержание водородсодержащих кислот и щелочей	ГОСТ 6307-75	-	отсутствует	отсутствует
6. Массовая доля серы, %	ГОСТ 32139-2013	не более 3,5	не более 3,50	3,21
7. Содержание сероводорода, ppm (мг/кг)	ГОСТ 32505-2013	не более 10	не более 10	5,4
8. Температура вспышки в открытом тигле, °С	ГОСТ 4333-2014	не ниже 90	не ниже 110	120
9. Температура застывания, °С	ГОСТ 20287-91 (метод В)	-	не выше 25	17
10. Теплота сгорания (нижняя) в пересчете на сухое топливо (небракованная), кДж/кг, для мазута с содержанием серы, %: 3,50	ГОСТ 21261-91	-	не менее 39900	39420
11. Плотность при 15 °С, кг/м³	ГОСТ Р 51069-97	-	не нормируется, определено обязательно	1019,0
12. Выход фракции, выкипающей до 350 °С, % об.	ГОСТ 33389-2015 ASTM D 1160-18	не более 17	-	15,0
		-	не более 17	15,0

Заключение: Мазут топочный 100, 3,50%, зольный, 25 °С по ГОСТ 10585-2013 соответствует требованиям:

содержащим 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 кавитру» (Решение Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011г. № 826) (Приложение 4);
- ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия».

Сведения о наличии примесей в топливе:

- содержание сероводорода "SULFUR" марки 124 в количестве до 0,11 % масс.

Дополнительная информация:

- показатель по п.10 является браковочным по условиям договоров и контрактов на поставку мазута;

- транспортирование и хранение по ГОСТ 1510-84;

- изготовитель филиал ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-Новоросия» гарантирует соответствие качества мазута требованиям ГОСТ 10585-2013 в течение 5 лет со дня изготовления при соблюдении потребителем условий транспортирования и хранения по ГОСТ 1510-84;

- паспорт безопасности № 00135945.02.38366.



Начальник лаборатории
Старший лаборант
Дата выдачи паспорта 03.09.2019

подпись: Мисева Л.В.
Бамбулатов З.Б.

Рисунок 66 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной «Северная» и котельной «Абрам-Мыс»



филиал публичного акционерного общества
 «Акционерная нефтяная компания «Башнефть» «Башнефть-Новый»
 Юридический адрес:
 Российская Федерация, 450077, Республика Башкортостан, г.Уфа, ул.Карла Маркса, д.30, к.1
 Адрес производства:
 Российская Федерация, 450037, Республика Башкортостан, г. Уфа-37
 e-mail: bnf-novoi@bashneft.ru, тел. 8(347)269-82-38, факс 8(347)269-81-55
 Испытательный центр – управление контроля качества (ЦКК)
 Российская Федерация, 450037, Республика Башкортостан, г. Уфа-37
 e-mail: bnf-novoi@bashneft.ru, тел. 8(347)269-82-38, факс 8(347)269-81-55

ПРИЛОЖЕНИЕ К ПАСПОРТУ № 4714

Мазут топочный 100, 3,50%, зольный, 25 °С по ГОСТ 10585-2013

№ п/п	Обозначение законодательного акта, нормативного документа или свода правил	Сведения, необходимые для описания товаров		
		Наименование показателя	Метод испытания	Фактическое значение
1.	Налоговый кодекс Российской Федерации, статья 181, п.1, п.1.1	Плотность при 20 °С, кг/м³ Агрегатное состояние при температуре 20 °С и давлении 760 мм рт.ст.	ГОСТ 3900-85	1015 жидкость



Начальник лаборатории
 Старший лаборант
 Дата выдачи паспорта 03.09.2019

подпись: Микеева Л.В.
 Бибулатова З.Б.

Рисунок 67 – Приложение к паспорту используемого топлива на котельной «Северная» и котельной «Абрам-Мыс»

Общество с ограниченной ответственностью «НС-Ойл»
Испытательная лаборатория нефти и нефтепродуктов
Сертификат соответствия № РОСС RU.AE56. H22018 (19.10.18-18.10.2021 г.)
Декларация о соответствии ЕАЭС N RU Д-РУ.AE56. B02368\19
ПАСПОРТ КАЧЕСТВА № 237

Наименование продукции: **Мазут прямой горки ТУ 19.20.28-009-25408280-2018 ОКПД2 19.20.28.113**
Назначение: Мазут прямой горки предназначен для транспортных средств, получения битумов, может быть использован в качестве печного и котельного топлива в промышленных условиях.
 Соответствует Техническому регламенту Таможенного союза «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (ТР ТС 013/20112 от 18.10.2011 г. №826 прил.4)
Завод-изготовитель: (организация нефтепродуктообеспечения); ООО «НС-Ойл»
Почтовый адрес: Россия, 433870, Ульяновская обл., р.п. Новоспасское, ул. Заводская 6а
Дата изготовления: 13.09.2019 г.
Дата отбора пробы: 13.09.2019 г.
Дата проведения испытаний: 14.09.2019 г.
Место отбора пробы: объединенная проба из вагоноцистерн: № 73768889; 74911611; 75119826; 50352962; 75134288; 75041178.
Масса нетто: 386 385 (кг)

Таблица физико-химических показателей

№	Наименование показателей	Единица измерения	Норма по (ТР ТС 013 \2011 №826) (приложение № 4)	Норма по ТУ 19.20.28-009-25408280-2018	Метод испытания	Фактические показатели
1 *	Фракционный состав, Выход фракций до 350 С	%	Не более 17	Не нормируется	ГОСТ 33359-2015	менее 1
2	Массовая доля воды, не более	%	-	Не более 1,5	ГОСТ 2477	0,03
3	Массовая доля серы, не более	%	3,5	3,5	ГОСТ Р 51947	1,263
4*	Содержание сероводорода, не более	ppm	10 ppm	Не нормируется	ГОСТ 17323	0,8
5	Температура вспышки в открытом тигле, не ниже	°С	90	-	ГОСТ 4333	216
6	Плотность при 20°С	кг/м ³	-	Не нормируется Определение обязательно	ГОСТ 3900	921,8
7*	Вязкость кинематическая при 80С, не более	сСт	-	130	ГОСТ 3300	52,2
8	Внешний вид и цвет		-	Темная вязкая жидкость	Визуальный осмотр	Темная вязкая жидкость
9*	Зольность, не более	% (масс/масс)	-	0,2	ГОСТ 1461	0,033

Заключение: Мазут прямой горки соответствует ТУ 19.20.28-009-25408280-2018. Соответствует Техническому регламенту Таможенного союза «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (ТР ТС 013/20112 от 18.10.2011г. №826 прил.4)
 Информация для потребителя: Мазут не содержит присадок.
 Горючая жидкость! Предельно-допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны 300 мг/м³ в соответствии с 12.1.005. Малозапасное вещество (по воздействию на организм) класс опасности 4 по ГОСТ 12.1.007. Маркировка, хранение, транспортирование по ГОСТ 1510. Меры безопасности: при применении топлива использование СИЗ кожи рук, спецодежда, спецобуви по ГОСТ 12.4.103 и ГОСТ 12.4.011. Гарантийный срок хранения топлива 2 (года) со дня изготовления.
 * - Анализ выполняется в субконтрастной лаборатории ИЦ Филчала АО «СЖС Восток Лимитед» в г. Новокуйбышевск по договору с АО «СЖС Восток Лимитед» Дог. №SA-998-OGC-SA-15» от 14.08.2015 г.



Начальник лаборатории: Савранчук Н.И.
 Лаборант: Золотарева Н.А.
 Дата выдачи паспорта: 14.09.2019 г.

Рисунок 68 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной АО «ММТП»

ООО «Болого-нефтепродукт»

170100, Тверская область, г. Тверь, ул. Симеоновская, д.39, оф.304Б
тел. (48238) 4-61-09, 4-61-10

Заключение №2943
о состоянии измерений в лаборатории
выдано ФБУ «Тверской ЦСМ»
от 26 июля 2018 года.
Действительно до 26 июля 2020 года.

**КОПИЯ
ВЕРНА**

ПАСПОРТ ПРОДУКЦИИ №2
Мазут флотский Ф5, 1,50%
ГОСТ 10585-2013

Партия № 2
Номер резервуара: Е-7
Масса нетто: 4538 т

Дата изготовления: 14.01.2020 г.
Дата отбора пробы: 14.01.2020 г.
Дата проведения анализов: 14.01.-15.01.2020 г.
Дата выдачи паспорта: 15.01.2020 г.

№ п/п	Наименование показателей	Норма ТР ТС	Норма по ГОСТ	Результаты испытаний
1	Вязкость кинематическая при 50 °С, сСт, не более	---	36,20	35,35
2	Зольность, %, не более.	---	0,05	0,03
3	Массовая доля механических примесей, %, не более	---	0,10	0,01
4	Массовая доля воды, %, не более	---	0,3	0,06
5	Содержание водорастворимых кислот и щелочей	---	отсутствие	отсутствие
6	Массовая доля серы, %, не более	2,0	1,50	1,177
7	Коксуемость, %, не более	---	6,00	4,12
8	Температура вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже	80	80	87
9	Температура застывания, °С, не выше	---	минус 5	минус 10
10	Теплота сгорания (низшая) в пересчете на сухое топливо (небраковочная), кДж/кг, не менее, для мазута с содержанием серы, 1,50	---	41454	41630*
11	Плотность при 15 °С, кг/м ³ , не более	---	958,3	929,0

*Показатель выписан на основании протокола испытаний №1512 от 10.01.2020 г. ООО «Северо-Западный Центр Экспертизы итестов аккредитации № RA.RU.21HT27 от 01.07.2015 г.

Заключение: Мазут флотский Ф5, 1,50 %, партия № 2 соответствует требованиям ГОСТ 10585-2013
Сведения о присадках: присутствует депрессорная присадка ВЭС-408.

СВИДЕТЕЛЬСТВО О ПРИЕМКЕ

Генеральный директор (главный инженер) _____ С.А.Орехова
Начальник ОТК (лаборатории) _____ Е.В. Кучерук

ЗАКЛЮЧЕНИЕ ВОЕННОГО ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВА



Гарантийные обязательства

Исполнитель гарантирует соответствие качества мазута флотского Ф5, 1,50%, ГОСТ 10585-2013 партии №2 при соблюдении

Рисунок 69 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной №22

1.8.6. Описание преобладающего в поселении, городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе

На территории города Мурманска функционирует 14 источников тепловой энергии.

В качестве преобладающего топлива используется топочный мазут, который задействован на Мурманской ТЭЦ, Восточной котельной, Южной котельной, котлах завода ТО ТБО, котельной «Северная», котельной «Роста», котельной «Абрам-Мыс», котельной ТЦ «Росляково – 1», котельной АО «ММТП», котельной №22, что составляет 81,69% от общего использования топлива.

На котлах завода ТО ТБО в качестве основного топлива используются твердые бытовые отходы, на долю которого приходится 16,55% от общего использования.

На котельной «Росляково Южное» и угольной котельной МУП «МУК» в качестве топлива используется каменный уголь, что составляет 1,69% от общего использования.

На дизельной котельной МУП «МУК» в качестве основного топлива используется топливо дизельное, которое составляет 0,08% от общего использования.

1.8.7. Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, городского округа

Выбор приоритетного использования топлива для каждого источника рассмотрен при разработке мастер-плана развития системы теплоснабжения муниципального образования и представлен в последующих главах обосновывающих материалов настоящей схемы.

1.9. Надежность теплоснабжения

1.9.1. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей

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

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

Статистика аварий и инцидентов на тепловых сетях АО «Мурманская ТЭЦ» за 2017-2019 гг. представлена в разделе 1.3.9.

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

1.9.2. Частота отключений потребителей

Сведения о частоте и продолжительности отключений потребителей в результате аварий и инцидентов на тепловых сетях АО «Мурманская ТЭЦ» за 2014-2019 гг. представлены в разделе 1.3.9. Восстановление теплоснабжения осуществлялось в сроки, предусмотренные СНиП 41.02.2003 «Тепловые сети. Актуализированная редакция».

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

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

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

Карты-схемы тепловых сетей и зоны безопасности, входящие в эффективный радиус теплоснабжения, представлены в пункте 1.4 настоящей схемы теплоснабжения.

1.9.5. Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. N 1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике"

Согласно полученным сведениям, за предыдущий пятилетний период аварийных ситуаций на тепловых сетях не возникало.

При прочих инцидентах на тепловых сетях значения времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений находится в допустимом интервале. Высокая надежность системы теплоснабжения достигается многократным резервированием тепловых сетей в границах кварталов от нескольких магистральных сетей.

Большинство квартальных вводов не являются резервируемыми. Ограничение теплоснабжения, по причине повреждения магистралей тепловых сетей, в большинстве случаев, приводит к отключению потребителей, подключенных между секционирующими задвижками поврежденной магистрали, но как правило не приводит к отключению горячего водоснабжения и/или снижению температуры внутри помещений у остальных потребителей системы теплоснабжения из-за технологической возможности переключения нагрузок через межлучевые перемычки и между зонами действия источников теплоснабжения

Восстановление теплоснабжения осуществляется в сроки, предусмотренные согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети. Актуализированная редакция».

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

Согласно полученным сведениям, за предыдущий пятилетний период аварийных ситуаций на тепловых сетях не возникало.

Значения времени восстановления теплоснабжения потребителей в случае аварийных отключений находится в допустимом интервале (согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети. Актуализированная редакция.»). Высокая надежность системы теплоснабжения достигается многократным резервированием тепловых сетей в границах кварталов от нескольких магистральных сетей.

1.9.7. Расчет показателей надежности системы теплоснабжения г. Мурманска

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ представлены в таблице 173.

Таблица 173 – Показатели надежности системы теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ г. Мурманска

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1	Показатель надежности электроснабжения котельной	$K_э$	1
2	Показатель надежности водоснабжения котельной	$K_в$	1
3	Показатель надежности топливоснабжения котельной	$K_т$	0,5
4	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам	$K_б$	0,5
5	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	$K_р$	-
6	Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_с$	0,71
7	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.мс}$	-
8	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	-
9	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	$K_п$	-
10	Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием	$K_м$	-
11	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{тр}$	-
12	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_э$	-
13	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	-

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,742$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ попадает в область малонадежных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадежна.

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения от Южной котельной представлены в таблице 174.

Таблица 174 – Показатели надежности системы теплоснабжения от Южной котельной

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1	Показатель надежности электроснабжения котельной	$K_э$	1
2	Показатель надежности водоснабжения котельной	$K_в$	1
3	Показатель надежности топливоснабжения котельной	$K_т$	0,5
4	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной	$K_б$	1

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
	способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам		
5	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	K_p	-
6	Показатель технического состояния тепловых сетей	K_c	0,62
7	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.мс}$	-
8	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нео}$	-
9	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	K_n	-
10	Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием	K_m	-
11	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{тр}$	-
12	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_э$	-
13	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	-

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,824$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от Южной котельной попадает в область надежных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадежна.

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения от Восточной котельной представлены в таблице 175.

Таблица 175 – Показатели надежности системы теплоснабжения от Восточной котельной

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1	Показатель надежности электроснабжения котельной	$K_э$	1
2	Показатель надежности водоснабжения котельной	$K_в$	1
3	Показатель надежности топливоснабжения котельной	$K_т$	0,5
4	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам	$K_б$	1
5	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	K_p	-
6	Показатель технического состояния тепловых сетей	K_c	0,32
7	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.мс}$	-
8	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нео}$	-
9	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	K_n	-
10	Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием	K_m	-
11	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{тр}$	-
12	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_э$	-
13	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	-

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,764$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от Восточной котельной попадает в область надежных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система ненадежна.

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения от котельной «Северная» представлены в таблице 176.

Таблица 176 – Показатели надежности системы теплоснабжения от котельной «Северная»

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1	Показатель надежности электроснабжения котельной	$K_э$	1
2	Показатель надежности водоснабжения котельной	$K_в$	1
3	Показатель надежности топливоснабжения котельной	$K_т$	0,5
4	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам	$K_б$	1
5	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	$K_р$	-
6	Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_с$	-
7	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.тс}$	-
8	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	-
9	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	$K_п$	-
10	Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием	$K_м$	-
11	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{тр}$	-
12	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_э$	-
13	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	-

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,7$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от котельной «Северная» попадает в область малонадежных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадежна.

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения от котельной «Роста» представлены в таблице 177.

Таблица 177 – Показатели надежности системы теплоснабжения от котельной «Роста»

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1	Показатель надежности электроснабжения котельной	$K_э$	1
2	Показатель надежности водоснабжения котельной	$K_в$	1
3	Показатель надежности топливоснабжения котельной	$K_т$	0,5
4	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам	$K_б$	1
5	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	$K_р$	-
6	Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_с$	-
7	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.тс}$	-
8	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	-
9	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	$K_п$	-
10	Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием	$K_м$	-
11	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{тр}$	-
12	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_э$	-
13	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	-

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,7$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от котельной «Роста» попадает в область малонадежных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадежна.

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения от котельной «Абрам-Мыс» представлены в таблице 178.

Таблица 178 – Показатели надежности системы теплоснабжения от котельной «Абрам-Мыс»

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1	Показатель надежности электроснабжения котельной	$K_э$	1
2	Показатель надежности водоснабжения котельной	$K_в$	1
3	Показатель надежности топливоснабжения котельной	$K_т$	0,5
4	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам	$K_б$	1
5	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	$K_р$	-
6	Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_с$	-
7	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.мс}$	-
8	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{неот}$	-
9	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	$K_п$	-
10	Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием	$K_м$	-
11	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{тр}$	-
12	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_э$	-
13	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	-

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,7$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от котельной «Абрам-Мыс» попадает в область малонадежных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадежна.

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения от котельной АО «ММТП» представлены в таблице 179.

Таблица 179 – Показатели надежности системы теплоснабжения от котельной АО «ММТП»

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1	Показатель надежности электроснабжения котельной	$K_э$	1
2	Показатель надежности водоснабжения котельной	$K_в$	1
3	Показатель надежности топливоснабжения котельной	$K_т$	0,5
4	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам	$K_б$	0,5

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
5	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	K_p	-
6	Показатель технического состояния тепловых сетей	K_c	-
7	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.тс}$	-
8	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	-
9	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	K_n	-
10	Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием	K_m	-
11	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{тр}$	-
12	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	K_3	-
13	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	-

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,6$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от котельной АО «ММТП» попадает в область малонадежных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадежна.

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения от угольной котельной МУП «МУК» представлены в таблице 180.

Таблица 180 – Показатели надежности системы теплоснабжения от угольной котельной МУП «МУК»

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1	Показатель надежности электроснабжения котельной	K_3	1
2	Показатель надежности водоснабжения котельной	$K_в$	1
3	Показатель надежности топливоснабжения котельной	K_t	0,5
4	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам	$K_б$	1
5	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	K_p	-
6	Показатель технического состояния тепловых сетей	K_c	-
7	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.тс}$	-
8	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	-
9	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	K_n	-
10	Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием	K_m	-
11	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{тр}$	-
12	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	K_3	-
13	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	-

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,7$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от угольной котельной МУП «МУК» попадает в область малонадежных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадежна.

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения от дизельной котельной МУП «МУК» представлены в таблице 181.

Таблица 181 – Показатели надежности системы теплоснабжения от дизельной котельной МУП «МУК»

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1	Показатель надежности электроснабжения котельной	$K_{э}$	1
2	Показатель надежности водоснабжения котельной	$K_{в}$	1
3	Показатель надежности топливоснабжения котельной	$K_{т}$	0,5
4	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам	$K_{б}$	1
5	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	$K_{р}$	-
6	Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_{с}$	-
7	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.тс}$	-
8	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	-
9	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	$K_{п}$	-
10	Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием	$K_{м}$	-
11	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{тр}$	-
12	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_{э}$	-
13	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	-

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,7$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от дизельной котельной МУП «МУК» попадает в область малонадежных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадежна.

Результаты расчёта показателей надёжности системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково-1» представлены в таблице 182.

Таблица 182 – Показатели надежности системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково -1»

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1	Показатель надежности электроснабжения котельной	$K_{э}$	1
2	Показатель надежности водоснабжения котельной	$K_{в}$	1
3	Показатель надежности топливоснабжения котельной	$K_{т}$	0,5
4	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам	$K_{б}$	1
5	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	$K_{р}$	-
6	Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_{с}$	0,15
7	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.тс}$	-
8	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	-
9	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	$K_{п}$	-

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
10	Показатель оснащённости машинами, специальными механизмами и оборудованием	K_m	-
11	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{тр}$	-
12	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_э$	-
13	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	-

Общий показатель надёжности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,73$.

По общему показателю надёжности система теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково-1» попадает в область надёжных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадёжна.

Результаты расчёта показателей надёжности системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково Южное» представлены в таблице 183.

Таблица 183 – Показатели надёжности системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково Южное»

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1	Показатель надёжности электроснабжения котельной	$K_э$	1
2	Показатель надёжности водоснабжения котельной	$K_в$	1
3	Показатель надёжности топливоснабжения котельной	K_t	0,5
4	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам	$K_б$	1
5	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	K_p	-
6	Показатель технического состояния тепловых сетей	K_c	0,35
7	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.тс}$	-
8	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	-
9	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	K_n	-
10	Показатель оснащённости машинами, специальными механизмами и оборудованием	K_m	-
11	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{тр}$	-
12	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_э$	-
13	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	-

Общий показатель надёжности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,77$.

По общему показателю надёжности система теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково Южное» попадает в область надёжных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадёжна.

Необходимо разработать программу по улучшению надёжности систем теплоснабжения.

Результаты расчёта показателей надёжности системы теплоснабжения от котельной № 22 представлены в таблице 184.

Таблица 184 – Показатели надежности системы теплоснабжения от котельной №22

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1	Показатель надежности электроснабжения котельной	$K_э$	1
2	Показатель надежности водоснабжения котельной	$K_в$	1
3	Показатель надежности топливоснабжения котельной	$K_т$	0,5
4	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам	$K_б$	1
5	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	$K_р$	-
6	Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_с$	0,35
7	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.тс}$	-
8	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	-
9	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	$K_п$	-
10	Показатель оснащённости машинами, специальными механизмами и оборудованием	$K_м$	-
11	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{тр}$	-
12	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_э$	-
13	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	-

Общий показатель надёжности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,77$.

По общему показателю надёжности система теплоснабжения от котельной №22 попадает в область надёжных.

1.10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

Согласно Постановлению Правительства РФ №1140 от 30.12.2009 г. "Об утверждении стандартов раскрытия информации организациями коммунального комплекса и субъектами естественных монополий, осуществляющих деятельность в сфере оказания услуг по передаче тепловой энергии", раскрытию подлежит информация:

1. О ценах (тарифах) на регулируемые товары и услуги и надбавках к этим ценам (тарифам);
2. Об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемых организаций, включая структуру основных производственных затрат (в части регулируемой деятельности);
3. Об основных потребительских характеристиках регулируемых товаров и услуг регулируемых организаций и их соответствии государственным и иным утвержденным стандартам качества;
4. Об инвестиционных программах и отчетах об их реализации;
5. О наличии (отсутствии) технической возможности доступа к регулируемым товарам и услугам регулируемых организаций, а также о регистрации и ходе реализации заявок на подключение к системе теплоснабжения;
6. Об условиях, на которых осуществляется поставка регулируемых товаров и (или) оказание регулируемых услуг;
7. О порядке выполнения технологических и других мероприятий, связанных с подключением к системе теплоснабжения.

Описание результатов хозяйственной деятельности осуществлено в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими и теплосетевыми организациями.

1.10.1. Техничко-экономические показатели АО «Мурманская ТЭЦ»

АО «Мурманская ТЭЦ» является теплоснабжающей организацией и осуществляет деятельность по передаче и распределению пара и горячей воды (тепловой энергии), обеспечению работоспособности котельных и тепловых сетей и оптовой торговле тепловой энергией (без их передачи и распределения).

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности АО «Мурманская ТЭЦ» представлена в таблице 185.

Таблица 185 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «Мурманская ТЭЦ»

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2017
1	Выручка от регулируемой деятельности (тыс. рублей) с разбивкой по видам деятельности	тыс. руб.	5 568 475,7
2	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности (тыс. рублей), включая:	тыс. руб.	5 027 265,0
2.1	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель;	тыс. руб.	109 343,2
2.2	расходы на топливо с указанием по каждому виду топлива стоимости (за единицу объема), объема и способа его приобретения, стоимости его доставки;*	тыс. руб.	3 166 776,4
2.2.1	вид топлива	марка	мазут М-100
2.2.2	объем мазута	т	269 893,20
2.2.3	цена мазута	руб./т	11 733,4
2.2.4	способ приобретения		регламентированные закупки на основании проведенных открытых конкурсов
2.2.5	стоимость доставки	тыс. руб.	-
2.3	расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	181 759,2
	средневзвешенная стоимость 1 кВт*ч	руб.	3,10
	объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт*ч	58 933,1
2.4	расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе;	тыс. руб.	26 023,3
2.5	расходы на химические реагенты, используемые в технологическом процессе;	тыс. руб.	-
2.6	расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала;	тыс. руб.	454 308,2
2.7	расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала;	тыс. руб.	-
2.8	расходы на амортизацию основных производственных средств;	тыс. руб.	43862,1
2.9	расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности;	тыс. руб.	-
2.10	общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт;	тыс. руб.	-
2.11	общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт;	тыс. руб.	-
2.12	расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств (в том числе информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг	тыс. руб.	235402,5

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2017
	которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов);		
2.13	прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством Российской Федерации;	тыс. руб.	809781,4
3	чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	58130,6
	в том числе, с указанием размера ее расходования на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	10712,8
4	сведения об изменении стоимости основных фондов	тыс. руб.	14557,3
	в том числе за счет ввода (вывода) их из эксплуатации	тыс. руб.	14557,3
	за счет переоценки	тыс. руб.	-
5	валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	541219,4
6	годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему (раскрывается регулируемой организацией, выручка от регулируемой деятельности которой превышает 80 процентов совокупной выручки за отчетный год)		
7	установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	1122
	Мурманская ТЭЦ	Гкал/ч	271
	Южная котельная	Гкал/ч	461
	Восточная котельная	Гкал/ч	390
8	тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч	735,6
9	объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	2345,2
10	объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	85,3
11	объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	2036,2
	по приборам учета	тыс. Гкал	575,4
	расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	1460,8
12	нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом	тыс. Гкал	92,6
13	фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал	88,4
14	среднесписочная численность основного производственного персонала	(человек)	698
15	среднесписочная численность административно-управленческого персонала	(человек)	-
16	удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, с разбивкой по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у.т./Гкал	174,1
	Мурманская ТЭЦ	кг у.т./Гкал	181,4
	Южная котельная	кг у.т./Гкал	169,6
	Восточная котельная	кг у.т./Гкал	171,9
17	удельный расход электрической энергии на	тыс.	0,03

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2017
	производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	кВт*ч/Гкал	
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	куб.м/Гкал	0,49

1.10.2. Техничко-экономические показатели АО «МЭС»

АО «МЭС» является теплоснабжающей организацией и осуществляет деятельность по производству, передаче и распределению пара и горячей воды (тепловой энергии), обеспечению работоспособности котельных и тепловых сетей.

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности АО «МЭС» представлена в таблицах 186 и 187.

Таблица 186 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «МЭС» по производству тепловой энергии

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	2016	2017	
1	Вид регулируемой деятельности		производство тепловой энергии		
2	Выручка от регулируемой деятельности	тыс.руб.	7 196 046	7 422 063	
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе:	тыс.руб.	6 610 896	8 268 754	
3.1.	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс.руб.			
3.2.	Расходы на топливо, всего	тыс.руб.	3 464 065	4 824 003	
	в том числе по видам топлив				
3.2.1.	мазут М-100	Стоимость	тыс.руб.	3409958	4762974
		Объем	тн	376354	405690
		Стоимость 1 -й единицы объема с учетом (транспортировки)	тыс.руб.	9	11,740
		Способ приобретения			
3.2.2.	уголь каменный	Стоимость	тыс.руб.	25453	22683
		Объем	тн	7548	6932
		Стоимость 1 -й единицы объема с учетом (транспортировки)	тыс.руб.	3	3,272
		Способ приобретения			
3.2.3.	прочие виды топлив (ДТ)	Стоимость	тыс.руб.	8884	9124
		Объем	тн	270	272
		Стоимость 1 -й единицы объема с учетом (транспортировки)	тыс.руб.	33	33,560
		Способ приобретения			
3.2.4.	прочие виды топлив (флотский мазут)	Стоимость	тыс.руб.	19771	29223
		Объем	тн	1489	1618
		Стоимость 1 -й единицы объема с учетом (транспортировки)	тыс.руб.	13	18,065
		Способ приобретения			
3.3.	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	тыс.руб.	356 219	413 753	
	средневзвешенная стоимость 1кВт/ч	руб.	3	3,660	
	объём приобретенной электрической энергии	тыс.кВт/ч	109673	113061	
3.4	расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб.	80201	94781	
3.5	расходы на химические реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс.руб.	1739	2201	
3.6	расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.	874837	1062655	

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	2016	2017
3.7	расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс.руб.	0	0
3.8	расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс.руб.	11814	13438
3.9	расходы на аренду имущества (лизинг) используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс.руб.	212321	220930
3.10	общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт	тыс.руб.	425165	589800
3.11	общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт	тыс.руб.	104728	62049
3.12	расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств (в том числе информация об объёмах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг, которых превышает 20% суммы расходов по указанной статье расходов)	тыс.руб.	97598	118239
3.13	расходы на услуги производственного характера, оказываемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса (в том числе информация об объёмах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения)	тыс.руб.	59458	866904
3.14	прочие расходы, которые отнесены на регулируемые виды деятельности, в соответствии с основами ценообразования в сфере теплоснабжения	тыс.руб.	922750	не определяется
4	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, с указанием размера её расходования на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс.руб.	не определяется	212414
5	Сведения об изменении стоимости основных фондов (в том числе за счёт ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)), их переоценки	тыс.руб.	41134	212414
5.1	за счёт ввода (вывода) из эксплуатации	тыс.руб.	41134	0
5.2	переоценки	тыс.руб.		-846691
6	Валовая прибыль от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс.руб.	585150	
7	Годовая бухгалтерская отчётность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему (раскрывается регулируемой организацией, выручка от регулируемой деятельности которой превышает 80% совокупной выручки за отчётный год)			2272
8	Сведения об установленной тепловой мощности объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	2231	938
9	Сведения о тепловой нагрузке по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч	0	3037

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	2016	2017
10	Сведения об объёме вырабатываемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс.Гкал	2862	0
11	Сведения об объёме приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс.Гкал	0	2459
12	Сведения об объёме тепловой энергии, отпускаемой потребителям, по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе определенном по приборам учёта и расчётным путём (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс.Гкал	2389	368
13	О нормативах технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, утвержденных уполномоченным органом	тыс.Гкал	354	392
14	О фактическом объёме потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал	402	1585
15	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	1374	показана в отчёте по предприятию
16	Сведения о среднесписочной численности административно-управленческого персонала	человек	показана в отчёте по предприятию	
17	Сведения об удельном расходе топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, с разбивкой по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у.т./Гкал	184	
18	Сведения об удельном расходе 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		
19	Сведения об удельном расходе холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	куб. м /Гкал	1	

Таблица 187 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «МЭС» по передачи тепловой энергии

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	2016	2017
1	Вид регулируемой деятельности		передача тепловой энергии	
2	Выручка от регулируемой деятельности	тыс.руб.	592 379	634011
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе:	тыс.руб.	562 714	567468
3.1.	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс.руб.		
3.2.	Расходы на топливо, всего	тыс.руб.		
	в том числе по видам топлив			
3.2.1.	мазут М-100	Стоимость	тыс.руб.	
		Объем	тн	
		Стоимость 1 -й единицы объема с учетом (транспортировки)	тыс.руб.	
		Способ приобретения		
3.2.2.	уголь каменный	Стоимость	тыс.руб.	
		Объем	тн	
		Стоимость 1 -й единицы объема с учетом (транспортировки)	тыс.руб.	
		Способ приобретения		
3.2.3.	прочие виды топлив (ДТ)	Стоимость	тыс.руб.	
		Объем	тн	
		Стоимость 1 -й единицы объема с учетом (транспортировки)	тыс.руб.	
		Способ приобретения		
3.2.4.	прочие виды топлив (флотский мазут)	Стоимость	тыс.руб.	
		Объем	тн	
		Стоимость 1 -й единицы объема с учетом (транспортировки)	тыс.руб.	
		Способ приобретения		
3.3	расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе (с указанием средневзвешенной стоимости 1 кВт/ч), и объем приобретения электрической энергии	тыс.руб.	12 822	12 911
	средневзвешенная стоимость 1кВт/ч	руб.	4	4
	объем приобретенной электрической энергии	тыс.кВт/ч	2971	3024
3.4	расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб.	0	0
3.5	расходы на химические реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс.руб.		0

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	2016	2017
3.6	расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.	61204	61252
3.7	расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс.руб.		0
3.8	расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс.руб.	25	4
3.9	расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс.руб.	94363	95710
3.10	общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт	тыс.руб.	37017	36015
3.11	общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт	тыс.руб.	3182	3083
3.12	расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств (в том числе информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг, которых превышает 20% суммы расходов по указанной статье расходов)	тыс.руб.	15652	23168
	ООО "Стройиндустрия" договор №70-16-392 от 01.06.2016г. Восстановление асфальтобетонного покрытия в Ленинском и Октябрьском округах	тыс.руб.	1941	
3.13	расходы на услуги производственного характера, оказываемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса (в том числе информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения)		31	
3.14	прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в соответствии с законодательством Российской Федерации	тыс.руб.	338419	335325
4	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, с указанием размера её расходования на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс.руб.	не определяется	не определяется
5	Сведения об изменении стоимости основных фондов (в том числе за счёт ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)), их переоценки	тыс.руб.		0
5.1	за счёт ввода (вывода) из эксплуатации	тыс.руб.		
5.2	переоценки	тыс.руб.		
6	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс.руб.	29665	66542
7	Годовая бухгалтерская отчётность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему (раскрывается регулируемой организацией, выручка от регулируемой деятельности которой превышает 80% совокупной выручки за отчётный год)			

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	2016	2017
8	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч		
9	Тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч		
10	Объём вырабатываемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс.Гкал		
11	Объём приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс.Гкал		
12	Объём тепловой энергии, отпускаемой потребителям, по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе определенном по приборам учёта и расчётным путём (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс.Гкал	1749	1817
13	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, утвержденных уполномоченным органом	Ккал/ч.мес.	117	117
14	Фактический объём потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал	107	110
15	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	96	96
16	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	показана в отчёте по предприятию	показана в отчёте по предприятию
17	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, с разбивкой по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у.т./Гкал		
18	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. кВт.ч/Гкал		
19	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	куб. м /Гкал		

1.10.3. Техничко-экономические показатели МУП «МУК»

МУП «МУК» является теплоснабжающей организацией и осуществляет деятельность по производству пара и горячей воды (тепловой энергии) котельными, передаче и распределению горячей воды (тепловой энергии), обеспечению работоспособности котельных и тепловых сетей.

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности МУП «МУК» представлена в таблицах 188-189.

Таблица 188 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности МУП «МУК» (угольная котельная)

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	За 2015 год	За 2016 год	За 2017 год	За 2018 год	
1	Вид регулируемой деятельности	х	выработка тепловой энергии	производство пара и горячей воды (тепловой энергии) котельными	производство пара и горячей воды (тепловой энергии) котельными	производство пара и горячей воды (тепловой энергии) котельными	
	Выручка от регулируемой деятельности	тыс. руб.	7 974,600	8 639,800	9 040,857	-	
2.	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе:	тыс. руб.	25 722,100	27 039,952	26 542,658	27 509,710	
2.1.	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.					
2.2.	Расходы на топливо, всего	тыс. руб.	11 535,288	11 529,636	11 481,285	9 235,09	
2.2.1.	дизельное топливо	Стоимость	тыс. руб.				
		Объем	тн				
		Стоимость 1-й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс. руб.				
		Способ приобретения	Х				
2.2.2.	Уголь каменный	Стоимость	тыс. руб.	11 535,288	11 529,636	11 481,285	9 235,09
		Объем	тн	2 722,330	2 707,963	2 610,140	2 287,899
		Стоимость 1-й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс. руб.	4,237	4,258	4,399	4,036
		Способ приобретения	Х				
2.2.3.	электроэнергия	Стоимость	тыс. руб.				
		Объем	едн. изм.				
		Стоимость 1-й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс. руб.				
		Способ приобретения	Х				
2.3.	Расход на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемым в технологическом процессе	тыс. руб.	874,473	899,115	1 010,132	1 067,104	
2.3.1.	Средневзвешенная стоимость 1 кВт/ч	руб.	3,3922	3,8286	4,2643	4,3417	
2.3.2.	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт/ч	257,790	234,840	236,880	245,782	
2.4.	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	38,441	54,010	23,246	72,109	
2.5.	Расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.					
2.6.	Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.		7 991,277	7 735,073		
2.6.1.	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	5 733,601	5 929,175	5 747,126	4 989,001	
2.6.2.	Отчисления на социальные нужды основного производственного	тыс. руб.	1 983,567	2 062,102	1 987,947	1 712,209	

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	За 2015 год	За 2016 год	За 2017 год	За 2018 год
	персонала					
2.7.	Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.		3 981,644	4 232,828	
2.7.1.	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	2 912,674	3 124,552	3 339,559	
2.7.2.	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	795,478	857,092	893,269	
2.8.	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	245,126	245,126	254,126	
2.9.	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.				
2.10.	Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт	тыс. руб.				
2.11.	Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт	тыс. руб.	845,047	922,216	794,164	
2.12.	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств (в том числе информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов)	тыс. руб.				
2.13.	Расходы на услуги производственного характера, оказываемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса (в том числе информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения)	тыс. руб.	388,566	511,822	640,889	
2.14.	Прочие расходы, которые отнесены на регулируемые виды деятельности, в соответствии с Основами ценообразования в сфере теплоснабжения	тыс. руб.	369,839	905,106	379,915	

Таблица 189 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности МУП «МУК» (дизельная котельная)

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	За 2015 год	За 2016 год	За 2017 год	За 2018 год	
1	Вид регулируемой деятельности	х	выработка тепловой энергии	производство пара и горячей воды (тепловой энергии) котельными	производство пара и горячей воды (тепловой энергии) котельными		
	Выручка от регулируемой деятельности	тыс. руб.	12 153,600	7 906,800	7 962,792		
2.	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе:	тыс. руб.	15 920,200	14 859,396	16 221,52	21 964,384	
2.1.	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.					
2.2.	Расходы на топливо, всего	тыс. руб.	10 266,872	9 393,989	10 011,887	12 619,004	
2.2.1.	дизельное топливо	Стоимость	тыс. руб.	10 266,872	9 393,989	10 011,887	12 619,004
		Объем	тн	329,772	287,043	288,147	299,725
		Стоимость 1-й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс. руб.	31,133	32,727	34,746	42,102
		Способ приобретения	Х				
2.2.2.	Уголь каменный	Стоимость	тыс. руб.				
		Объем	тн				
		Стоимость 1-й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс. руб.				
		Способ приобретения	Х				
2.2.3.	электроэнергия	Стоимость	тыс. руб.				
		Объем	едн. изм.				
		Стоимость 1-й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс. руб.				
		Способ приобретения	Х				
2.3.	Расход на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемым в технологическом процессе	тыс. руб.	294,632	378,380	328,253	444,946	
2.3.1.	Средневзвешенная стоимость 1 кВт/ч	руб.	3,4102	3,8246	4,2497	4,330	
2.3.2.	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт/ч	86,397	98,934	89,949	102,766	
2.4.	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	18,698	24,497	14,293	7,054	
2.5.	Расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.					
2.6.	Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.		2 421,958	2 878,429		
2.6.1.	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	2 113,017	1 862,082	2 214,171	2 201,090	
2.6.2.	Отчисления на социальные нужды основного производственного	тыс. руб.	633,108	559,876	664,258	655,328	

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	За 2015 год	За 2016 год	За 2017 год	За 2018 год
	персонала					
2.7.	Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.		1 258,507	1 628,815	
2.7.1.	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	1 110,948	989,701	1 287,487	
2.7.2.	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	300,075	268,806	341,328	
2.8.	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	354,353	354,353	354,353	
2.9.	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.				
2.10.	Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт	тыс. руб.				
2.11.	Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт	тыс. руб.	310,384	294,646	312,217	
2.12.	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств (в том числе информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов)	тыс. руб.				
2.13.	Расходы на услуги производственного характера, оказываемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса (в том числе информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения)	тыс. руб.	54,863	321,952	251,921	
2.14.	Прочие расходы, которые отнесены на регулируемые виды деятельности, в соответствии с Основами ценообразования в сфере теплоснабжения	тыс. руб.	463,250	411,114	387,352	

1.10.4. Техничко-экономические показатели АО «Завод ТО ТБО»

АО «Завод ТО ТБО» является теплоснабжающей организацией и осуществляет деятельность по производству и сбыта пара (тепловой энергии).

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности АО «Завод ТО ТБО» представлена в таблице 190.

Таблица 190 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «Завод ТО ТБО» за 2017 и 2019 год

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2017	2019
1	Выручка от регулируемой деятельности (тыс. рублей) с разбивкой по видам деятельности: Реализация тепловой энергии, без учета НДС 18%	тыс. руб.	109 343	92 526
2	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности выработка тепловой энергии (тыс. рублей), включая:	тыс. руб.	168 008	215 444
2.1	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	1 619	1 465
2.2	расходы на топливо		2 428	13 920
2.3	расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе (с указанием средневзвешенной стоимости 1 кВт*ч), и объем приобретения электрической деятельности	тыс. руб.	12638 Объем 3564 тыс.Кват 3,55 руб/Кват	13868 Объем 4681 тыс.Кват 2,96 руб/Кват
2.4	расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	2 615,00	2 682,00
2.5	расходы на химические реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	-	-
2.6	расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	59 215	62 371
2.7	расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	16 799	18 751
2.8	расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	3 152	2 983
2.9	расходы на аренду имущества (лизинг), используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	3 707	3 507
2.10	общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт	тыс. руб.	25 090	67 720
2.11	общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт	тыс. руб.	21 875	21 747
2.12	расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств (в том числе информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов);	тыс. руб.		-
2.13	прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с Основами ценообразования в сфере теплоснабжения	тыс. руб.	18 870	6 430
2.14	себестоимость реализованной тепловой энергии		102 493	89 760
3	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	5480	- 4487 (убыток)
4	Сведения об изменении стоимости основных фондов в том числе за счет ввода (вывода) их из	тыс. руб.	+256	- 219

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2017	2019
	эксплуатации, их переоценки			
5	Валовая прибыль от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	6 850	2 766
6	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему (раскрывается регулируемой организацией, выручка от регулируемой деятельности которой превышает 80 процентов совокупной выручки за отчетный год)			-
7	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	54	
8	Тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч		-
9	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	127,56	113,5
10	Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	0,818	1,86
11	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	85,3	72,9
12	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (тыс. Гкал), в том числе определенном по приборам учета и расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал		-
13	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом	тыс. Гкал		-
14	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал		-
15	Среднесписочная численность основного производственного персонала	(человек)	91	83
16	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	(человек)	10	16
17	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, с разбивкой по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у.т./Гкал	1,45	7,33
18	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. кВт*ч/Гкал	27,94	64,16
19	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	куб.м/Гкал	0,91	1,8285

1.10.5. Техничко-экономические показатели АО «ММТП»

АО «ММТП» является теплоснабжающей организацией и осуществляет деятельность по производству пара и горячей воды (тепловой энергии) котельной.

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности АО «ММТП» представлена в таблице 191.

Таблица 191 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «ММТП» за 2018 и 2019 года

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2018	2019
1	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	1841	1896
2	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	10997	11323
3	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	25279	26027
4	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	58	60
5	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.	2593	2670
6	Другие расходы, в том числе:	тыс.руб.	864	890
7	Расходы по охране труда и технике безопасности	тыс.руб.	139	143
8	Арендная плата	тыс.руб.	2 296	2 364
9	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс.руб.	621	639
10	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	7 308	7 524
11	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	4 187	4 213
12	Расходы на топливо	тыс.руб.	38 025	39 150
13	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	3 934	4 050
14	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	451	464
15	Итого НВВ на производство и передачу	тыс.руб.	101 846	104 669
16	Полезный отпуск	тыс. Гкал	15	15
17	Тариф	руб./Гкал	6 657	6 978

1.10.6. Техничко-экономические показатели ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ

ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ является теплоснабжающей организацией и осуществляет деятельность по передаче и распределению пара и горячей воды (тепловой энергии).

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ представлена в таблице 192.

Таблица 192 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ (с 01.07.2017 по 31.12.2017)

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	с 01.07.2017 по 31.12.2017	
1	Вид регулируемой деятельности		производство, тепловой энергии	
2	Выручка от регулируемой деятельности	тыс.руб.	132 898,25	
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе:	тыс.руб.	1 474 127,96	
3.1	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс.руб.		
3.2	Расходы на топливо всего	тыс.руб.	872 091,35	
	в том числе по видам топлив			
3.2.1	мазут М-100	Стоимость	тыс.руб.	73 408,61
		Объем	тн.	3 968,58
		Стоимость 1й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс.руб.	
		Способ приобретения		
3.2.1	мазут флотский ф-5	Стоимость	тыс.руб.	631 893,96
		Объем	тн.	23 567,53
		Стоимость 1й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс.руб.	
		Способ приобретения		
3.2.2	уголь каменный	Стоимость	тыс.руб.	139,805,53
		Объем	тн	40 417,20
		Стоимость 1й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс.руб.	
		Способ приобретения		
3.2.3	электроэнергия (как вид топлива)	Стоимость	тыс.руб.	14 144,07
		Объем	тыс. кВт*ч	306,79
		Стоимость 1й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс. руб.	
		Способ приобретения		
3.2.4	дизельное топливо	Стоимость	тыс.руб.	12 839,18
		Объем	тн.	306,79
		Стоимость 1й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс.руб.	
		Способ приобретения		
3.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе:	тыс.руб.	61 407,42	
3.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт*ч	руб.	4,70	
3.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт*ч	13 072 347,9	
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в	тыс.руб.	9 939,64	

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	с 01.07.2017 по 31.12.2017
	технологическом процессе		
3.5	Расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	тыс.руб.	31,43
3.6	Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.	374 330,21
3.7	Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс.руб.	23 166,90
3.8	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс.руб.	2 267,91
3.10	Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт	тыс.руб.	112 658,26
3.11	Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт	тыс.руб.	8 942,52
3.12	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств (в том числе информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 % суммы расходов по указанной статье расходов)	тыс.руб.	
3.13	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством Российской Федерации	тыс.руб.	8 878,55
4	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности с указанием размера ее расходования на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой.	тыс.руб.	
5	Изменение стоимости основных фондов, в том числе за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации), а также стоимости их переоценки	тыс.руб.	
6	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс.руб.	
7	годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	тыс.руб.	
8	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе по каждому источнику тепловой энергии (Гкал/час)	Гкал/час	703,6
9	тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (Гкал/час)	Гкал/час	280,18
10	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	236,06
11	Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	0,00
12	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе:	тыс. Гкал	43,51
	По приборам учета	тыс. Гкал	13,05
	По нормативам потребления	тыс. Гкал	30,45
13	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом	Гкал/ч.мес	93 200
14	фактические объемы потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал	28,46
15	среднесписочная численность основного производственного персонала	чел.	1 518,05
16	среднесписочная численность административно-управленческого персонала	чел.	42
17	удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемую в тепловую сеть, с разбивкой по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у.т./Гкал	0,74
18	удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках	тыс. кВт ч/Гкал	59

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	с 01.07.2017 по 31.12.2017
	осуществления регулируемых видов деятельности		
19	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам	куб. м/Гкал	0,7

1.11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

1.11.1. Описание динамики утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет

1.11.1.1. Динамика утвержденных тарифов АО «Мурманская ТЭЦ»

Сведения об утвержденных тарифах АО «Мурманская ТЭЦ», устанавливаемых Комитетом по тарифному регулированию Мурманской области, представлены в таблице 193.

Динамика изменения утвержденных тарифов на тепловую энергию за период с 2017 по 2020 год, поставляемую АО «Мурманская ТЭЦ» потребителям, приведена в таблице 194 и графически представлена на рисунках 70-73.

Таблица 193 – Сведения о размере тарифов АО «Мурманская ТЭЦ»

№ п/п	Наименование энергоуслуги	Дата ввода тарифа	Тариф, руб./Гкал		Реквизиты постановлений Комитета по тарифному регулированию Мурманской области
			Население (с учетом НДС)	Прочие	
1.	Потребители, подключенные к тепловой сети без дополнительного преобразования на ТП, присоединенные к сетям АО «Мурманская ТЭЦ»	01.01.2017	2857,29	2421,43	от 18.12.2015 №59/1
		01.07.2017	2857,29	2421,43	
		01.01.2018	3028,73	2682,35	
		01.07.2018	3028,73	2682,35	
		01.01.2019	3080,06	2682,35	от 19.12.2018 №50/3
		01.07.2019	3224,82	2950,59	от 18.12.2019 №55/7
		01.01.2020	3099,33	2678,35	
		01.07.2020	3607,5	2678,35	
2.	Потребители, подключенные к тепловой сети после ТП, присоединенные к сетям АО «Мурманская ТЭЦ»	01.01.2017	-	2421,43	от 18.12.2015 №59/1
		01.07.2017	-	2421,43	
		01.01.2018	2869,35	2421,43	
		01.07.2018	3035,77	2682,35	
		01.01.2019	3080,06	2682,35	от 19.12.2018 №50/3
		01.07.2019	3224,82	2950,59	от 18.12.2019 №55/7
		01.01.2020	-	2678,35	
		01.07.2020	-	2678,35	
3.	Потребители, подключенные к тепловой сети после ТП, присоединенные к сетям АО «МЭС»	01.01.2017	3316,33	2770,45	от 18.12.2015 №59/1
		01.07.2017	3316,33	2770,45	
		01.01.2018	3316,33	2770,45	
		01.07.2018	3400,00	3049,17	
		01.01.2019	3457,63	3049,17	от 19.12.2018 № 50/3
		01.07.2019	3457,63	3354,09	от 18.12.2019 № 55/7
		01.01.2020	3324,63	2678,35	
		01.07.2020	3351,23	2678,35	
4.	Потребители, подключенные к тепловой сети без дополнительного преобразования на ТП, присоединенные к сетям АО «МЭС»	01.01.2017	3316,33	2770,45	от 18.12.2015 №59/1
		01.07.2017	3316,33	2770,45	
		01.01.2018	3316,33	2770,45	
		01.07.2018	3400,00	3049,17	
		01.01.2019	3457,63	3049,17	от 19.12.2018 №50/3
		01.07.2019	3457,63	3354,09	от 18.12.2019 №55/7
		01.01.2020	3324,63	2989,46	
		01.07.2020	3351,23	2986,46	

Таблица 194 – Динамика утвержденных тарифов АО «Мурманская ТЭЦ»

№ п/п	Установленный тариф, руб./Гкал				Изменение тарифа, %			
	01.01.2017	01.07.2018	01.07.2019	01.07.2020	01.01.2017	01.07.2018	01.07.2019	01.07.2020
1.	<i>Потребители, подключенные к тепловой сети без дополнительного преобразования на ТП, присоединенные к сетям АО «Мурманская ТЭЦ» - население</i>							
	2857,290	3028,73	3224,82	3607,5	-	6,0	6,5	11,9
2.	<i>Потребители, подключенные к тепловой сети без дополнительного преобразования на ТП, присоединенные к сетям АО «Мурманская ТЭЦ» - прочие потребители</i>							
	2421,43	2682,35	2950,59	2678,35	-	10,8	10,0	-9,2
3.	<i>Потребители, подключенные к тепловой сети после ТП, присоединенные к сетям АО «Мурманская ТЭЦ» - прочие потребители</i>							
	2421,43	2682,35	2950,59	2678,35	-	10,8	10,0	-9,2
4.	<i>Потребители, подключенные к тепловой сети после ТП, присоединенные к сетям АО «МЭС» - население</i>							
	3316,33	3400,00	3457,63	3351,23	-	2,5	1,7	-3,1
5.	<i>Потребители, подключенные к тепловой сети после ТП, присоединенные к сетям АО «МЭС» - прочие потребители</i>							
	2770,45	3049,17	3354,09	2678,35	-	10,1	10,0	-20,1
6.	<i>Потребители, подключенные к тепловой сети без дополнительного преобразования на ТП, присоединенные к сетям АО «МЭС» - население</i>							
	3316,33	3400,00	3457,63	3351,23	-	2,5	1,7	-3,1
7.	<i>Потребители, подключенные к тепловой сети без дополнительного преобразования на ТП, присоединенные к сетям АО «МЭС» - прочие потребители</i>							
	2770,45	3049,17	3354,09	2986,46	-	10,1	10,0	-11,0

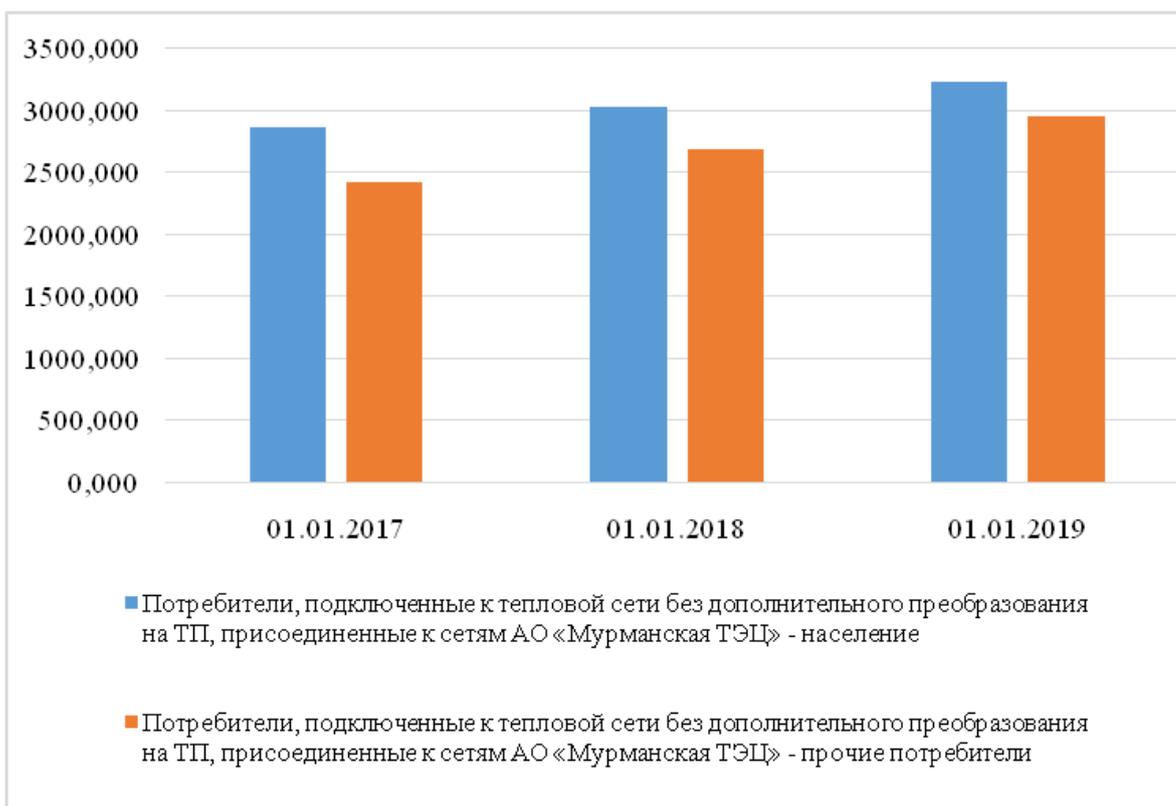


Рисунок 70. Динамика установленных тарифов для потребителей, подключенных к тепловой сети без дополнительного преобразования на ТП, присоединенных к сетям АО «Мурманская ТЭЦ»

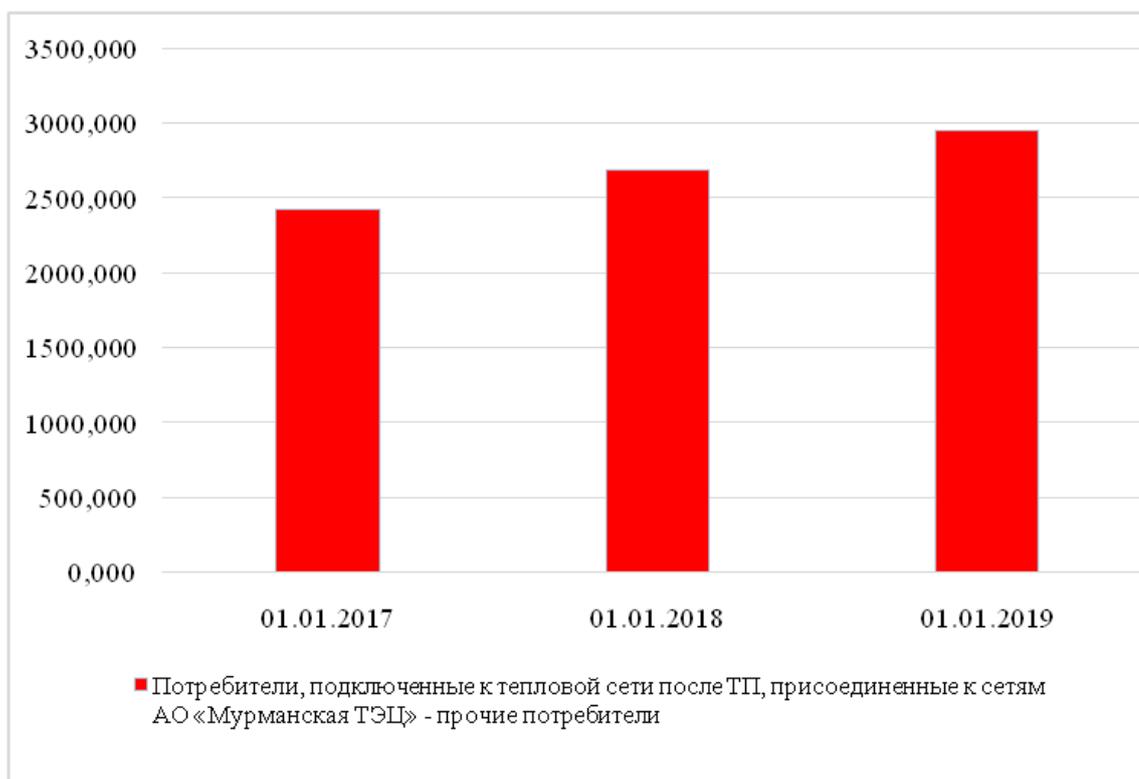


Рисунок 71. Динамика установленных тарифов для потребителей, подключенных к тепловой сети после ТП, присоединенных к сетям АО «Мурманская ТЭЦ»



Рисунок 72. Динамика установленных тарифов для потребителей, подключенных к тепловой сети после ТП, присоединенных к сетям АО «МЭС»

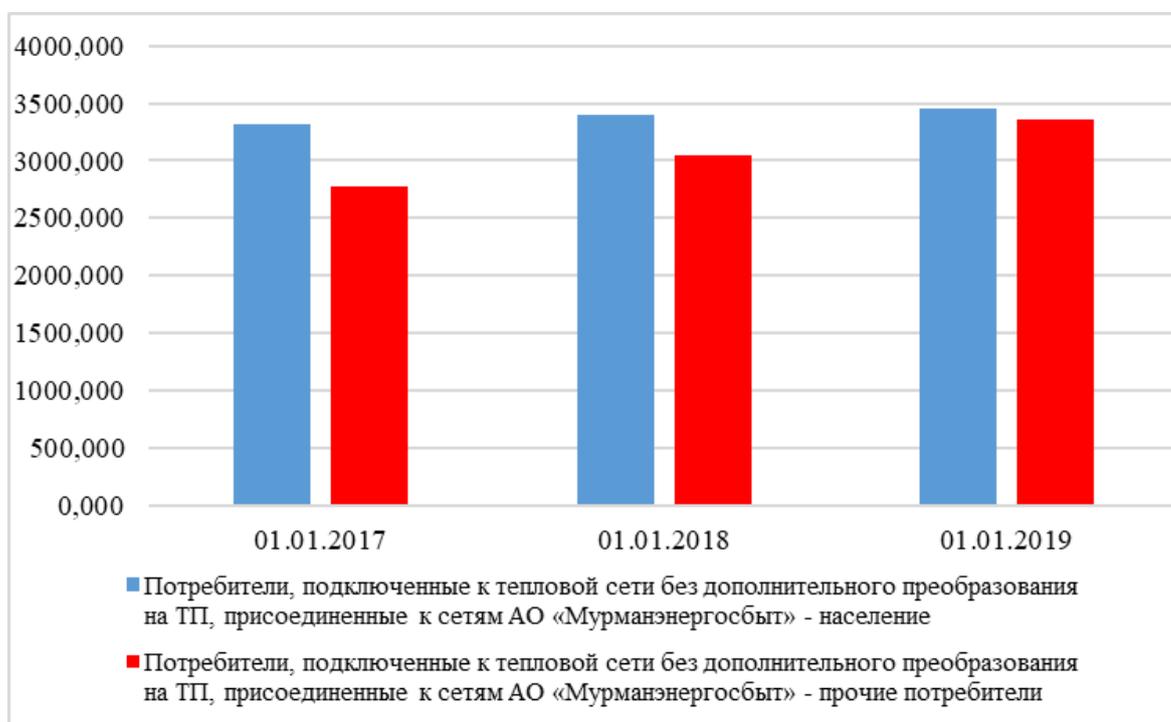


Рисунок 73. Динамика установленных тарифов для потребителей, подключенных к тепловой сети без дополнительного преобразования на ТП, присоединенных к сетям АО «МЭС»

1.11.1.2. Динамика утвержденных тарифов АО «МЭС»

Сведения об утвержденных тарифах АО «МЭС», устанавливаемых Комитетом по тарифному регулированию Мурманской области, представлены в таблице 195.

Таблица 195 – Сведения о размере тарифов АО «МЭС»

№ п/п	Наименование энергоуслуги	Дата ввода тарифа	Тариф, руб./Гкал		Реквизиты постановлений Комитета по тарифному регулированию Мурманской области
			Население*	Прочие	
1.	ГВ, поставляемая потребителям	01.01.2017	3309,86	2804,97	от 20.12.2016 № 56/7
		01.07.2017	3309,86	2804,97	
		01.01.2018	3309,86	2804,97	от 15.12.2015 № 56/1
		01.07.2018	3400,00	3113,52	
		01.01.2019	3457,63	3113,52	от 19.12.2018 № 50/1
		01.07.2019	3457,63	3424,87	
		01.01.2020	3457,63	3424,87	от 31.12.2019 № 60/1
01.07.2020	3457,63	3489,91			
2.	Острый и редуцированный пар, поставляемый потребителям	01.01.2016	-	2893,35	от 15.12.2015 № 56/1
		01.07.2016	-	3141,73	
		01.01.2017	-	3141,73	
		01.07.2017	-	3537,52	
		01.01.2018	-	3537,52	
		01.07.2018	-	3909,3	
3.	Передача тепловой энергии в ГВ	01.01.2017	-	338,69	от 18.12.2015 № 59/3
		01.07.2017	-	364,67	
		01.01.2018	-	336,6	
		01.07.2018	-	350,08	от 19.12.2018 № 50/2
		01.01.2019	-	357,64	
		01.07.2019	-	357,64	
		01.01.2020	-	311,11	от 16.12.2019 № 55/6
01.07.2020	-	311,11			

* - тарифы указываются с учетом НДС

Динамика изменения утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «МЭС» потребителям, приведена в таблице 196 и графически представлена на рисунках 74-76.

Таблица 196 – Динамика утвержденных тарифов АО «МЭС»

№ п/п	Установленный тариф, руб./Гкал					Изменение тарифа, %				
	01.07.2016	01.07.2017	01.07.2018	01.07.2019	01.07.2020	01.07.2016	01.07.2017	01.07.2018	01.07.2019	01.07.2020
1.	<i>ГВ, поставляемая потребителям - население</i>									
	3424,584	3309,86	3400,00	3457,63	3457,63	-	-3,35	2,72	1,70	0,00
2.	<i>ГВ, поставляемая потребителям - прочие потребители</i>									
	3100,52	2804,97	3113,52	3424,87	3489,91	-	-9,53	11,00	10,00	1,90
3.	<i>Острый и редуцированный пар, поставляемый потребителям - прочие потребители</i>									
	3141,73	3537,52	3909,3	-	-	-	12,60	10,51	-	-
4.	<i>Передача тепловой энергии в ГВ - прочие потребители</i>									
	338,69	364,67	350,8	357,64	311,11	-	7,67	-3,80	1,95	-13,01

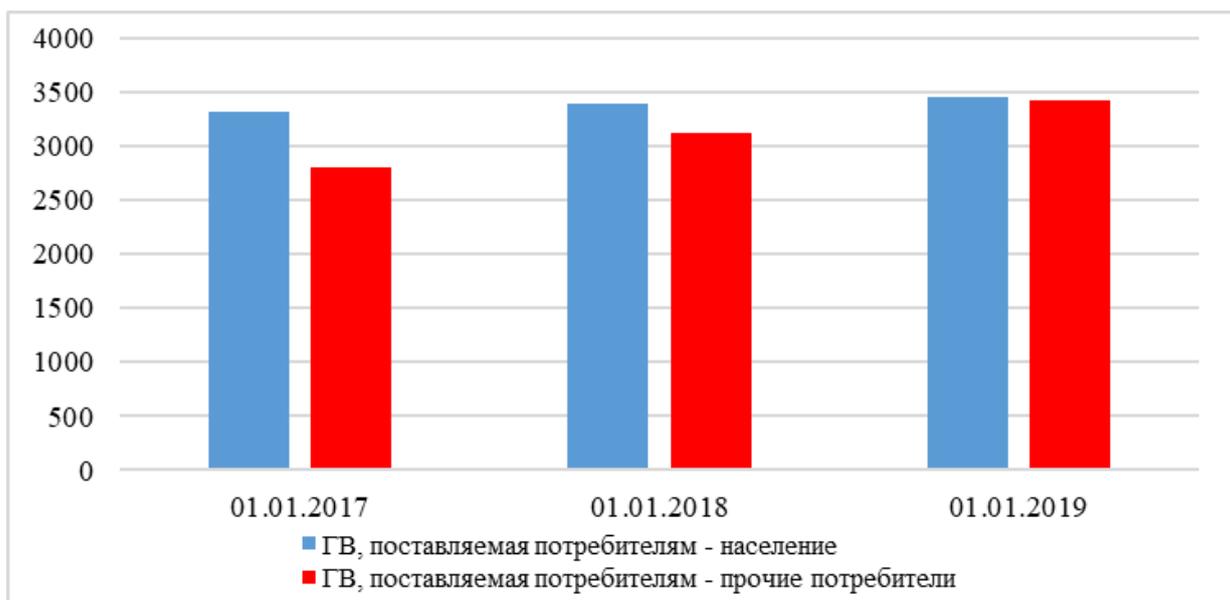


Рисунок 74. Динамика установленных тарифов на ГВ для потребителей АО «МЭС»



Рисунок 75. Динамика установленных тарифов на острый и редуцированный пар для потребителей АО «МЭС»

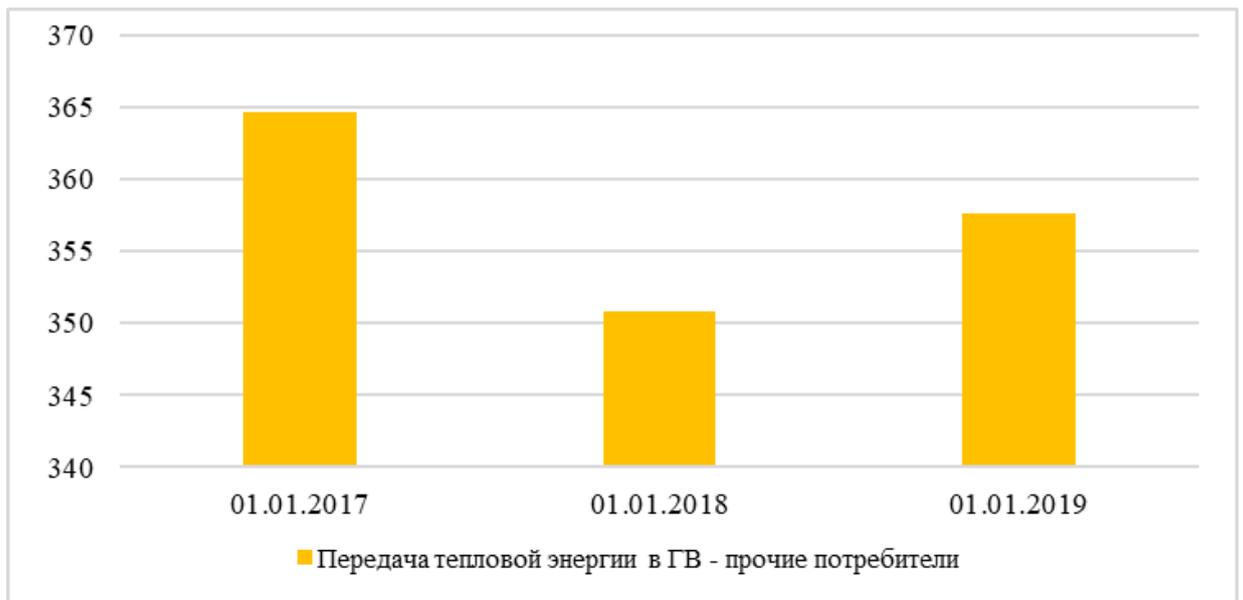


Рисунок 76. Динамика установленных тарифов на передачу тепловой энергии с ГВ АО «МЭС»

1.11.1.3. Динамика утвержденных тарифов МУП «МУК»

Сведения об утвержденных тарифах МУП «МУК», устанавливаемых Комитетом по тарифному регулированию Мурманской области, представлены в таблице 197.

Таблица 197 – Сведения о размере тарифов МУП «МУК» без учета НДС

№ п/п	Наименование энергоуслуги	Дата ввода тарифа	Тариф, руб./Гкал		Реквизиты постановлений Комитета по тарифному регулированию Мурманской области
			Население*	Прочие	
1.	ГВ, поставляемая потребителям района Дровяное г. Мурманска (дизельная котельная)	01.01.2017	4780,77	4171,27	от 14.12.2016 г. № 53/5
		01.07.2017	4780,77	4171,27	
		01.01.2018	4780,77	4171,27	от 12.10.2017 № 42/1
		01.07.2018	4780,77	4171,27	
		01.01.2019	4861,8	4171,27	от 13.12.2018 № 46/31
		01.07.2019	4861,8	4363,15	
		01.01.2020	4861,8	4363,15	от 10.02.2020 № 7/1
01.07.2020	4861,8	5017,62			
2.	ГВ, поставляемая потребителям района Дровяное г. Мурманска (угольная котельная)	01.01.2017	2374,91	4095,81	от 05.12.2014 № 55/7
		01.07.2017	2512,66	4095,81	
		01.01.2018	2512,66	4095,81	от 12.10.2017 № 42/1
		01.07.2018	2650,86	4195,17	
		01.01.2019	2695,79	4195,17	от 13.12.2018 № 46/31
		01.07.2019	2822,49	4388,15	
		01.01.2020	2799,49	4181,45	от 10.02.2020 № 7/1
01.07.2020	2927,99	4181,45			

* - тарифы указываются с учетом НДС

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую МУП «МУК» потребителям, представлена в таблице 198 и графически приведена на рисунках 77-78.

Таблица 198 – Динамика утвержденных тарифов МУП «МУК»

№ п/п	Установленный тариф, руб./Гкал				Изменение тарифа, %			
	01.07.2017	01.07.2018	01.07.2019	01.07.2020	01.07.2017	01.07.2018	01.07.2019	01.07.2020
1.	<i>ГВ, поставляемая потребителям района Дровяное г. Мурманска (дизельная котельная) - население</i>							
	4780,77	4780,77	4861,8	4861,8	-	0	1,7	0,0
2.	<i>ГВ, поставляемая потребителям района Дровяное г. Мурманска (дизельная котельная) – прочие потребители</i>							
	4171,27	4171,27	4363,15	5017,62	-	0,00	4,60	15,00
3.	<i>ГВ, поставляемая потребителям района Дровяное г. Мурманска (угольная котельная) – население</i>							
	2512,66	2650,86	2822,49	2927,99	-	5,50	6,47	3,74
4.	<i>ГВ, поставляемая потребителям района Дровяное г. Мурманска (угольная котельная) – прочие потребители</i>							
	4095,81	4195,17	4388,15	4181,45	-	2,43	4,60	-4,71

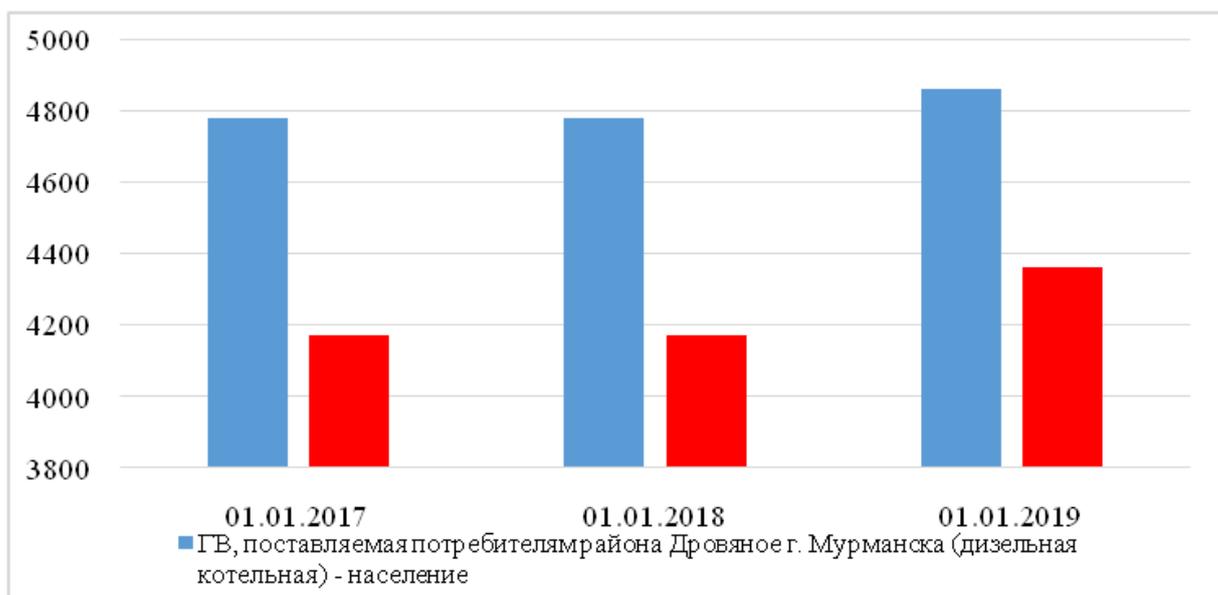


Рисунок 77. Динамика установленных тарифов на ГВ от дизельной котельной

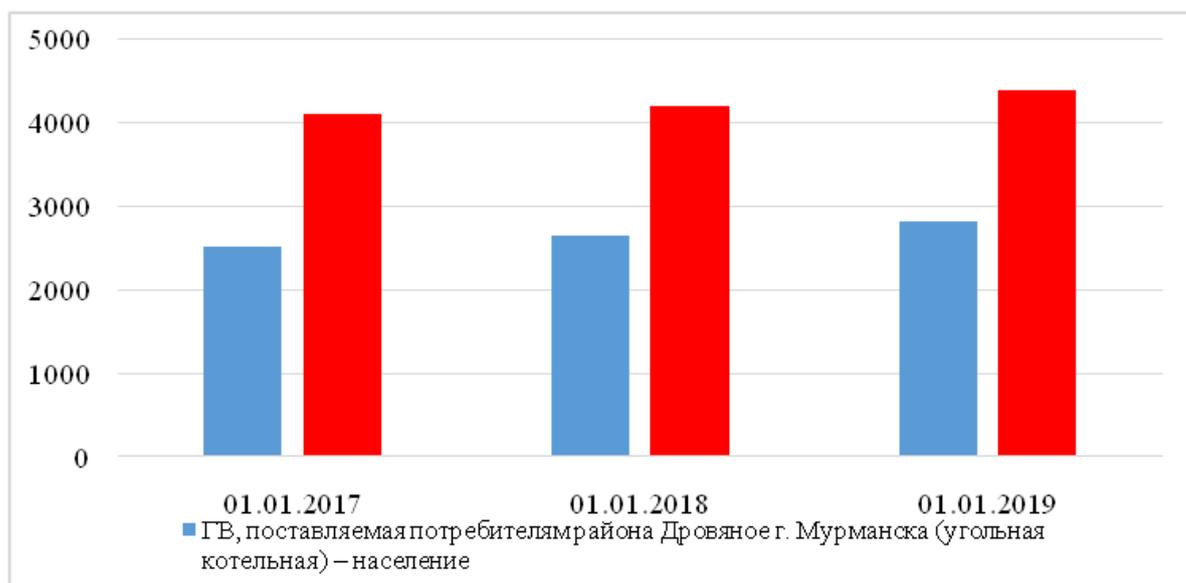


Рисунок 78. Динамика установленных тарифов на ГВ от угольной котельной

1.11.1.4. Динамика утвержденных тарифов АО «Завод ТО ТБО»

Сведения об утвержденных тарифах АО «Завод ТО ТБО», устанавливаемых Комитетом по тарифному регулированию Мурманской области, представлены в таблице 199.

Таблица 199 – Сведения о размере тарифов АО «Завод ТО ТБО» без учета НДС

№ п/п	Наименование энергоуслуги	Дата ввода тарифа	Тариф, руб./Гкал		Реквизиты постановлений Комитета по тарифному регулированию Мурманской области
			Население*	Прочие	
1.	Отборный пар под давлением свыше 13,0 кг/см ² , поставляемый потребителям	01.01.2017	-	1281,9	от 12.10.2016 № 40/1
		01.07.2017	-	1281,9	
		01.01.2018	-	1260,06	от 12.10.2017 № 42/2
		01.07.2018	-	1260,06	
		01.01.2019	-	1260,06	от 13.11.2018 № 38/3
		01.07.2019	-	1278,67	
		01.01.2020	-	1278,67	от 06.11.2019 № 39/3
01.07.2020	-	1324,76			

* - тарифы указываются с учетом НДС

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «Завод ТО ТБО» потребителям, представлена в таблице 200.

Таблица 200 – Динамика тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «Завод ТО ТБО»

№ п/п	Установленный тариф, руб./Гкал				Изменение тарифа, %			
	01.07.2017	01.07.2018	01.07.2019	01.07.2020	01.07.2017	01.07.2018	01.07.2019	01.07.2020
1.	<i>Отборный пар под давлением свыше 13,0 кг/см², поставляемый потребителям - прочие потребители</i>							
	1281,9	1260,06	1278,67	1324,76	-	-1,70	1,48	3,60

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «Завод ТО ТБО» потребителям, графически представлена на рисунке 79.

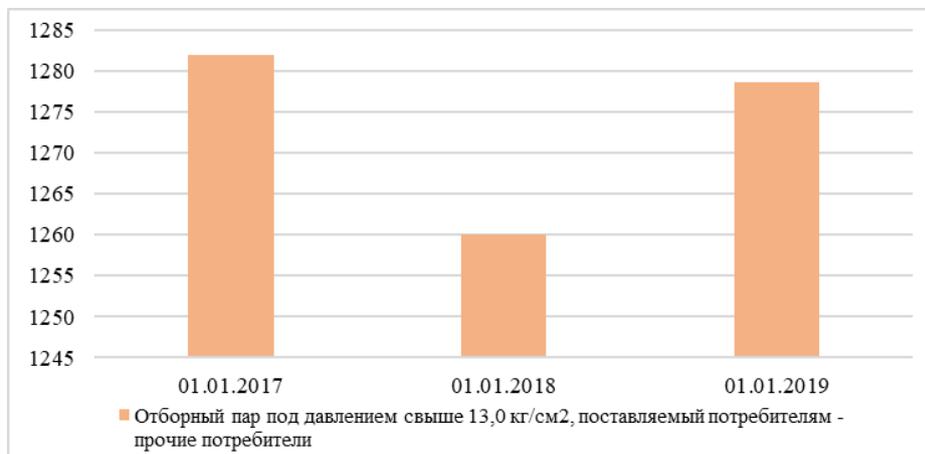


Рисунок 79. Динамика установленных тарифов на отборный пар потребителям АО «Завод ТО ТБО»

1.11.1.5. Динамика установленных тарифов АО «ММТП»

Сведения об утвержденных тарифах АО «ММТП», устанавливаемых Комитетом по тарифному регулированию Мурманской области, представлены в таблице 201.

Таблица 201 – Сведения о размере тарифов АО «ММТП»

№ п/п	Наименование энергоуслуги	Дата ввода тарифа	Тариф, руб./Гкал		Реквизиты постановлений Комитета по тарифному регулированию Мурманской области
			Население*	Прочие	
1.	ГВ, поставляемая потребителям	01.01.2017	-	3774,09	от 02.12.2015 № 54/3
		01.07.2017	-	4052,08	
		01.01.2018	-	3960,6	от 05.12.2017 №52/3
		01.07.2019	-	4766,52	
		01.01.2019	-	4766,52	от 14.12.2018 №47/22
		01.07.2019	-	6122,87	
		01.01.2020	-	5305,41	от 06.11.2019 №39/2
01.07.2020	-	5305,41			

* - тарифы указываются с учетом НДС

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «ММТП» потребителям, представлена в таблице 202 и графически приведена на рисунке 80.

Таблица 202 – Динамика утвержденных тарифов АО «ММТП»

№ п/п	Установленный тариф, руб./Гкал				Изменение тарифа, %			
	01.07.2017	01.07.2018	01.07.2019	01.07.2020	01.07.2017	01.07.2018	01.07.2019	01.07.2020
1.	<i>ГВ, поставляемая потребителям - прочие потребители</i>							
	4052,08	3960,6	6122,87	5305,41	-	-2,3	54,6	-13,4



Рисунок 80. Динамика установленных тарифов на ГВ АО «ММТП»

1.11.1.6. Динамика установленных тарифов ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ

Сведения об утвержденных тарифах ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ, устанавливаемых Комитетом по тарифному регулированию Мурманской области, представлены в таблице 203.

Таблица 203 – Сведения о размере тарифов ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ

№ п/п	Наименование энергоуслуги	Дата ввода тарифа	Тариф, руб./Гкал		Реквизиты постановлений Комитета по тарифному регулированию Мурманской области
			Население*	Прочие	
1.	ГВ, поставляемая потребителям	01.01.2017	1638,32	5562,64	от 16.12.2015 № 57/11
		01.07.2017	1736,32	5670,26	
		01.01.2018	1736,62	5577,78	от 13.12.2017 № 53/14
		01.07.2018	1840,82	5577,78	
		01.01.2019	1872,01	5577,78	от 20.12.2018 № 51/18
		01.07.2019	2115,38	5711,61	
		01.01.2020	2047,38	5711,61	от 18.12.2019 № 55/60
		01.07.2020	2092,43	6665,64	

* - тарифы указываются с учетом НДС

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ потребителям, представлена в таблице 204 и графически на рисунке 81.

Таблица 204 – Динамика установленных тарифов ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ

№ п/п	Установленный тариф, руб./Гкал				Изменение тарифа, %			
	01.07.2017	01.07.2018	01.07.2019	01.07.2020	01.07.2017	01.07.2018	01.07.2019	01.07.2020
1.	<i>ГВ, поставляемая потребителям - население</i>							
	1736,32	1840,82	2115,38	2092,43	-	6,02	14,92	-1,08
2.	<i>ГВ, поставляемая потребителям - прочие потребители</i>							
	5670,26	5577,78	5711,61	6665,64	-	-1,63	2,40	16,70

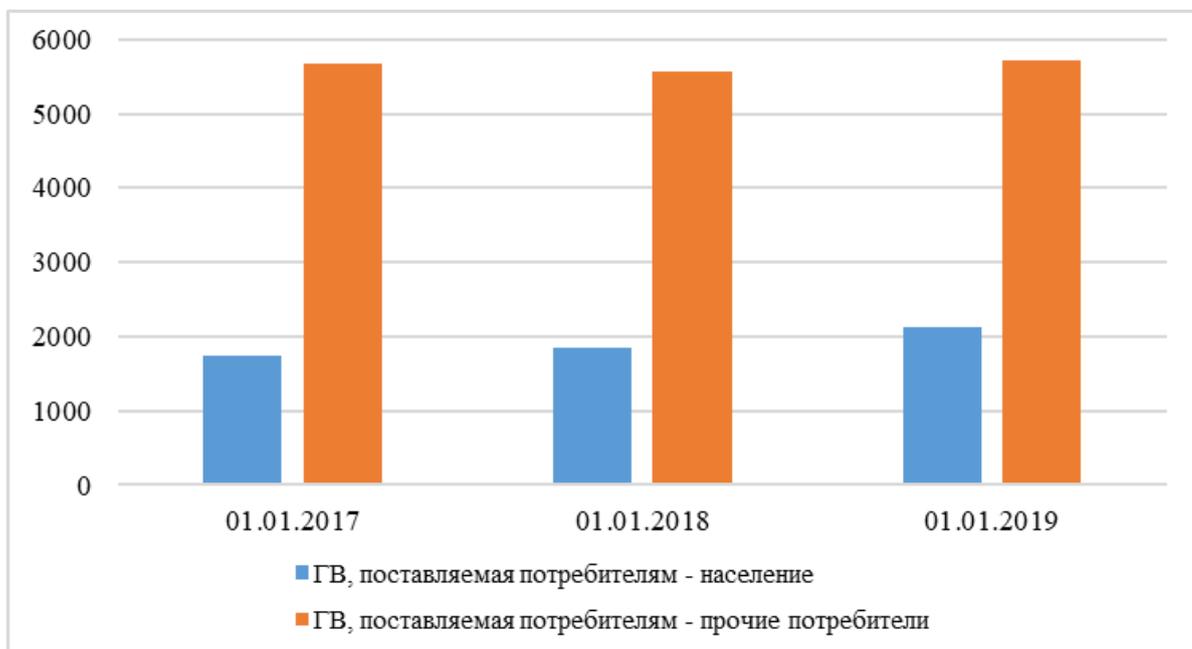


Рисунок 81. Динамика установленных тарифов на ГВ ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ

1.11.1.7. Динамика установленных тарифов АО «ММРП»

Сведения об утвержденных тарифах АО «ММРП», устанавливаемых Комитетом по тарифному регулированию Мурманской области, представлены в таблице 205.

Таблица 205 – Сведения о размере тарифов АО «ММРП» без учета НДС

№ п/п	Наименование энергоуслуги	Дата ввода тарифа	Тариф, руб./Гкал		Реквизиты постановлений Комитета по тарифному регулированию Мурманской области
			Население*	Прочие	
1.	ГВ для потребителей АО «ММРП» через сети АО «ММРП»	01.01.2017	3110,65	-	от 16.12.2015 № 57/13 в редакции постановления от 09.12.2016 №52/1
		01.07.2017	3110,65	-	
		01.01.2018	3110,65	-	от 16.12.2015 № 57/13 в редакции постановления от 22.12.2017 №59/6
		01.07.2018	3452,82	-	
		01.01.2019	3452,82	-	от 18.12.2018 № 49/18
		01.07.2019	3970,74	-	
2.	Острый и редуцированный пар для потребителей АО «ММРП» через сети АО «ММРП»	01.01.2017	-	3080	от 16.12.2015 № 57/13 в редакции постановления от 09.12.2016 №52/1
		01.07.2017	-	3080	
		01.01.2018	-	3080	от 16.12.2015 № 57/13 в редакции постановления от 22.12.2017 №59/6
		01.07.2018	-	3418,8	
3.	ГВ для потребителей АО «ММРП» через сети АО «МЭС»	01.01.2017	3452,37	3459,47	от 16.12.2015 № 57/13 в редакции постановления от 09.12.2016 №52/1
		01.07.2017	3452,37	3459,47	
		01.01.2018	3452,37	3459,47	от 16.12.2015 № 57/13 в редакции постановления от 22.12.2017 №59/6
		01.07.2018	3452,37	3840,01	
		01.01.2019	3510,89	3840,01	от 18.12.2018 № 49/18
		01.07.2019	3510,89	4416,02	

* - тарифы указываются с учетом НДС

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «ММРП» потребителям, представлена в таблице 206.

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «ММРП» потребителям, графически представлена на рисунках 82 – 84.

Таблица 206 – Динамика утвержденных тарифов АО «ММРП»

№ п/п	Установленный тариф, руб./Гкал						Изменение тарифа, %					
	01.01.2017	01.07.2017	01.01.2018	01.07.2018	01.01.2019	01.07.2019	01.01.2017	01.07.2017	01.01.2018	01.07.2018	01.01.2019	01.07.2019
1.	<i>ГВ для потребителей АО «ММРП» через сети АО «ММРП» – прочие потребители</i>											
	3110,65	3110,65	3110,65	3452,82	3452,82	3970,74	-	0,00	0,00	9,91	0,00	13,04
2.	<i>Острый и редуцированный пар для потребителей АО «ММРП» через сети АО «ММРП» – прочие потребители</i>											
	3080	3080	3080	3418,8	-	-	-	0,00	0,00	9,91	-	-
3.	<i>ГВ для потребителей АО «ММРП» через сети АО «МЭС» - население</i>											
	3452,37	3452,37	3452,37	3452,37	3510,89	3510,89	-	0,00	0,00	0,00	1,67	0,00
4.	<i>ГВ для потребителей АО «ММРП» через сети АО «МЭС» - прочие потребители</i>											
	3459,47	3459,47	3459,47	3840,01	3840,01	4416,01	-	0,00	0,00	9,91	0,00	13,04

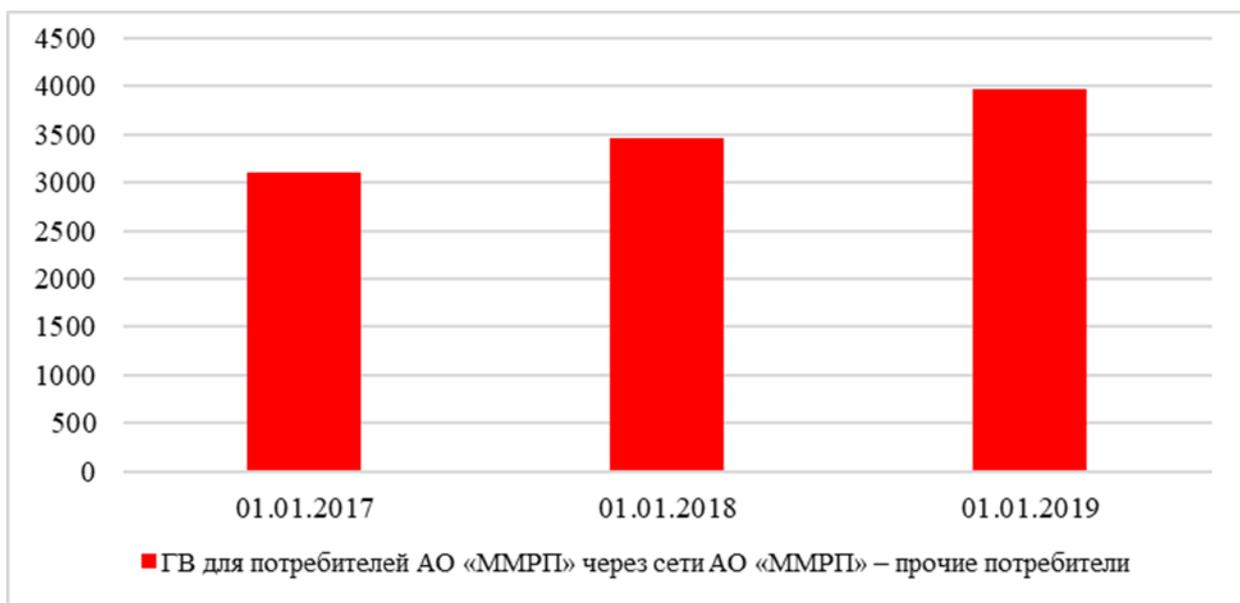


Рисунок 82. Динамика установленных тарифов на ГВ для потребителей АО «ММРП» через сети АО «ММРП»

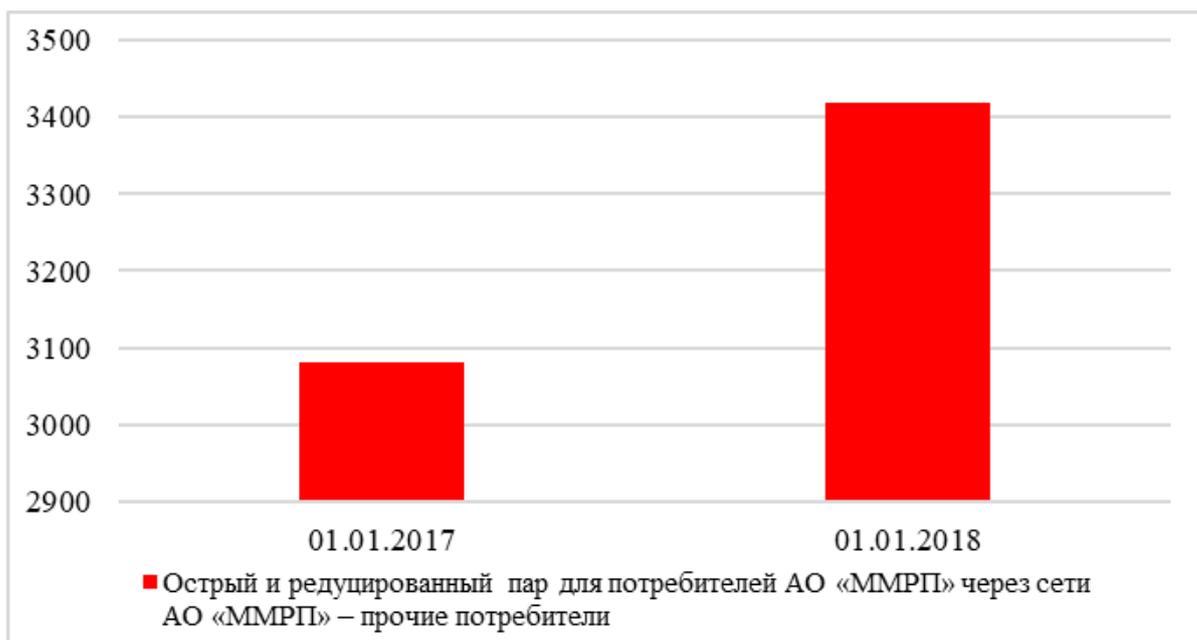


Рисунок 83. Динамика установленных тарифов на острый и редуцированный пар для потребителей АО «ММРП» через сети АО «ММРП»

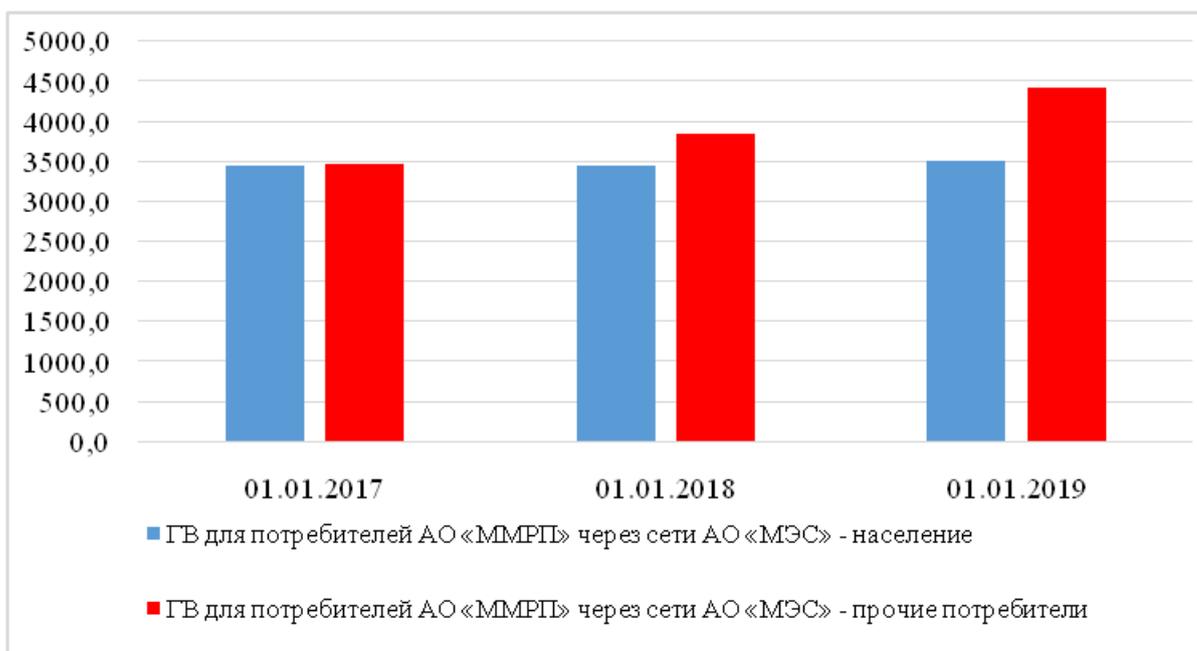


Рисунок 84. Динамика установленных тарифов на ГВ для потребителей АО «ММРП» через сети АО «МЭС»

1.11.2. Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

Регулирование тарифов (цен) основывается на принципе обязательности раздельного учета организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, объемов продукции (услуг), доходов и расходов по производству, передаче и сбыту энергии в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, включают следующие группы расходов:

- на топливо;
- на покупаемую электрическую и тепловую энергию;
- на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;
- на сырье и материалы;
- на ремонт основных средств;
- на оплату труда и отчисления на социальные нужды;
- на амортизацию основных средств и нематериальных активов;
- прочие расходы.

1.11.2.1. Структура цен (тарифов) АО «Мурманская ТЭЦ»

Расходы АО «Мурманская ТЭЦ», связанные с производством и реализацией тепловой энергии, представлены в таблице 207. Графическое представление дано на диаграмме 85.

Таблица 207 – Расходы АО «Мурманская ТЭЦ», связанные с производством и реализацией тепловой энергии

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2017
1.	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель;	тыс. руб.	109 343,20
2.	Расходы на топливо с указанием по каждому виду топлива стоимости (за единицу объема), объема и способа его приобретения, стоимости его доставки;*	тыс. руб.	3 166 776,40
3.	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	181 759,20
4.	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе;	тыс. руб.	26 023,30
5.	Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала;	тыс. руб.	454 308,20
6.	Расходы на амортизацию основных производственных	тыс. руб.	43862,1

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2017
	средств;		
7.	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств (в том числе информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов);	тыс. руб.	235402,5
8.	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством Российской Федерации;	тыс. руб.	809781,4



Рисунок 85. Расходы АО «Мурманская ТЭЦ», связанные с производством и реализацией тепловой энергии в 2017 году

1.11.2.2. Структура цен (тарифов) АО «МЭС»

Расходы АО «МЭС», связанные с производством и реализацией тепловой энергии, представлены в таблицах 208-209. Графическое представление дано на диаграммах 86-87.

Таблица 208 – Расходы АО «МЭС», связанные с производством и реализацией тепловой энергии

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	2016	2017
1.	Расходы на топливо, всего	тыс.руб.	3 464 065	4824003
2.	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	тыс.руб.	356 219	413 753
3.	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб.	80201	94781
4.	Расходы на химические реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс.руб.	1739	2201
5.	Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.	874837	1062655
6.	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс.руб.	11814	13438
7.	Расходы на аренду имущества (лизинг) используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс.руб.	212321	220930
8.	Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт	тыс.руб.	425165	589800
9.	Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт	тыс.руб.	104728	62049
10.	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств (в том числе информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг, которых превышает 20% суммы расходов по указанной статье расходов)	тыс.руб.	97598	118239
11.	Расходы на услуги производственного характера, оказываемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса (в том числе информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения)	тыс.руб.	59458	866904
12.	Прочие расходы, которые отнесены на регулируемые виды деятельности, в соответствии с основами ценообразования в сфере теплоснабжения	тыс.руб.	922750	не определяется



Рисунок 86. Расходы АО «МЭС», связанные с производством и реализацией тепловой энергии в 2017 году

Таблица 209 – Расходы АО «МЭС», связанные с передачей тепловой энергии

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	2016	2017
1.	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе (с указанием средневзвешенной стоимости 1 кВт/ч), и объём приобретения электрической энергии	тыс.руб.	12 822	12 911
2.	Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.	61204	61252
3.	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс.руб.	25	4
4.	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс.руб.	94363	95710
5.	Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт	тыс.руб.	37017	36015
6.	Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт	тыс.руб.	3182	3083
7.	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств (в том числе информация об объёмах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг, которых превышает 20% суммы расходов по указанной статье расходов)	тыс.руб.	15652	23168
8.	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в соответствии с законодательством Российской Федерации	тыс.руб.	338419	335325



Рисунок 87. Расходы АО «МЭС», связанные с передачей тепловой энергии в 2017 году

1.11.2.3. Структура цен (тарифов) МУП «МУК»

Расходы МУП «МУК», связанные с производством и реализацией тепловой энергии, представлены в таблицах 210-211. Графическое представление дано на диаграммах 88-89.

Таблица 210 – Расходы МУП «МУК», связанные с производством и реализацией тепловой энергии (угольная котельная)

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	За 2017 год
1.	Расходы на топливо, всего	тыс. руб.	11 481,285
2.	Расход на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемым в технологическом процессе	тыс. руб.	1 010,132
3.	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	23,246
4.	Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	7 735,073
5.	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	5 747,126
6.	Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	4 232,828
7.	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	3 339,559
8.	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	254,126
9.	Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт	тыс. руб.	794,164
10.	Расходы на услуги производственного характера, оказываемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса (в том числе информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения)	тыс. руб.	640,889
11.	Прочие расходы, которые отнесены на регулируемые виды деятельности, в соответствии с Основами ценообразования в сфере теплоснабжения	тыс. руб.	379,915



Рисунок 88. Расходы МУП «МУК», связанные с производством и реализацией тепловой энергии (угольная котельная) за 2017 год

Таблица 211 – Расходы МУП «МУК», связанные с производством и реализацией тепловой энергии (дизельная котельная)

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	За 2017 год
1.	Расходы на топливо, всего	тыс. руб.	10 011,887
2.	Расход на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемым в технологическом процессе	тыс. руб.	328,253
3.	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	14,293
4.	Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	2 878,429
5.	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	2 214,171
6.	Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	1 628,815
7.	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	1 287,487
8.	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	354,353
9.	Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт	тыс. руб.	312,217
10.	Расходы на услуги производственного характера, оказываемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса (в том числе информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения)	тыс. руб.	251,921
11.	Прочие расходы, которые отнесены на регулируемые виды деятельности, в соответствии с Основами ценообразования в сфере теплоснабжения	тыс. руб.	387,352



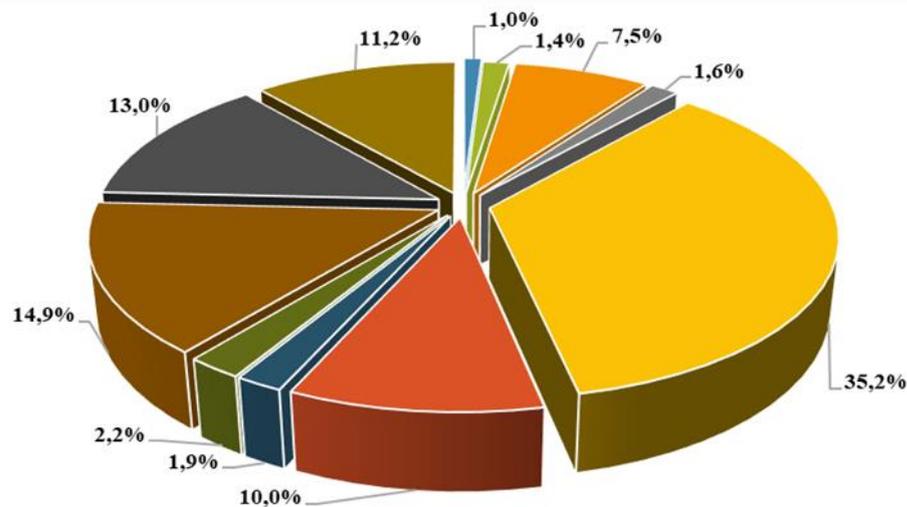
Рисунок 89. Расходы МУП «МУК», связанные с производством и реализацией тепловой энергии (дизельная котельная)

1.11.2.4. Структура цен (тарифов) АО «Завод ТО ТБО»

Расходы АО «Завод ТО ТБО», связанные с производством и реализацией тепловой энергии, представлены в таблице 212 и на диаграмме 90.

Таблица 212 – Расходы АО «Завод ТО ТБО», связанные с производством и реализацией тепловой энергии

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2017
1.	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	1 619
2.	Расходы на топливо		2 428
3.	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе (с указанием средневзвешенной стоимости 1 кВт*ч), и объем приобретения электрической деятельности	тыс. руб.	12638 Объем 3564 тыс.кВт 3,55 руб/кВт
4.	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	2 615,00
5.	Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	59 215
6.	Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	16799
7.	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	3152
8.	Расходы на аренду имущества (лизинг), используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	3707
9.	Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт	тыс. руб.	25090
10.	Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт	тыс. руб.	21875
11.	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с Основами ценообразования в сфере теплоснабжения	тыс. руб.	18870



- Расходы на приобретаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель
- Расходы на топливо
- Расходы на приобретаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе (с указанием средневзвешенной стоимости 1 кВт*ч), и объем приобретения электрической деятельности
- Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе
- Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала
- Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала
- Расходы на амортизацию основных производственных средств
- Расходы на аренду имущества (лизинг), используемого для осуществления регулируемого вида деятельности
- Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт
- Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт
- Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с Основами ценообразования в сфере теплоснабжения

Рисунок 90. Расходы АО «Завод ТО ТБО», связанные с производством и реализацией тепловой энергии

1.11.2.5. Структура цен (тарифов) АО «ММТП»

Расходы АО «ММТП», связанные с производством и реализацией тепловой энергии, представлены в таблице 213. Графическое представление дано на диаграмме 91.

Таблица 213 – Расходы АО «ММТП», связанные с производством и реализацией тепловой энергии

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2018	2019
1.	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	1841	1896
2.	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	10997	11323
3.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	25279	26027
4.	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	58	60
5.	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.	2593	2670
6.	Другие расходы, в том числе:	тыс.руб.	864	890
7.	Расходы по охране труда и технике безопасности	тыс.руб.	139	143
8.	Арендная плата	тыс.руб.	2 296	2 364
9.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс.руб.	621	639
10.	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	7 308	7 524
11.	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	4 187	4 213
12.	Расходы на топливо	тыс.руб.	38 025	39 150
13.	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	3 934	4 050
14.	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	451	464

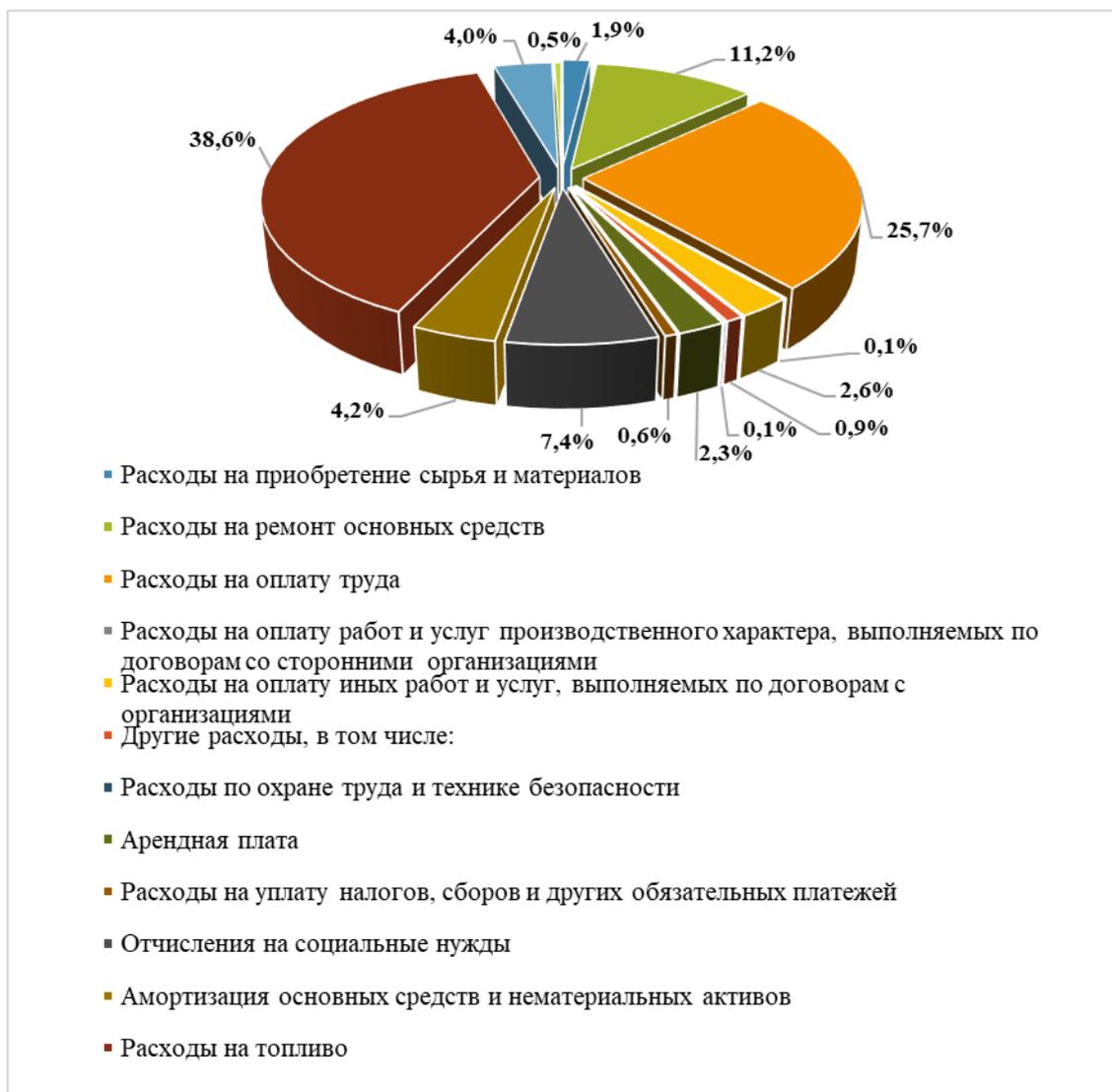


Рисунок 91. Расходы АО «ММТП», связанные с производством и реализацией тепловой энергии в 2019 году

1.11.2.6. Структура цен (тарифов) ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ

Расходы ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ, связанные с производством и реализацией тепловой энергии, представлены в таблице 214. Графическое представление дано на диаграмме 92.

Таблица 214 – Расходы ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ, связанные с производством и реализацией тепловой энергии

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	с 01.07.2017 по 31.12.2017
1.	Расходы на топливо всего	тыс.руб.	872 091,35
2.	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе:	тыс.руб.	61 407,42
3.	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб.	9 939,64
4.	Расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	тыс.руб.	31,43
5.	Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.	374 330,21
6.	Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс.руб.	23 166,90
7.	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс.руб.	2 267,91
8.	Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт	тыс.руб.	112 658,26
9.	Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт	тыс.руб.	8 942,52
10.	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством Российской Федерации	тыс.руб.	8 878,55



Рисунок 92. Расходы ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ

1.11.3. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности

Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности отсутствуют.

1.11.4. Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей, отсутствует.

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 49,87 Гкал/час). 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.

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. Применение открытой системы теплоснабжения в системе теплоснабжения котельной «Северная». Согласно федеральному закону «О теплоснабжении» №190-ФЗ от 27.07.2010, применение открытой системы теплоснабжение запрещено с 01.01.2022г. К этому моменту необходимо выполнить мероприятия по обеспечению потребителей горячим водоснабжением с отсутствием водоразбора из сетевого контура.

2. 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 2015-2019 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.