

**Актуализация на 2019 год
Схемы теплоснабжения
муниципального образования город Мурманск
с 2016 по 2031 годы**

Обосновывающие материалы

Том первый

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

г. Санкт-Петербург

2017 год



СОГЛАСОВАНО:

Генеральный директор
ООО «Невская Энергетика»

_____ Е.А. Кикоть

«__» _____ 2017 г.

СОГЛАСОВАНО:

Председатель Комитета по жилищной политике
администрации города Мурманска

_____ А.Ю. Червинко

«__» _____ 2017 г.

**Актуализация на 2019 год
Схемы теплоснабжения
муниципального образования город Мурманск
с 2016 по 2031 годы**

Обосновывающие материалы

Том первый

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

г. Санкт-Петербург

2017 год



ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	10
1.1. Функциональная структура теплоснабжения.....	10
1.1.1. Зоны деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними	10
1.1.2. Структура договорных отношений теплоснабжающих организаций.....	15
1.1.3. Зоны действия производственных котельных	17
1.1.4. Зоны действия индивидуального теплоснабжения.....	17
1.1.5. Карты-схемы поселения с делением на зоны действия источников тепловой энергии	17
1.2. Источники тепловой энергии.....	18
1.2.1. ПАО «Мурманская ТЭЦ».....	18
1.2.2. АО «Мурманэнергосбыт»	48
1.2.3. МУП «Мурманская управляющая компания»	68
1.2.4. АО «Мурманский морской рыбный порт»	77
1.2.5. ОАО «Завод ТО ТБО»	83
1.2.6. ПАО «Мурманский морской торговый порт».....	87
1.2.7. Жилищно-эксплуатационный отдел №1 Мурманский филиал Федерального Государственного Бюджетного Учреждения «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства Обороны Российской Федерации по ОСК Северного флота	93
1.3. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ НА НИХ И ТЕПЛОВЫЕ ПУНКТЫ.....	98
1.3.1. Структура тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии.....	98
1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зоне действия источников тепловой энергии ..	116
1.3.3. Параметры тепловых сетей	117
1.3.4. Типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.....	134
1.3.5. Типы и строительные особенности тепловых камер и павильонов.....	134
1.3.6. Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети	135
1.3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети	144
1.3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики	150
1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет....	150
1.3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей.....	151
1.3.11. Процедуры диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов	151
1.3.12. Периодичность и соответствие техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей	152
1.3.13. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемые в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.....	157
1.3.14. Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета тепловой энергии	166

1.3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения	167
1.3.16. Типы присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям	167
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	171
1.3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи	172
1.3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.....	173
1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.....	174
1.3.21. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию	174
1.4. Зоны действия источников тепловой энергии	175
1.5. ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	176
1.5.1. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха	181
1.5.2. Случаи применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.....	182
1.5.3. Значение потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом.....	182
1.5.4. Значение потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии.....	183
1.5.5. Нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	183
1.6. БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	187
1.6.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки.....	187
1.6.2. Баланс резервов и дефицитов тепловой мощности нетто	190
1.6.3. Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой мощности от источника тепловой энергии до самого дальнего потребителя.....	194
1.6.4. Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения	196
1.6.5. Резервы тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможности расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности в зоны с дефицитом тепловой мощности	197
1.7. БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ.....	199
1.7.1. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя.....	199
1.7.2. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения	208
1.8. ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ	210
1.8.2. Виды и количество используемого основного топлива Мурманской ТЭЦ	211

1.8.3. Виды и количество используемого основного топлива Восточной котельной	217
1.8.4. Виды и количество используемого основного топлива Завода ТО ТБО.....	218
1.8.5. Виды и количество используемого основного топлива Южной котельной	219
1.8.6. Виды и количество используемого основного топлива Северной котельной	221
1.8.7. Виды и количество используемого основного топлива котельной «РОСТА»	222
1.8.8. Виды и количество используемого основного топлива котельной в пос. Абрам Мыс.....	223
1.8.9. Виды и количество используемого основного топлива котельной АО «ММРП».....	225
1.8.10. Виды и количество используемого основного топлива котельной на твердом топливе МУП «МУК».....	226
1.8.11. Виды и количество используемого основного топлива котельной на жидком топливе МУП «МУК».....	228
1.8.12. Виды и количество используемого основного топлива котельной ПАО «ММТП».....	229
1.8.13. Виды и количество используемого основного топлива котельной №22.....	230
1.8.14. Виды и количество используемого основного топлива котельной ТЦ «Росляково-1».....	231
1.8.15. Виды и количество используемого основного топлива котельной ТЦ «Росляково Южная»	231
1.9. НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	232
1.9.1. Общие положения	232
1.9.2. Анализ и оценка надёжности системы теплоснабжения.....	233
1.9.3. Расчёт показателей надёжности системы теплоснабжения г. Мурманска.....	239
1.10. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ.....	248
1.10.1. Технико-экономические показатели ПАО «Мурманская ТЭЦ»	248
1.10.2. Технико-экономические показатели АО «Мурманэнергосбыт».....	250
1.10.3. Технико-экономические показатели АО «Мурманский морской рыбный порт».....	256
1.10.4. Технико-экономические показатели МУП «Мурманская управляющая компания»	259
1.10.5. Технико-экономические показатели ОАО «Завод ТО ТБО».....	263
1.10.6. Технико-экономические показатели ОАО «Мурманская энергосбытовая компания»	267
1.10.7. Технико-экономические показатели ПАО «Мурманский морской торговый порт».....	270
1.10.8. Технико-экономические показатели ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление»	274
1.11. ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	277
1.11.1. Динамика утвержденных 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.....	277
1.11.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.....	302
1.11.3. Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности.....	319
1.11.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.....	319
1.12. ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА	320

1.12.1. Существующие проблемы организации качественного теплоснабжения	320
1.12.2. Существующие проблемы организации надежного и безопасного теплоснабжения.....	320
1.12.3. Существующие проблемы развития систем теплоснабжения.....	321
1.12.4. Существующие проблемы надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения	322
1.12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.....	322

ВВЕДЕНИЕ

Основой для разработки и актуализации Схемы теплоснабжения городского округа г. Мурманск до 2031 г. является Федеральный закон от 27 июля 2010г. №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 298,096 тыс. человек, что составляет 39,35% 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°C;

Абсолютная максимальная температура воздуха – 33°C;

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки – минус 30°C;

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

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, промысловое оборудование, тару и упаковочный материал.

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

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ 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

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 1.1.

Объекты систем теплоснабжения города эксплуатируются следующими теплоснабжающими организациями:

– ПАО «Мурманская ТЭЦ»

На балансе предприятия находится большая часть тепловых сетей Октябрьского и Первомайского округов города, три крупных источника тепловой энергии, отпускающие тепловую энергию с коллекторов как напрямую потребителям, так и через тепловые сети АО «Мурманэнергосбыт», ОАО «МЭК», АО «ГУ» ЖКХ».

– АО «Мурманэнергосбыт»

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

- у ГОУТП «ТЭКОС» три источника тепловой энергии в г. Мурманске,

- у МУП «Североморские тепловые сети», процедура банкротства которого начата в 2010 году, два источника тепловой энергии (котельные жилого района Росляково) с внутриквартальными тепловыми сетями,

-внутриквартальные тепловые сети и ЦТП в Октябрьском и Первомайском административных округах г. Мурманска,

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

-тепловые сети и ЦТП в пос.Абрам-мыс Первомайского округа г. Мурманска.

Организация оказывает услуги по транспорту тепловой энергии АО «ММРП» и ПАО «Мурманская ТЭЦ».

– **АО «Мурманский морской рыбный порт»**

В собственности предприятия находится один источник тепловой энергии, который снабжает жилфонд в виде пара по паропроводам, один из которых принадлежит АО «ММРП», а другой передан на праве оперативного управления ММБУ «Управление дорожного хозяйства», до центральных тепловых пунктов АО «Мурманэнергосбыт». На одном из ЦТП АО «Мурманэнергосбыт» пар преобразуется в сетевую воду, на втором – в сетевую воду и ГВС, а затем по внутриквартальным сетям АО «Мурманэнергосбыт» тепловая энергия подается непосредственно к внутридомовым тепловым сетям. Котельная АО «ММРП» также снабжает теплом на нужды отопления и технологические нужды ряд промышленных объектов в Южном районе Рыбного порта.

– **МУП «Мурманская управляющая компания»**

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

– **ОАО «Завод ТО ТБО»**

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

– **ОАО «Мурманская энергосбытовая компания»**

Организация имеет в краткосрочной аренде участок тепловых сетей и один ИТП, по средствам которых осуществляется теплоснабжение нескольких образовательных и культурных учреждений тепловой энергией ПАО «Мурманская ТЭЦ», АО «Мурманэнергосбыт», АО «ММРП».

– **АО «Ремонтно-эксплуатационное управление»**

Организации переданы в безвозмездное пользование от Минобороны РФ в муниципальном образовании г. Мурманск участки сетей, тепловые пункты и 15 котельных для выполнения функций единственного поставщика тепловой энергии для нужд Минобороны России и подведомственных Минобороны России организаций.

– **ПАО «Мурманский морской торговый порт»**

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.

– **Жилищно-эксплуатационный отдел №1 Мурманский филиал Федерального Государственного Бюджетного Учреждения «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства Обороны Российской Федерации по ОСК Северного флота**

Организация осуществляет эксплуатацию котельной, обеспечивающей теплоснабжение 2 жилых домов в в/г №6, пос. Росляково.

Распределение источников тепловой энергии по эксплуатирующим организациям также представлено в таблице 1.1.

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 в таблице 1.1 и рисунке 1.1.

Таблица 1.1 Структура систем теплоснабжения г. Мурманск

№ системы теплоснабжения	Тип и наименование источника	Адрес источника	Наименование эксплуатирующей организации
1	Мурманская ТЭЦ (КЦ)	ул. Шмидта, д.14	ПАО «Мурманская ТЭЦ»
	Восточная котельная (КЦ-2)	ул. Домостроительная, д.24	ПАО «Мурманская ТЭЦ»
	Котлы на ОАО «Завод ТО ТБО»	ул. Домостроительная, д.34	ОАО «Завод ТО ТБО»
	Южная котельная (КЦ-1)	ул. Фадеев ручей, д.7	ПАО «Мурманская ТЭЦ»
2	Котельная «Северная»	ул. Промышленная, д.15	АО «Мурманэнергосбыт»
	Котельная Роста	ул. Лобова, д.75	АО «Мурманэнергосбыт»
3	Котельная в п. Абрам Мыс	ул. Судоремонтная, д.15	АО «Мурманэнергосбыт»
4	Котельная ТЦ «Росляково -1»	пос. Росляково, ул. Заводская, д.11	АО «Мурманэнергосбыт»
5	Котельная ТЦ «Росляково Южная»	пос. Росляково, ул. Молодежная	АО «Мурманэнергосбыт»
6	Котельная АО «ММРП»	Рыбный порт, южные причалы	АО «ММРП»
7	Котельная на тв.топливе МУП «МУК»	мкр. Дровяное	МУП «МУК»
8	Котельная на ж.топливе МУП «МУК»	мкр. Дровяное	МУП «МУК»
9	Котельная ПАО «ММТП»	Торговый порт	ПАО «ММТП»
10	Котельная №22	в/г №6, пос. Росляково, ул. Мохнаткина Пахта	ЖЭКО №1 ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ

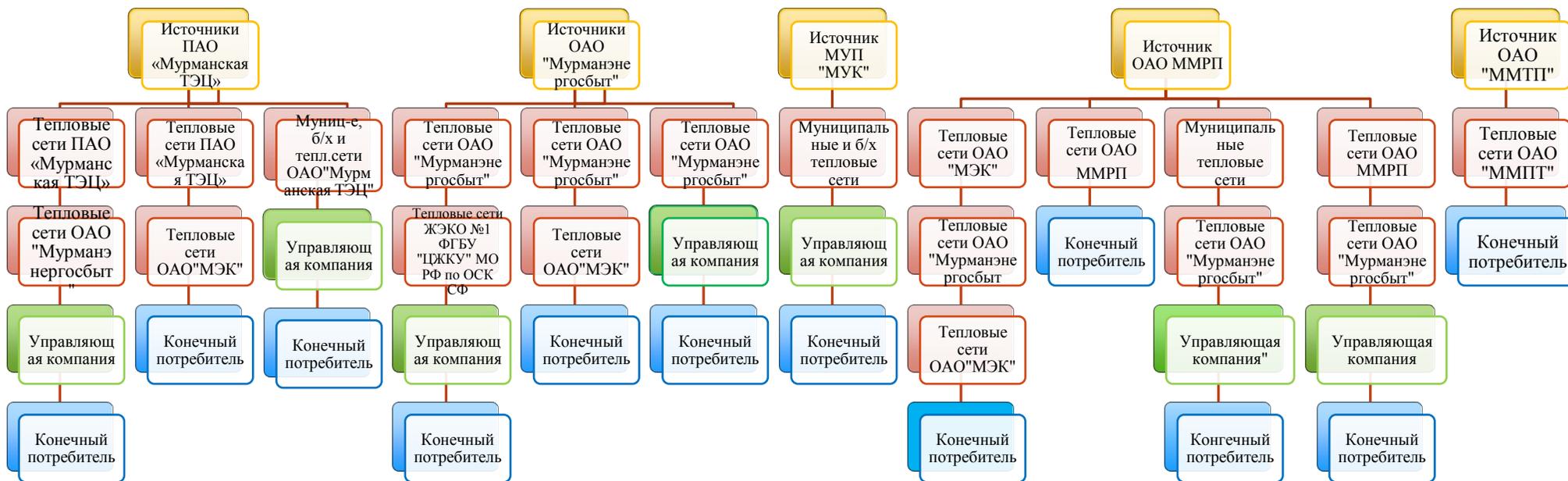


Рисунок 1.1. Структура системы теплоснабжения г. Мурманск

1.1.2. Структура договорных отношений теплоснабжающих организаций

ПАО «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 «Мурманэнергосбыт», имеет место быть транспортировка по бесхозяйным теплотрассам и муниципальным теплотрассам.

АО «Мурманэнергосбыт» заключает договоры на транспортировку тепловой энергии с АО «ГУ «ЖКХ» и ОАО «МЭК», большая часть тепловой энергии реализуется через собственные теплотрассы потребителям.

АО «ММРП» заключает договоры теплоснабжения непосредственно с потребителями, для транспортировки тепловой энергии кроме собственных теплотрасс используют и тепловые сети АО «Мурманэнергосбыт».

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

ОАО «Завод ТО ТБО» реализует тепловую энергию в паре, выработанную за счет термической обработки несортированных твердых бытовых отходов, на «Восточную» котельную ПАО «Мурманская ТЭЦ».

ОАО «МЭК» занимается транспортировкой тепловой энергии от ПАО «Мурманская ТЭЦ», АО «Мурманэнергосбыт», АО «ММРП» к ряду потребителей, соответственно состоит в договорных отношениях с источником и с потребителем.

ПАО «Мурманский морской торговый порт» передает тепловую энергию в горячей воде потребителям промышленной зоны порта.

АО «ГУ «ЖКХ» передает тепловую энергию ряду потребителей от ПАО «Мурманская ТЭЦ» и АО «Мурманэнергосбыт».

Договоры теплоснабжения заключают соответствующие службы сбыта тепловых источников 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 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.

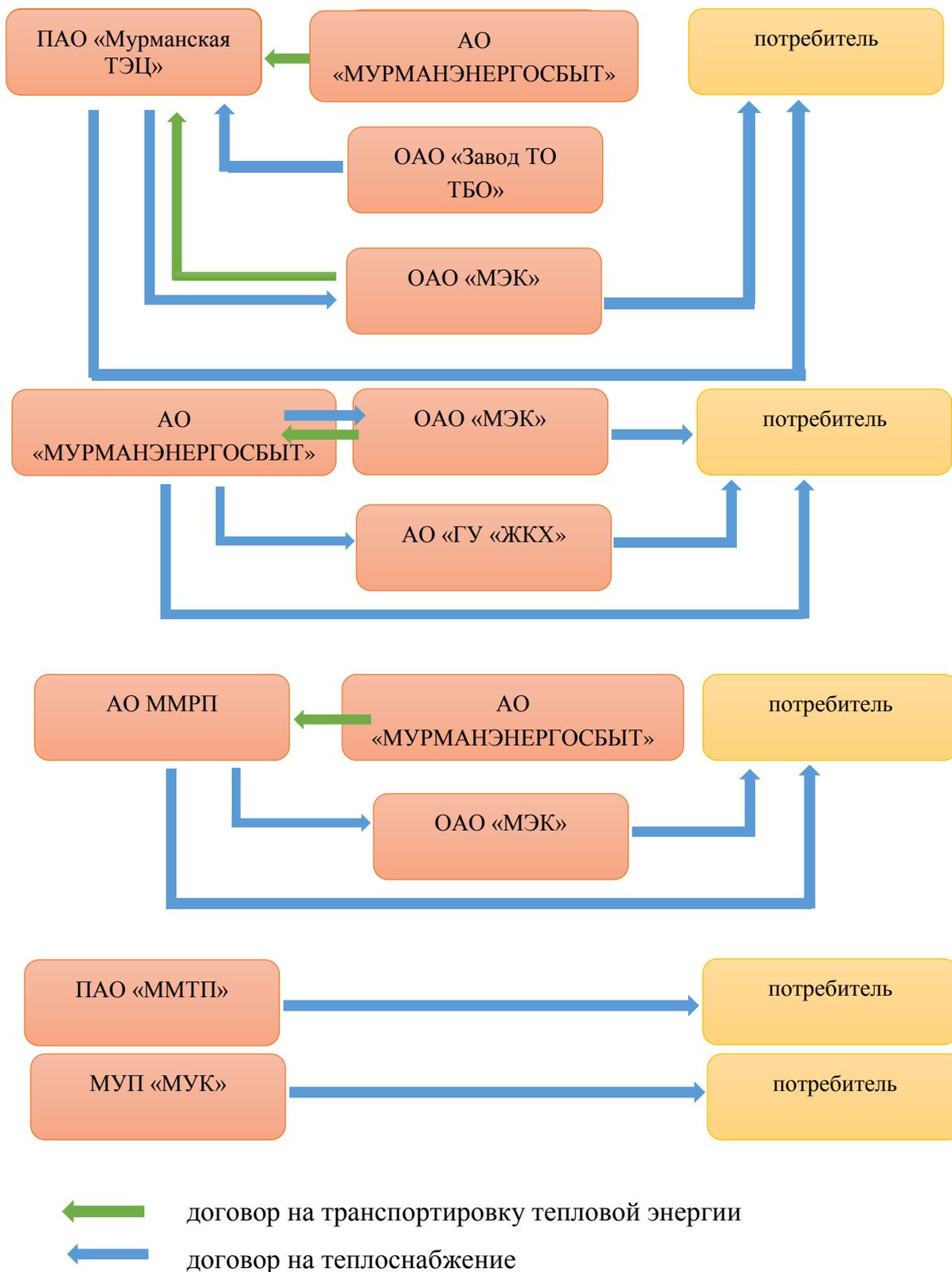


Рисунок 1.2. Структурная схема договорных отношений между теплоснабжающими организациями в системах теплоснабжения г. Мурманск

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. 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.

1.1.5. Карты-схемы поселения с делением на зоны действия источников тепловой энергии

Зоны действия источников централизованного теплоснабжения подробно рассмотрены в части 4.

1.2. Источники тепловой энергии

1.2.1. ПАО «Мурманская ТЭЦ»

1.2.1.1. Общее описание

ПАО «Мурманская ТЭЦ» – теплоснабжающая организация, поставляющая тепловую энергию в Первомайский и Октябрьский 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 перемычками, диаметр которых, однако, не позволяет осуществлять работу нескольких источников на единую тепловую сеть. Тепловые сети источников отделены друг от друга секционирующими задвижками, которые в стационарном режиме работы закрыты.

ПАО «Мурманская ТЭЦ» осуществляет поставку 72 % производимой в городе тепловой энергии. Общая подсоединенная нагрузка системы составляет 740,6 Гкал/ч, при имеющейся установленной мощности в 1122 Гкал/ч.

Каждый источник снабжает тепловой энергией свой район. Все три системы теплоснабжения связаны между собой перемычками на тепловых сетях, существует возможность переключения нагрузок с одного источника на другой, что периодически реализуется в летний режим работы.

Мурманская ТЭЦ (котельная Центральная) построена в 1934 г. Имеет 7 паровых и 3 водогрейных котла. 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.

Восточная котельная построена в начале 1980-х гг. и имеет 3 паровых котла и 3 водогрейных котла.

Южная котельная введена в эксплуатацию в 1972 г. В эксплуатации находятся 3 паровых котла и 5 водогрейных котлов.

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 9500 ккал/кг. Аварийное топливо не предусмотрено. Топливо доставляется на источники посредством ж/д транспорта. Подъездные пути и склады хранения принадлежат ПАО «Мурманская ТЭЦ».

1.2.1.2. Структура основного и вспомогательного оборудования

В состав основного оборудования входит:

Мурманская ТЭЦ

- два паровых котла ТП-30Р, производства ООО «Белгородский котельный завод», паспортной паропроизводительностью 30 т/ч каждый.
- один паровой котел ТП-30Р, производства ОАО ТКЗ «Красный котельщик», паспортной паропроизводительностью 30 т/ч каждый.
- один паровой котел ТП -35У, производства ООО «Белгородский котельный завод», паспортной паропроизводительностью 35 т/ч каждый.
- два паровых котла БМ-35Р, производства ООО «Белгородский котельный завод», паспортной паропроизводительностью 35 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», паспортной паропроизводительностью 37,5 Гкал/ч каждый.
- 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 котельных и турбинных агрегатов приведены в таблицах 1.2 -1.12.

Характеристики горелок и тягодутьевых установок приведены в таблице 1.4.

Техническая характеристика теплообменных аппаратов на Мурманской ТЭЦ, Южной котельной и «Восточной» котельной приведены в таблицах 1.5, 1.6, 1.7 соответственно.

Технические характеристики деаэрационных установок приведены в таблице 1.8.

Технические характеристики вспомогательного оборудования на Мурманской ТЭЦ, Южной котельной и Восточной котельной приведены в таблицах 1.9, 1.10, 1.11 соответственно.

Таблица 1.2 Технические характеристики котлоагрегатов

Тип котло-агрегата, 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/ Год продления ресурса
Мурманская ТЭЦ (Центральная котельная)								
Паровые котлы								
ТП -30Р, № 1	1954	30/30	21	350	90,12	двухпакетный стальной горизонтальный змеевиковый	Белгородский котельный завод	11.2017 / до 11.2022
ТП -30Р, № 2	1957	30/30	21	350	90,12	двухпакетный стальной горизонтальный змеевиковый	Белгородский котельный завод	12.2014 / до 12.2018
ТП -30Р, № 3	1958	30/30	21	350	90,17	однопакетный стальной горизонтальный змеевиковый	«Красный котельщик» г. Таганрог	10.2017 / до 10.2022
ТП -35У, № 4	1960	35/35	39	450	90,72	двухпакетный стальной змеевиковый гладкотрубный	Белгородский котельный завод	10.2015 / до 10.2019
БМ-35Р, № 5	1962	40/40	39	450	90,32	трехпакетный стальной змеевиковый	Белгородский котельный завод	07.2016 / до 06.2020
БМ-35Р, № 6	1963	40/40	39	450	90,32	кипящего типа	Белгородский котельный завод	09.2014 / до 09.2018
ГМ-50, № 7	1964	50/50	39	450	90	двухпакетный стальной змеевиковый кипящего типа	Белгородский котельный завод	08.2017 / до 08.2022
Водогрейные котлы								
ПТВМ-50, №8	1965	50/37,5	25	150	90,87		Машиностроительный завод «Татра»	06.2015 / до 06.2019
ПТВМ-50, №9	1966	50/37,5	25	150	90,87		Машиностроительный	04.2017 / до 07.2020

Тип котло-агрегата, 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/ Год продления ресурса
							завод «Татра»	
ПТВМ-100, №10	1970	100/86	25	150	87,43		Дорогобужский котельный завод	04.2015 / до 04.2019
Южная котельная								
Паровые котлы								
ДКВР-20-13/250 № 1	1973	20	1,2	250	90,38	чугунный, блочный, отдельно стоящий	Бийский котельный завод	11.2016 / до 07.2021
ДКВР-20-13/250 № 2	1973	20	1,2	250	90,4	чугунный, блочный, отдельно стоящий	Бийский котельный завод	10.2014 / до 10.2018
ДКВР-20-13/250 № 3	1973	20	1,2	250	90,4	чугунный, блочный, отдельно стоящий	Бийский котельный завод	09.2017 / до 08.2022
Водогрейные котлы								
ПТВМ-100, № 4	1974	100/75	1,1	150	88		Дорогобужский котельный завод	07.2016 / до 09.2020
ПТВМ-100, № 5	1974	100/75	1,1	150	88,39		Дорогобужский котельный завод	12.2014 / до 12.2018
ПТВМ-100, № 6	1975	100/75	1,1	150	88,2		Дорогобужский котельный завод	12.2016 / до 12.2020
КВГМ-100, № 7	1992	100	1,1	150	90,6		Дорогобужский котельный завод	07.2016 / до 07.2020
КВГМ-100, № 8	1994	100	1,1	150	92,36		Дорогобужский котельный завод	12.2015 / до 12.2020
Восточная котельная								
Паровые котлы								
ГМ-50-14/250, № 1	1982	50	1,3	250	91,05	чугунный, блочный	Белгородский котельный завод	02.2014 / до 02.2018
ГМ-50-14/250, № 2	1983	50	1,3	250	91,05	чугунный, блочный	Белгородский котельный завод	03.2015 / до 03.2021
ГМ-50-14/250, № 3	1985	50	1,3	250	91,05	чугунный, блочный	Белгородский котельный завод	04.2016 / до 03.2020
Водогрейные котлы								

Тип котло-агрегата, 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/ Год продления ресурса
КВГМ-100, № 4	1983	100	1,15	150	91,31		Дорогобужский котельный завод	07.2014 / до 07.2018
КВГМ-100, № 5	1984	100	1,15	150	91,31		Дорогобужский котельный завод	08.2014 / до 10.2018
КВГМ-100, № 6	1986	100	1,15	150	91,31		Дорогобужский котельный завод	09.2017 / до 08.2022

Таблица 1.3 Технические характеристики турбоагрегатов на Мурманская 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	Максимальное количество пара, поступающего из производств. отбора, т/час	Макс. расход пара через турбину при отключенном отборе, т/час	Год ввода в эксплуатацию
Турбоагрегат Р-6-35-6ст. № 3	6	34	435	1,2	57	-	-	-	1962
Турбоагрегат ПР-6-35-10\1,2 ст. № 4	6	34	435	1,2	68	6	50	41,5	1963

Таблица 1.4 Количество горелок и тягодутьевых установок на теплоисточниках ПАО «Мурманская ТЭЦ»

Наименование котла	Станционный номер котла	Дутьевой вентилятор			Дымосос	Q, тыс.м ³ /ч
		Тип	Q, тыс.м ³ /ч	Кол-во		
Мурманская ТЭЦ (Центральная котельная)						
ТП – 30Р	Ст.№1	ВД-13,5	40		Д-15,5	61
	Ст.№2	ВД-15,5	34		Д-15,5	61
	Ст.№3	ВД-15,5	53		Д-15,5	65
ТП – 35У	Ст.№4	ВД-13,5	38		Д-15,5	61
БМ – 35Р	Ст.№5,6	ВД-15,5	53		Д-15,5	69
ГМ – 50	Ст.№7	ВД-15,5	53		Д-18	91
ПТВМ-50	Ст.№8, 9	Ц-14-46	5,5	12		
ПТВМ-100	Ст.№10	Ц-14-46-5-01	10	16		
Южная котельная						
ДКВР-20-13/250	Ст. № 1, 2, 3	ВД-10	23	1	Д-13,5	50
ПТВМ-100	Ст. № 4, 5	Ц-14-46-5-0,2	10	16		
	Ст.№ 6,	Ц-14-46-5-0,2	10	1	ДН-222-062ГМ	252
КВГМ – 100	Ст.№ 7, 8	ВДН-18	150		ДН-222-062ГМ	252
Восточная котельная						
ГМ – 50-14-250	Ст. № 1, 2, 3	ВДН-15	50		ДН-19	82
КВГМ-100	Ст. № 4	ВДН-15	50		ДН-18x2	180
	Ст. № 5, 6	ВДН-17	73		ДН-18-2	180

Таблица 1.5 Технические характеристики теплообменных аппаратов Мурманской ТЭЦ

№ подогревателя	Назначение	Расчетное давление, кг/см ²		Температура, °С		Поверхность нагрева, м ²
		воды	пара	воды	пара	
№1	Бойлер основной	14	2	116	133	350
№2	Бойлер основной	14	2	116	133	350
№1	Бойлер пиковый	14	7	135	250	200
№2	Бойлер пиковый	14	7	135	250	200
№3	Бойлер пиковый	14	7	135	250	200
№1	Охладитель конденсата	16	7	150	250	53,9
№ 2	Охладитель конденсата	16	7	150	250	53,9
№ 3	Охладитель конденсата	16	7	150	250	53,9
№1	Подогреватель высокого давления	89	8	170	300	200/1100
№2	Подогреватель высокого давления	89	8	170	300	200/1100
№3	Подогреватель высокого давления	89	8	170	300	200/110
№4	Подогреватель высокого давления	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	16	7	150	250	24,4

Таблица 1.6 Технические характеристики теплообменных аппаратов Южной котельной

№ подогревателя	Назначение	Рабочее давление, кг/см ²	Расчетное давление, МПа	Температура, °С		Поверхность нагрева, м ²
				Корпус	Тр. пучок	
№1	Охладитель подпиточной воды	10	14	100	40	40,6
№1	Подогреватели сырой воды	10	14	120	70	20,3
№2	Подогреватели сырой воды	10	14	120	90	60,9
№1,2,5	Сетевые подогреватели	16	16	150	120	62,3
№3	Сетевой подогреватель	16	16	200	180	53,9
№4	Сетевой подогреватель	16	16	180	150	53,9

Таблица 1.7 Технические характеристики теплообменных аппаратов Восточной котельной

№ подогревателя	Назначение	Рабочее давление, кг/см ²	Расчетное давление, МПа	Температура, °С		Поверхность нагрева, м ²
				Корпус	Тр. пучок	
№1	Охладитель подпиточной воды	10	14	100	40	17,2
№1 - 5	Сетевые подогреватели	16	16	180	150	53,9
№6 - 9	Сетевой подогреватель	16	16	200	180	50,6

Таблица 1.8 Характеристика деаэраторов, установленных на теплоисточниках ПАО «Мурманской 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 1.9 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 5х3	95м ³ /ч, 8,2кг/см ² , 1475об/мин, 55кВт, 380В	3 ед.
Насосы холодной воды	6 К 8	105м ³ /ч, 4,5кг/см ² , 1470об/мин, 98кВт	3 ед.
Насосы рециркуляционные	НКУ-250	250м ³ /ч, 3,2кг/см ² , 1460об/мин, 126кВт	7 ед.
Аккумуляторные баки		отсутствуют	
Насосы топливные питательные	5 Н 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	4ед.

Наименование оборудования	Тип оборудования	Характеристика оборудования	Кол-во
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.
	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.
		V=3000 м ³ ; D=26 м	2 ед.
	вертикальные цилиндрические железобетонные	V=5000 м ³ ; D=30 м	1 ед.

Таблица 1.10 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 x 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	6 – 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.

Наименование оборудования	Тип оборудования	Характеристика оборудования	Кол-во
	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, Tсет. воды 150град.	5 ед.
	630-4000-4	S нагрева 50,6м ² , расход воды 120т/ч, расход пара 15 т/ч, Tсет. 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 1.11 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.
	KRNA-300/660 /40A-O19	1250 м ³ /ч; 140 м вод. ст.; 710 кВт	2 ед.
	ЗВ 200-2	450 м ³ /ч; 84 м вод.ст.; 160 кВт	2 ед.
Насосы подпиточные	К 90/85	90 м ³ /ч; 87 м вод.ст.; 37 кВт	2 ед.
	Д 200-90 (а)	200 м ³ /ч; 90 (74) м вод.ст.; 132 (90) кВт	2 ед.
Насосы аварийной подпитки	1Д 200-906 УХЛ	160 м ³ /ч; 62 м вод.ст.; 55 кВт	1 ед.
Насосы холодной воды	К 160/30 - УХЛ	160 м ³ /ч; 30 м вод.ст.; 30 кВт	2 ед.
Насосы рециркуляционные	СЭ 800-55	800 м ³ /ч; 55 м вод.ст.; 200 кВт	4 ед.
	НКУ - 630/80	630 м ³ /ч 80 м.в.ст.	1 ед.
	НКУ - 250	250 м ³ /ч; 32 м вод.ст.; 55 кВт	3 ед.
Аккумуляторные баки		отсутствуют	
Насосы топливные питательные	5 Н 5Х4	98 м ³ /ч; 320 м вод.ст.; 160 кВт	3 ед.
Насосы топливные рециркуляция	5НК-9Х1	70 м ³ /ч; 47 м вод.ст.; 20 кВт	1 ед.
	5НК-5Х1	90 м ³ /ч; 80 м вод.ст.; 55кВт	1 ед.
Насосы топливные погружные	12НА- 22Х6	150 м ³ /ч; 54 м вод.ст.; 32кВт	2 ед.
	12НА- 22Х6	150 м ³ /ч; 54 м вод.ст.; 40кВт	2 ед.
Дымососы	Д - 13,5	50 тыс.м ³ /ч; 160 мм вод.ст.; 40 кВт	3 ед.
	ДН - 22х2	250 тыс. м ³ /ч; 195 м.в.ст., 250 кВт	3 ед.
Вентиляторы	ВД - 10	23 тыс.м ³ /ч; 150 мм вод.ст.; 30 кВт	3 ед.

Наименование оборудования	Тип оборудования	Характеристика оборудования	Кол-во
	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 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/см², ко второй группе относятся 4 котлоагрегата с параметрами перегретого пара на 40 кгс/см².

Каждая группа котлоагрегатов работает самостоятельно по типовой схеме ТЭЦ с поперечными связями по острому пару и питательной воде. Группа котлов 20 кг/см² работает на собственные нужды. К котлам второй группы кроме всего прочего подключены 2 паротурбинные установки мощностью 6 МВт каждая. Водогрейные котлы котельного отделения КТЦ работают в пиковом режиме и предназначены для выработки горячей воды с температурой до 150 °С. Тепловая схема ТЭЦ представлена в приложении А.

На Южной котельной (котельном цехе №1) ПАО «Мурманская ТЭЦ» установлено 8 мазутных котлов, которые по теплоносителю подразделяются на две группы: паровые (3 штуки) с параметрами перегретого пара на 14 кгс/см² и

водогрейные (5 штук) котлы. Тепловая схема котельной представлена в приложении Б.

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

На Восточной котельной (котельном цехе № 2) ПАО «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 ПАО «Мурманская ТЭЦ» представлены в таблице 1.12.

Таблица 1.12 Характеристика мощности теплоисточников ПАО «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	271	461	390
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	271	461	390
Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч			
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	37,9	20,9	12,4
Объем потребления тепловой энергии на собственные нужды	%	14	7	8
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	233,1	440,1	377,6
Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	286,81	298,40	155,40



Рисунок 1.3. Характеристика мощности теплоисточников ПАО «Мурманская ТЭЦ»

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.

1.2.1.4. 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 ПАО «Мурманская ТЭЦ» представлены таблице 1.12.

Котельные «Южная» и «Восточная» имеют избыток мощностей, а Мурманская ТЭЦ (котельная «Центральная») 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.

1.2.1.5. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования

Сроки эксплуатации основного оборудования на источниках тепловой энергии ПАО «Мурманская ТЭЦ» приведены в таблице 1.13.

Таблица 1.13 Сроки эксплуатации основного оборудования на источниках тепловой энергии ПАО «Мурманская ТЭЦ»

Наименование оборудования	Рег. №	Зав. №	Дата ввода в эксплуатацию	Объем, м ³	Давление Рабочее, кгс/см ²	Давление Пробное, кгс/см ²	Срок следующей экспертизы, технического диагностирования
Мурманская ТЭЦ (Котлотурбинный Цех)							
Паровой котел ст. №1, ТП - 30 Р	9037	35	01.02.1954 г.	9,5	21	28,8	до 11.2017
Паровой котел ст. №2, ТП - 30 Р	2252	24	01.12.1957 г.	9,5	21	28,8	до 12.2018
Паровой котел ст. №3, ТП - 30 Р	1453	6719	01.11.1958 г.	9,5	21	28,8	до 03.2018
Паровой котел ст. №4, ТП - 35 У	9711	162	01.01.1960 г.	10,5	39	54,0	до 10.2019
Паровой котел ст. №5, БМ - 35	11801	410	01.11.1962 г.	11,2	39	54,0	до 06.2020
Паровой котел ст. №6, БМ - 35	11844	524	01.02.1963 г.	11,2	39	54,0	до 09.2018
Паровой котел ст. №7, ГМ - 50 -39	12621	634	01.08.1964 г.	19,5	39	55,0	до 08.2022
Водогрейный котел ст. №8, ПТВМ-50	13392	625	01.12.1965 г.	16,0	25,0	20,0	до 06.2019
Водогрейный котел ст. №9, ПТВМ-50	13393	626	01.03.1966 г.	16,0	25,0	20,0	до 07.2020
Водогрейный котел ст. №10, ПТВМ-100	16823	811	01.12.1970 г.	30,0	25,0	20,0	до 04.2019
Южная котельная (Котельный Цех № 1)							
Паровой котел ст. №1, ДКВр-20	17655	6959	01.06.1973 г.	10,5	13,0	16,3	до 07.2021
Паровой котел ст. №2, ДКВр-20	17654	6951	01.06.1973 г.	10,5	13,0	16,3	до 10.2018
Паровой котел ст. №3, ДКВр-20	17663	585	01.09.1973 г.	10,5	13,0	16,3	до 08.2022
Водогрейный котел ст. №4,	17673	2307	01.01.1974 г.	30,0	16,0	20,0	до 09.2020

Наименование оборудования	Рег. №	Зав. №	Дата ввода в эксплуатацию	Объем, м ³	Давление Рабочее, кгс/см ²	Давление Пробное, кгс/см ²	Срок следующей экспертизы, технического диагностирования
ПТВМ-100							
Водогрейный котел ст. №5, ПТВМ-100	17690	2326	01.09.1974 г.	30,0	16,0 кгс/см ²	20,0	до 12.2018
Водогрейный котел ст. №6, ПТВМ-100	19699	2528	01.12.1975 г.	30,0	16,0	20,0	до 12.2020
Водогрейный котел ст. №7, КВГМ-100	24429	8585	01.09.1992 г.	30,0	16,0	20,0	до 07.2020
Водогрейный котел ст. №8, КВГМ-100	24461	9301	01.12.1994 г.	30,0	16,0	20,0	до 12.2020
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	до 02.2018
Паровой котел ст. №2, ГМ-50-14/250	24000	3819	01.04.1983 г.	25,0	16,0	20,0	до 03.2021
Паровой котел ст. №3, ГМ-50-14/250	24094	4304	01.12.1985 г.	25,0	16,0	20,0	до 03.2020
Водогрейный котел ст. №4, КВГМ-100	24018	4870	01.12.1983 г.	30,0	16,0	20,0	до 07.2018
Водогрейный котел ст. №5, КВГМ-100	24074	5359	01.09.1984 г.	30,0	16,0	20,0	до 10.2018
Водогрейный котел ст. №6, КВГМ-100	24112	6876	01.12.1986 г.	30,0	16,0	20,0	до 08.2022

1.2.1.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок

Отпуск тепла осуществляется с коллекторов источников ПАО «Мурманская ТЭЦ» через магистральные тепловые сети и далее по распределительным квартальным сетям к тепловым пунктам потребителей. Всего к ПАО «Мурманская ТЭЦ» подключено 28 (6 от Восточной котельной, 11 от котельной Центральной и 11 от Южной котельной) центральных и 2862 индивидуальных тепловых пунктов. ПАО «Мурманская ТЭЦ» эксплуатирует 10 насосных станций (8 в работе).

Отпуск тепловой энергии в тепловую сеть от Мурманской ТЭЦ осуществляется по двум тепломагистралям:

- первый луч (ул. Шмидта);
- второй луч (пр. Ленина - пр. Кирова).

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

- первый луч (ул. Баумана, после ПЗ);
- второй луч (ул. Крупской, до ПЗ).

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

- первый луч (ул. Старостина);
- второй луч (на промышленную зону).

1.2.1.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя

Отпуск тепла осуществляется с коллекторов источников ПАО «Мурманская ТЭЦ» через магистральные тепловые сети и далее по распределительным квартальным сетям к тепловым пунктам потребителей. Всего к ПАО «Мурманская ТЭЦ» подключено 28 (6 от Восточной котельной, 11 от котельной Центральной и 11 от Южной котельной) центральных и 2862 индивидуальных тепловых пунктов. ПАО «Мурманская ТЭЦ» эксплуатирует 10 насосных станций (8 в работе).

Источники ПАО «Мурманской ТЭЦ» имеют качественный способ регулирования отпуска тепловой энергии. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии 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.

1.2.1.8. Среднегодовая загрузка оборудования

Сведения о среднегодовой загрузке оборудования источников ПАО «Мурманская ТЭЦ» представлены в таблице 1.14 и на рисунках 1.4- 1.9.

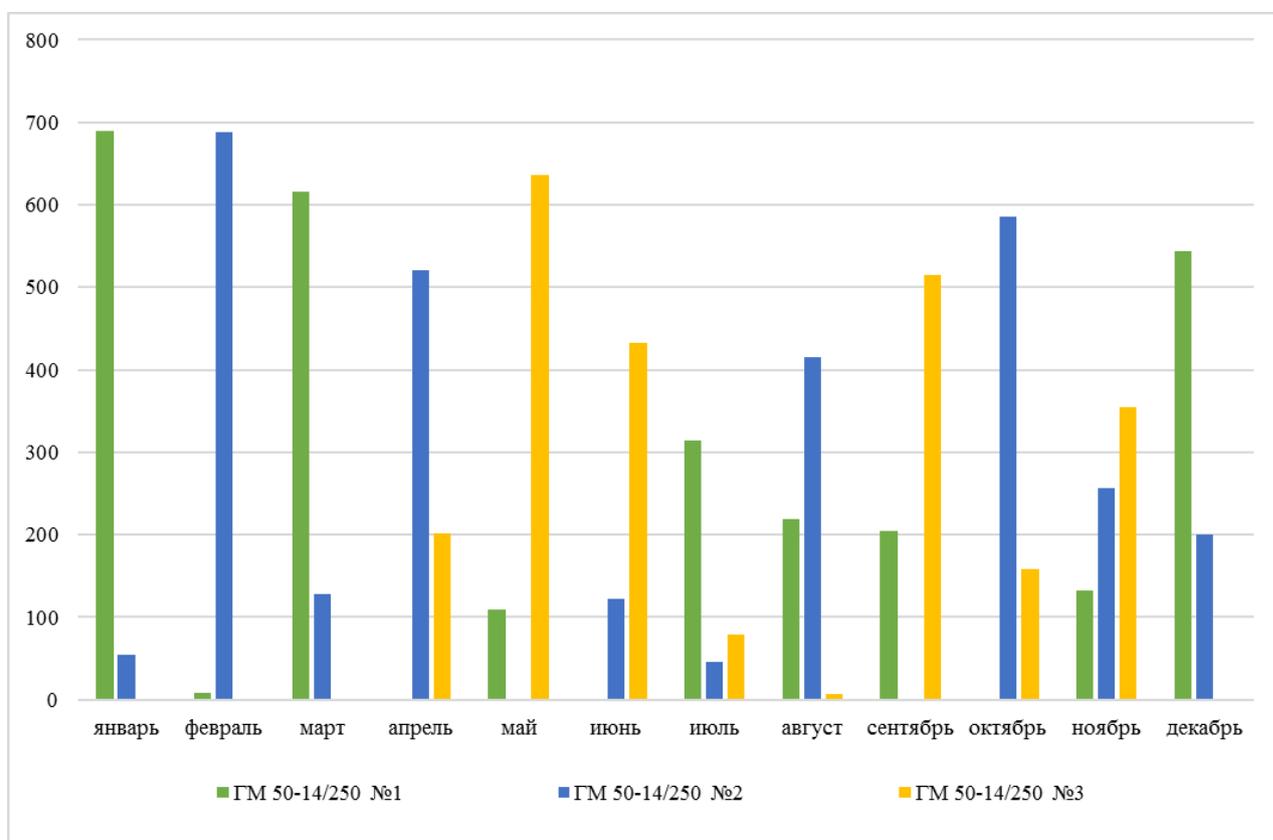


Рисунок 1.4. Загрузка паровых котлов на Восточной котельной в 2016г.

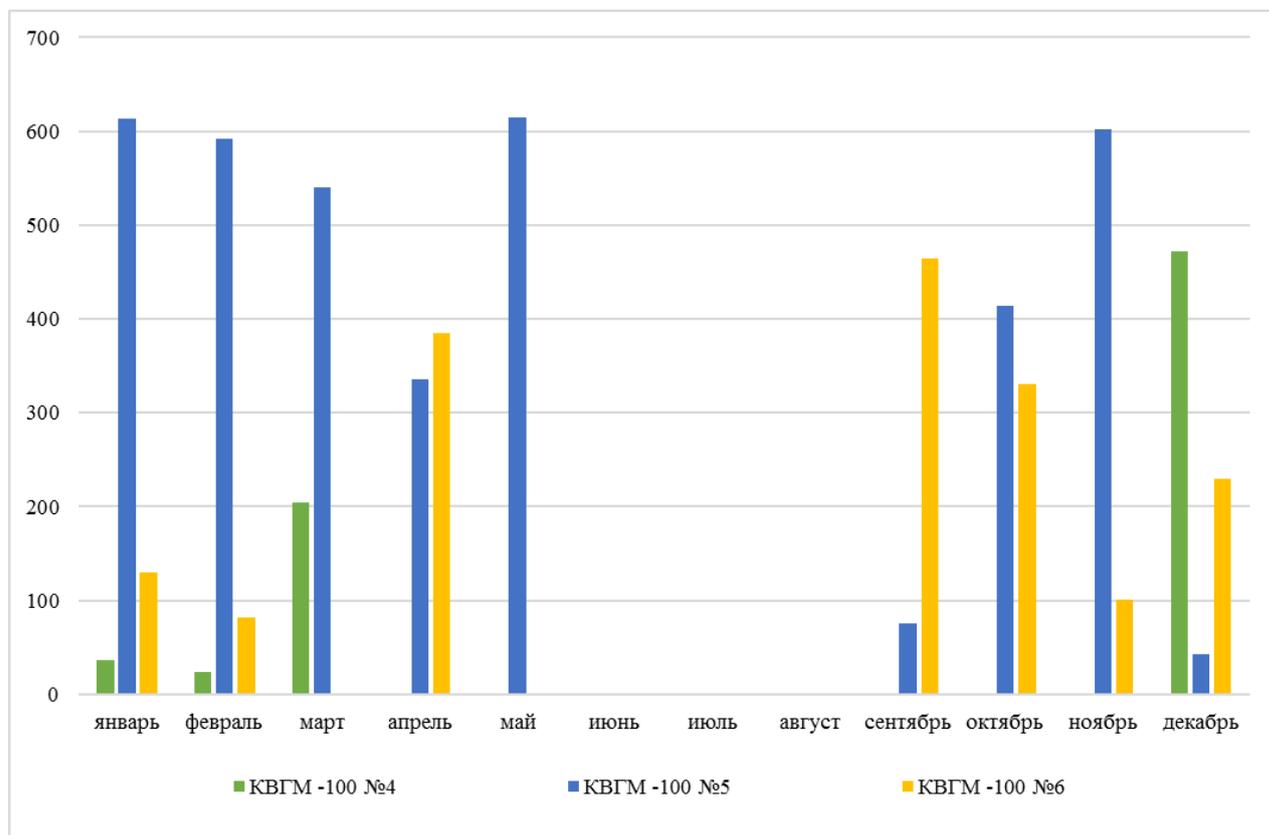


Рисунок 1.5. Загрузка водогрейных котлов на Восточной котельной в 2016г.

Таблица 1.14 Нарботка основного оборудования ПАО «Мурманская ТЭЦ» за период 2016 гг.

Источник	Котел	Нарботка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	год	
2016																
Мурманская ТЭЦ	ТП 30 Р №1	наработка, ч	744	696	744	123	311	562	417	599	720	744	462	744	6866	
		пуск, шт	хол.сост.	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	1	0	5
			гор.сост.	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1
	ТП 30 Р №2	наработка, ч	743	96	129	597	744	493	302	0	370	744	589	131	4938	
		пуск, шт	хол.сост.	0	0	1	1	0	2	1	0	1	0	0	1	7
			гор.сост.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	2
	ТП 30 Р №3	наработка, ч	0	600	220	0	0	0	0	0	202	350	0	390	613	2375
		пуск, шт	хол.сост.	0	1	0	0	0	1	0	1	0	0	1	0	4
			гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
	ТП - 35 У №4	наработка, ч	277	103	0	394	563	0	0	0	0	276	699	720	181	3213
		пуск, шт	хол.сост.	2	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	4
			гор.сост.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2
	БМ 35 №5	наработка, ч	216	0	316	615	0	0	0	0	0	419	744	720	744	3774
		пуск, шт	хол.сост.	1	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	3
гор.сост.			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
БМ 35 №6	наработка, ч	651	587	568	433	432	0	0	0	0	376	166	0	263	3476	
	пуск, шт	хол.сост.	1	1	1	1	0	0	0	0	0	2	1	0	1	8
		гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ГМ 50-1 №7	наработка, ч	354	696	605	0	0	0	0	0	0	0	301	0	300	2256	
	пуск, шт	хол.сост.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	3
		гор.сост.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
ПТВМ -50 №8	наработка, ч	267	215	189	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	671	
ПТВМ -50 №9	наработка, ч	371	175	538	330	230	0	0	0	0	0	239	324	102	2309	
ПТВМ - 100 №10	наработка, ч	698	425	175	392	387	0	0	0	0	0	0	411	642	3130	

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	744	273	96	720	744	334	0	0	422	522	713	744	5312		
		пуск, шт	хол.сост.	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	3
			гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	2
	ДКВР 20-13-250 №2	наработка, ч	634	527	744	720	251	290	531	293	37	190	0	454	4671		
		пуск, шт	хол.сост.	1	1	0	0	0	1	1	2	0	1	0	1	8	
			гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
	ДКВР 20-13-250 №3	наработка, ч	110	504	427	0	0	0	0	0	0	261	632	627	192	2753	
		пуск, шт	хол.сост.	0	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	5
			гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
	ПТВМ - 100 №4	наработка, ч	135	144	167	0	102	96	0	0	0	0	0	224	544	1412	
ПТВМ - 100 №5	наработка, ч	538	383	381	528	397	261	0	132	96	291	365	312	3684			
ПТВМ - 100 №6	наработка, ч	471	312	480	359	449	264	470	138	337	371	348	429	4428			
КВГМ - 100 №7	наработка, ч	611	395	458	551	170	0	0	0	226	574	369	127	3481			
КВГМ - 100 №8	наработка, ч	37	134	0	0	198	0	0	0	63	170	139	127	868			
Восточная котельная	ГМ 50-14/250 №1	наработка, ч	690	8	616	0	109	0	314	219	205	0	132	544	2837		
		пуск, шт	хол.сост.	0	0	1	0	1	0	0	1	2	0	1	1	7	
			гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	
	ГМ 50-14/250 №2	наработка, ч	54	688	128	520	0	122	46	415	0	585	257	200	3015		
		пуск, шт	хол.сост.	0	0	0	1	0	2	2	1	0	1	0	1	8	
			гор.сост.	0	0	0	1	0	1	1	0	0	0	0	0	3	
	ГМ 50-14/250 №3	наработка, ч	0	0	0	201	636	433	79	7	515	159	354	0	2384		
		пуск, шт	хол.сост.	1	0	0	1	0	1	2	0	1	1	0	0	7	
			гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	КВГМ -100 №4	наработка, ч	36	24	204	0	0	0	0	0	0	0	0	472	736		
КВГМ -100 №5	наработка, ч	614	592	540	335	615	0	0	0	75	414	602	43	3830			
КВГМ -100 №6	наработка, ч	130	82	0	385	0	0	0	0	464	330	101	229	1721			

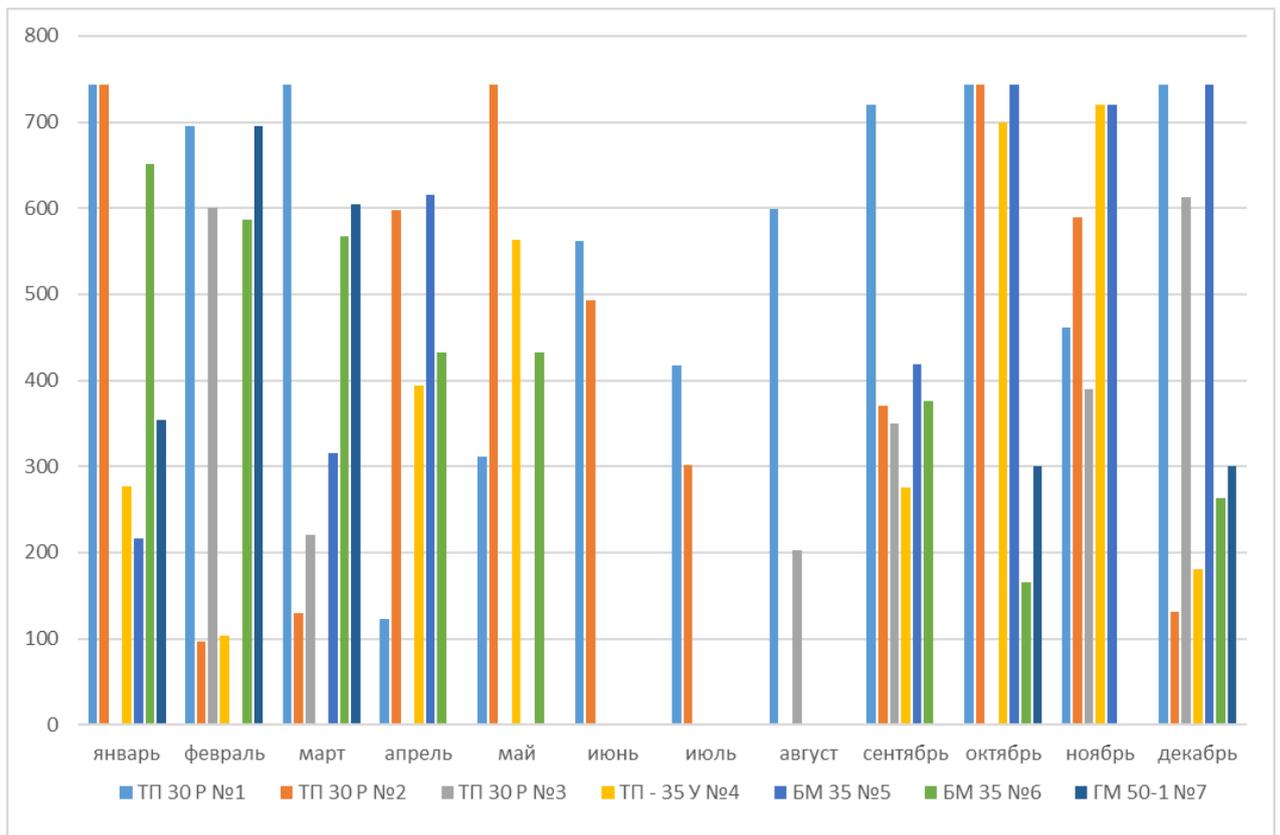


Рисунок 1.6. Загрузка паровых котлов на Мурманской ТЭЦ в 2016г.

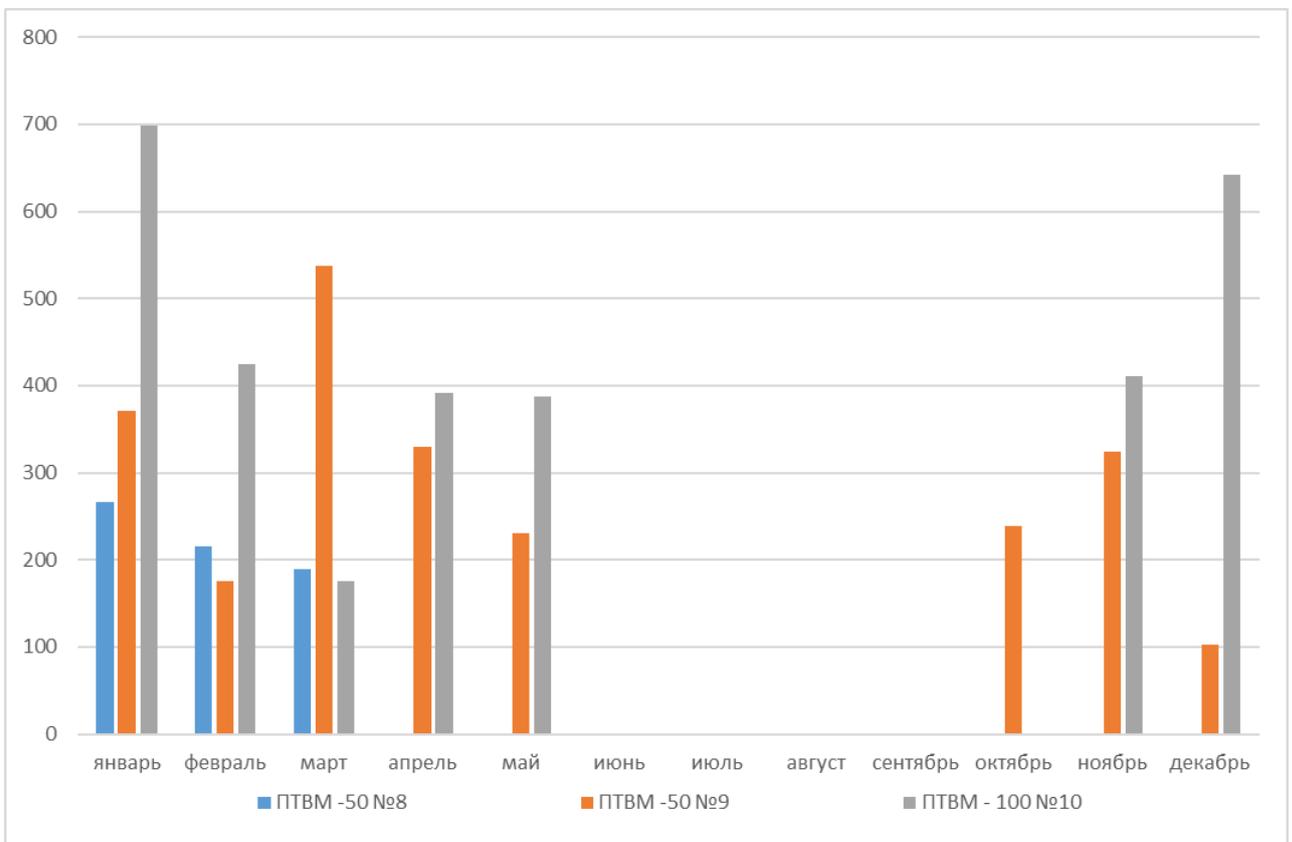


Рисунок 1.7. Загрузка водогрейных котлов на Мурманской ТЭЦ в 2016г.

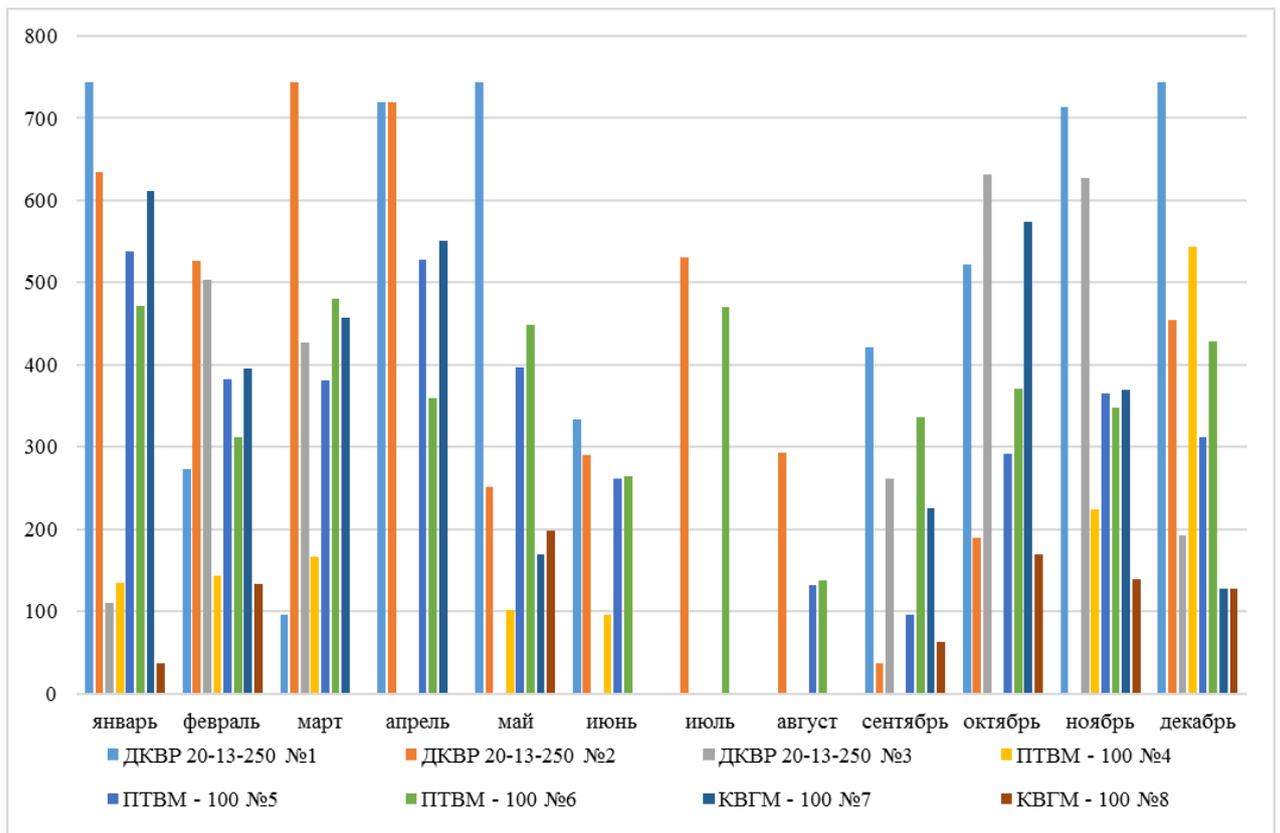


Рисунок 1.8. Загрузка котлов на Южной котельной в 2016г.

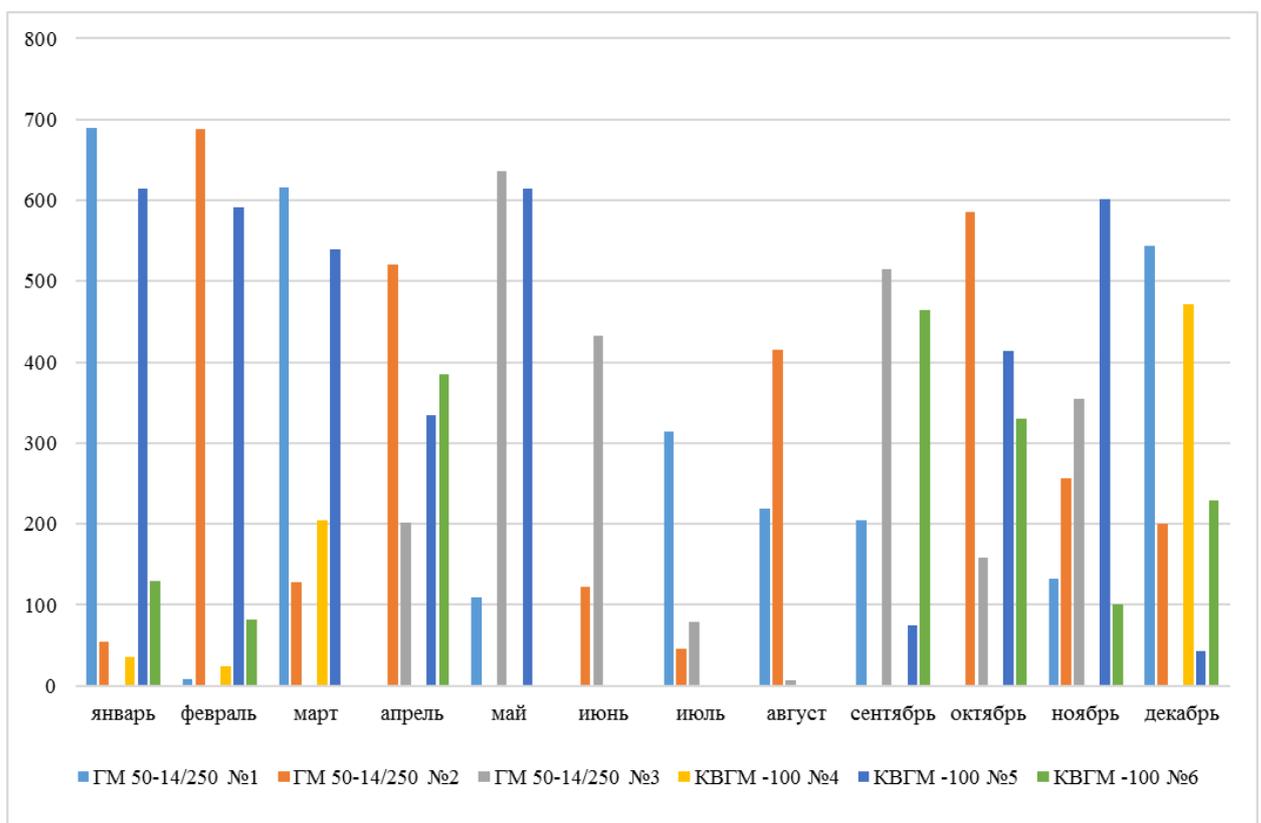


Рисунок 1.9. Загрузка котлов на Восточной котельной в 2016г.

1.2.1.9. Учет отпуска тепловой энергии

Учет тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети, ведется с помощью приборов, установленных на выводах котельных. Предусмотрен также учет тепловой энергии в паре, полученной от ОАО «Завод ТО ТБО». Перечень приборов коммерческого учета отпуска тепловой энергии приведен в таблицах ниже.

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 1.15 Характеристика узлов учета на Мурманской ТЭЦ (КТЦ)

Тип прибора	Заводской номер	Дата поверки	Период поверки	Измеряемый параметр
Тепловычислитель СПТ961М	0607	21.02.2012	4	
Преобразователь расхода ДРКЗ	2186	14.03.2013	4	Расход прямой т/сети 1 луч
Преобразователь давления КРТ-С	730024	20.05.2015	2	Давление прямой т/сети 1 луч
Преобразователь расхода ДРКЗ	2187	14.03.2013	4	Расход обратной т/сети 1 луч
Преобразователь давления КРТ-С	320001	20.05.2015	2	Давление обратной т/сети 1 луч
Комплект термометров КТПТР-01	13452/13452А	13.05.2013	4	Температура прямой и обратной 1 луч
Преобразователь расхода ДРКЗ	2188	14.03.2013	4	Расход прямой т/сети 2 луч
Преобразователь давления КРТ-С	730025	20.05.2015	2	Давление прямой т/сети 2 луч
Преобразователь расхода ДРКЗ	2097	14.03.2013	4	Расход обратной т/сети 2 луч
Преобразователь давления КРТ-С	320002	20.05.2015	2	Давление обратной т/сети 2 луч
Комплект термометров КТПТР-01	13458/13458А	13.05.2013	4	Температура прямой и обратной 2 луч
Тепловычислитель СПТ961.2	19066	01.10.2014	4	
Преобразователь расхода US 800	4520	29.05.2015	4	Расход подпитки т/сети СПН 1,2
Преобразователь давления МИДА-13П-К	12318288	15.05.2013	3	Давление подпитки т/сети СПН 1,2
Термометр ТПТ-1	6465	08.05.2013	4	Температура подпитки т/сети СПН 1,2
Преобразователь расхода US 800	1400	03.04.2013	4	Расход подпитки т/сети СПН3
Преобразователь давления МИДА-13П-К	12318289	15.05.2013	3	Давление подпитки т/сети СПН3
Термометр ТПТ-1	6475	08.05.2013	4	Температура подпитки т/сети СПН3
Преобразователь расхода US 800	4519	29.05.2015	4	Расход подпитки т/сети СПН 4,5
Преобразователь давления МИДА-13П-К	12318290	15.05.2013	3	Давление подпитки т/сети СПН 4,5
Термометр ТПТ-1	6474	08.05.2013	4	Температура подпитки т/сети СПН 4,5
Преобразователь давления МИДА-13П-К	13102539	17.05.2013	3	Давление холодной воды
Термометр ТПТ-1	6476	08.05.2013	4	Температура холодной воды
Преобразователь давления КРТ-С	630141	20.05.2015	2	Давление холодной воды
Термометр ТПТ-1	6477	08.05.2013	4	Температура холодной воды

Таблица 1.16 Характеристика узлов учета тепловой энергии на Южной котельной (КЦ-1)

Тип прибора	Заводской номер	Дата поверки	Период поверки	Измеряемый параметр
Тепловычислитель СПТ961.2	23991	23.04.2013	4	
Расходомер Sitrans F US Sonokit	427304N350	26.06.2012	4	Расход прямой т/сети 1 луч
Преобразователь давления МИДА-13П-К	12103006	17.05.2013	3	Давление прямой т/сети 1 луч
Расходомер Sonokit	043521N116	30.08.2013	4	Расход обратной т/сети 1 луч
Преобразователь давления МИДА-13П-К	12318690	15.05.2013	3	Давление обратной т/сети 1 луч
Комплект термометров КТПТР-01	17773/17773А	13.05.2013	4	Температура прямой и обратной 1 луч
Расходомер Sitrans F US Sonokit	427204N350	26.06.2012	4	Расход прямой т/сети 2 луч
Преобразователь давления МИДА-13П-К	13206552	28.05.2013	3	Давление прямой т/сети 2 луч
Расходомер Sonokit	040521N116	23.08.2013	4	Расход обратной т/сети 2 луч
Преобразователь давления МИДА-13П-К	12318691	15.05.2013	3	Давление обратной т/сети 2 луч
Комплект термометров КТПТР-01	17777/17777А	13.05.2013	4	Температура прямой и обратной 2 луч
Преобразователь расхода UFM005	80709	20.06.2013	4	Расход подпитки паровая часть
Преобразователь давления МИДА-13П-К	12318438	15.05.2013	3	Давление подпитки паровая часть
Термометр ТПТ-1	6470	08.05.2013	4	Температура подпитки паровая часть
Преобразователь расхода UFM005	100709	20.06.2013	4	Расход подпитки водогрейная часть
Преобразователь давления МИДА-13П-К	12318439	15.05.2013	3	Давление подпитки водогрейная часть
Термометр ТПТ-1	6471	08.05.2013	4	Температура подпитки водогрейная часть
Преобразователь давления МИДА-13П-К	12318440	15.05.2013	3	Давление холодной воды
Термометр ТПТ-1	6480	08.05.2013	4	Температура холодной воды
АДС97	1117	25.03.2013	4	Расширитель входов

Таблица 1.17 Характеристика узлов учета тепловой энергии на Восточной котельной (КЦ-2)

Тип прибора	Заводской номер	Дата поверки	Период поверки	Измеряемый параметр
Тепловычислитель СПТ961.2	25741	26.03.2014	4	
Преобразователь расхода US 800	1502	07.04.2014	4	Расход прямой ЖКС
Преобразователь давления МИДА-13П-К	14208296	22.04.2014	3	Давление прямой ЖКС
Преобразователь расхода US 800	1503	07.04.2014	4	Расход обратной ЖКС
Преобразователь давления МИДА-13П-К	14106443	26.03.2014	3	Давление обратной ЖКС
Комплект термометров КТПТР-01	13463/13463А	13.05.2013	4	Температура прямой и обратной ЖКС
Преобразователь расхода US 800	1504	07.04.2014	4	Расход прямой промзоны
Преобразователь давления МИДА-13П-К	14208297	22.04.2014	3	Давление прямой промзоны
Преобразователь расхода US 800	1506	07.04.2014	4	Расход обратной промзоны
Преобразователь давления МИДА-13П-К	14106444	26.03.2014	3	Давление обратной промзоны
Комплект термометров КТПТР-01	13474/13474А	13.05.2013	4	Температура прямой и обратной промзоны
Преобразователь расхода US 800	1505	07.04.2014	4	Расход подпитки
Преобразователь давления МИДА-13П-К	14106445	26.03.2014	3	Давление подпитки
Термометр ТПТ-1	6478	08.05.2013	4	Температура подпитки
Преобразователь давления МИДА-13П-К	14106446	26.03.2014	3	Давление холодной воды
Термометр ТПТ-1	6479	08.05.2013	4	Температура холодной воды
АДС97	1335	17.02.2014	4	Расширитель входов

Таблица 1.18 Характеристика узлов учета тепловой энергии от ОАО «Завод ТО ТБО» на Восточной котельной (КЦ-2)

Тип прибора	Заводской номер	Дата поверки	Период поверки	Измеряемый параметр
Тепловычислитель СПТ961.2	22999	10.08.2012	4	
Расходомер ЭМИС-ВИХРЬ 200	3165	11.07.2013	4	Расход пара на ТО ТБО
Преобразователь давления МИДА-13П-К	13206551	28.05.2013	3	Давление пара на ТО ТБО
Термометр ТПТ-1	6467	08.05.2013	4	Температура пара на ТО ТБО
Расходомер ЭМИС-ВИХРЬ 200	3164	11.07.2013	4	Расход пара от ТО ТБО
Преобразователь давления МИДА-13П-К	13206550	28.05.2013	3	Давление пара от ТО ТБО
Термометр ТПТ-1	6466	08.05.2013	4	Температура пара от ТО ТБО
Преобразователь расхода US 800	4819	28.06.2013	4	Расход конденсата на ТО ТБО
Преобразователь давления МИДА-13П-К	12318293	15.05.2013	3	Давление конденсата на ТО ТБО
Термометр ТПТ-1	6468	08.05.2013	4	Температура конденсата на ТО ТБО
Преобразователь давления МИДА-13П-К	13205844	17.05.2013	3	Давление холодной воды
Термометр ТПТ-1	6469	08.05.2013	4	Температура холодной воды

1.2.1.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования

Аварий и отказов оборудования на источниках тепловой энергии ПАО «Мурманская ТЭЦ» за 2012-2016 гг. не зафиксировано.

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии ПАО «Мурманской ТЭЦ» отсутствуют.

1.2.2. АО «Мурманэнергосбыт»

1.2.2.1. Общее описание

АО «Мурманэнергосбыт» 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 Южная».

Котельная «Северная» имеет установленную мощность 367,7 Гкал/час и снабжает тепловой энергией потребителей Ленинского административного округа г. Мурманска и промышленной зоны.

Котельная «Роста» имеет установленную мощность 159,7 Гкал/ч и снабжает тепловой энергией потребителей микрорайона «Роста» Ленинского административного округа г. Мурманска.

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

Котельные ТЦ «Росляково - 1» и ТЦ «Росляково Южная» имеют, соответственно, установленную мощность 50,4 Гкал/ч и 7,63 Гкал/ч и обеспечивают тепловой энергией потребителей жилого района Росляково.

Также АО «Мурманэнергосбыт» 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 Питьево, проходящая на котельной соответствующую химводоподготовку и деаэрацию в деаэраторах атмосферного типа.

Краткая характеристика источников теплоснабжения представлена в таблице 1.19.

Таблица 1.19 Краткая характеристика источников теплоснабжения АО «Мурманэнергосбыт»

Наименование	Котельная "Северная"	Котельная "Роста"	Котельная "Абрам-Мыс"	Котельная ТЦ "Росляково-1"	Котельная "Росляково Южная"
Тип котельной	комбинир.	комбинир.	паровая	комбинир.	водогрейн.
Основное топливо	мазут	мазут	мазут	мазут	уголь
Резервное топливо	мазут	мазут	мазут	мазут	уголь
Наличие и тип водоподготовки	ионообмен	ионообмен	ионообмен	ионообмен	ионообмен
Наличие систем автоматизации	Есть*	Есть	Есть	Есть	Есть
Наличие приборов учета топлива	есть	есть	есть	есть	есть
Режим работы	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	150/70 °С со срезк. на 130 °С	110/70 °С со срезк. на 95 °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 «Мурманэнергосбыт» (кроме котельной ТЦ «Росляково Южная») используется мазут марки М-100 калорийностью 9351 Ккал/кг. Мазут доставляется на котельные железнодорожным транспортом. Основным топливом котельной ТЦ «Росляково Южная» является уголь.

1.2.2.2. Структура основного и вспомогательного оборудования

Котельная «Северная»

Котельная «Северная» оборудована 4 (четырьмя) водогрейными котлами ПТВМ-30 с номинальной тепловой мощностью 30 Гкал/час и сроком эксплуатации более 45 лет.

На котельной Северная установлены 5 паровых котлов марки ДКВР 25/13 с номинальной паропроизводительностью 25 т/ч и 6 паровых котлов марки ГМ-50-14/20 с номинальной паропроизводительностью 50 т/ч. Срок эксплуатации паровых котлов превышает 38 лет.

Состав и характеристика основного оборудования Северной котельной приведены в таблицах 1.20, 1.21.

Таблица 1.20 Характеристика водогрейных котлов Северной котельной

№ 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	86,67
2	ПТВМ-30	1965	30	80	150	86,97
3	ПТВМ-30	1964	30	80	150	86,63
4	ПТВМ-30	1965	30	80	150	86,66

Таблица 1.21 Характеристика паровых котлов Северной котельной

№ 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	86,33
2	ДКВР 25/13	1966	25	13	187	86,83
3	ДКВР 25/13	1961	25	13	187	86,8
4	ДКВР 25/13	1961	25	13	187	86,5
5	ДКВР 25/13	1961	25	13	187	86,43
6	ГМ-50-14/250	1970	50	14	250	89,2
7	ГМ-50-14/250	1971	50	14	250	88,67
8	ГМ-50-14/250	1972	50	14	250	89,16
9	ГМ-50-14/250	1973	50	14	250	89,2
10	ГМ-50-14/250	1975	50	14	250	89,07
11	ГМ-50-14/250	1976	50	14	250	89,17

Состав и характеристика вспомогательного оборудования Северной котельной приведены в таблицах 1.22, 1.23.

Таблица 1.22 Структура и характеристика вспомогательного оборудования Северной котельной

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

Таблица 1.23 Структура и характеристика вспомогательного оборудования Северной котельной

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

Состав и характеристика оборудования мазутонасосной приведены в таблицах 1.24, 1.25.

Таблица 1.24 Состав и характеристика оборудования мазутонасосной Северной котельной

№ 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 1.25 Состав и характеристика оборудования мазутонасосной Северной котельной

Подогреватели мазута			
№ п/п	Тип подогревателя	Количество	Производительность, т/ч
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			
№ п/п	Тип фильтра	Количество	Производительность, /ч
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»

Котельная «Роста» оборудована 2 (двумя) водогрейными котлами КВГМ-50 теплопроизводительностью 50 Гкал/час каждый и сроком эксплуатации 26 лет. Котлы находятся на консервации.

На котельной «Роста» установлены 2 паровых котла марки ГМ-50-14/250 с номинальной паропроизводительностью 50 т/ч и сроком эксплуатации 36 лет.

Состав и характеристика основного оборудования котельной «Роста» приведены в таблицах 1.26, 1.27.

Таблица 1.26 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 1.27 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	87,03
2	ГМ-50-14/250	1978	50	14	250	87,1

Состав и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Роста» приведены в таблицах 1.28, 1.29.

Таблица 1.28 Структура и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Роста»

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

Таблица 1.29 Структура и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Роста»

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

Состав и характеристика оборудования мазутонасосной приведены в таблицах 1.30, 1.31.

Таблица 1.30 Состав и характеристика оборудования мазутонасосной котельной «Роста»

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

Таблица 1.31 Состав и характеристика оборудования мазутонасосной котельной «Роста»

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

Котельная «Абрам-Мыс»

На котельной «Абрам-Мыс» установлены 2 паровых котла марки ДКВР 10/13 с номинальной паропроизводительностью 10 т/ч и паровой котел ДКВР 25/13р с номинальной паропроизводительностью 25 т/ч. Срок эксплуатации котлов составляет 34 года.

Состав и характеристика основного оборудования котельной «Абрам-Мыс» приведены в таблице 1.32.

Таблица 1.32 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	83,63
2	ДКВР 25/13р	1980	25	13	187	83,13
3	ДКВР10/13	1980	10	13	187	83,63

Состав и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Абрам-Мыс» приведены в таблицах 1.33, 1.34.

Таблица 1.33 Структура и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Абрам-Мыс»

Котловые насосы				
№ п/п	Марка насоса	Количество	Производительность, т/ч	Мощность, кВт
1	ЦНСГ 38/198	3	38	37

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

Таблица 1.34 Структура и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Абрам-Мыс»

Деаэраторы			
№ п/п	Марка	Количество	Производительность, т/ч
1	ДА25/15 (сетевые)	1	25
2	Д25/15(питательные)	1	25

Состав и характеристика оборудования мазутонасосной приведены в таблицах 1.35, 1.36.

Таблица 1.35 Состав и характеристика оборудования мазутонасосной котельной «Абрам-Мыс»

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

Таблица 1.36 Состав и характеристика оборудования мазутонасосной котельной «Абрам-Мыс»

Питательные насосы ЭПМН				
№ п/п	Марка насоса	Количество	Производительность, т/ч	Мощность, кВт
1	A13B4/25	3	6,4	7,5
Рециркуляционные насосы МРН				
№ п/п	Марка насоса	Количество	Производительность, т/ч	Мощность, кВт

1	К 45/55	2	45	15
---	---------	---	----	----

Котельная ТЦ «Росляково -1»

Установленная мощность котельной – 50,4 Гкал/ч.

Располагаемая мощность котельной – 32,56 Гкал/ч.

Состав и характеристика основного и насосного оборудования котельной ТЦ «Росляково -1» приведены в таблицах 1.37 и 1.38.

Таблица 1.37 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	25 (16,58)	14	194	91,7
2	ДЕ-25/14-ГМ	2002	25 (16,58)	14	194	91,7
3	ДКВР 10-13	1970	10 (6,63)	13	194	89,5
4	ДКВР 10-13	1974	10 (6,63)	13	194	89,5
5	ДЕ 25-14 ГМ	2013	25 (16,58)	14	194	91,7
6	ДКВР 10-13	1984	10 (6,63)	13	194	89,5
7	КВ-ГМ-50 №1	на консервации	(58,2)	Водогрейный 150/70		91,9
8	КВ-ГМ-50 №2	на консервации	(58,2)	Водогрейный 150/70		91,9

Таблица 1.38 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	-	-

№ п/п	Марка	Количество	Производительность, т/ч	Мощность, кВт
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 Южная»

Установленная мощность котельной – 7,63 Гкал/ч.

Располагаемая мощность котельной – 5,61 Гкал/ч.

Состав и характеристика основного и насосного оборудования котельной ТЦ «Росляково Южная» приведены в таблицах 1.39 – 1.40.

Таблица 1.39 Основное оборудование котельной ТЦ «Росляково Южная»

№ 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	1,0 (0,675)	5	157	80
2	«НЕВА» КП 26-1,0 пар №2	2007	1,0 (0,675)	5	157	80
3	Е-0,7-1,2 «Лотос» пар №3	1997	0,7 (0,473)	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	СТВ-0,8 вод №1	1997	(0,93)	Водогрейный		83
8	СТВ-0,8 вод №2	1997	(0,93)	Водогрейный		83
9	СТВ-0,8 вод №3	1997	(0,93)	Водогрейный		83
10	СТВ-0,8 вод №4	1997	(0,93)	Водогрейный		83

Таблица 1.40 Насосное оборудование котельной ТЦ «Росляково Южная»

№	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	СТВКТВ-1/95		
3	Подогреватель ГВС № 1,2	ПП2-17,2-0,7-2	-	
4	Подогреватель ГВС № 3,4	ПП2-17-7-П	-	
5	Сетевой насос №1	К-290/30	5A200M4	Р - 37кВт n - 1470 об/мин
6	Сетевой насос №2	К-290/30	5A200M4	Р - 37 кВт n - 1470

№	Наименование оборудования	Марка	Марка электродвигателя	Характеристика
				об/мин
7	Питательный насос №1	К-1,5К-6	-	Р - 5,5 кВт п - 2850 об/мин
8	Насос ГВС № 1	КМ - 80/50-200	АИР160S2Ж	Р - 15 кВт п-2940 об/мин
9	Насос ГВС № 2	КМ - 80/50-200	АИР160S2Ж	Р - 15 кВт п-2940 об/мин
10	Насос ГВС № 3	К-55/45	-	-

1.2.2.3. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Параметры установленной и располагаемой тепловой мощности, а также объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто представлены в таблице 1.41

Таблица 1.41 Установленная и располагаемая тепловая мощность, тепловая мощность нетто котельных

№ п/п	Параметр	Единица измерения	Значение
Котельная «Северная»			
1.	Установленная мощность оборудования	Гкал/ч	367,7
2.	Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	348,4
3.	Собственные нужды	Гкал/ч	18,29
		%	8,16
4.	Хозяйственные нужды	Гкал/ч	-
		%	-
5.	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	330,11
Котельная «Роста»			
1.	Установленная мощность оборудования	Гкал/ч	159,74
2.	Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	59,74
3.	Собственные нужды	Гкал/ч	2,729
		%	9,9
4.	Хозяйственные нужды	Гкал/ч	-
		%	-
5.	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	57,011
Котельная «Абрам-Мыс»			
1.	Установленная мощность оборудования	Гкал/ч	24,18
2.	Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	21,46
3.	Собственные нужды	Гкал/ч	1,66
		%	37,64
4.	Хозяйственные нужды	Гкал/ч	-
		%	-
5.	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	19,80
Котельная ТЦ «Росляково -1»			
1.	Установленная мощность оборудования	Гкал/ч	50,4
2.	Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	32,56
3.	Собственные нужды	Гкал/ч	2,95
		%	12,48
4.	Хозяйственные нужды	Гкал/ч	--
		%	--
5.	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	29,61
Котельная ТЦ «Росляково Южная»			

№ п/п	Параметр	Единица измерения	Значение
1.	Установленная мощность оборудования	Гкал/ч	7,63
2.	Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	5,61
3.	Собственные нужды	Гкал/ч	0,14
		%	5,27
4.	Хозяйственные нужды	Гкал/ч	--
		%	--
5.	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	5,47

Ограничение тепловой мощности на котельной «Роста» связано с тем, что водогрейные котлы КВГМ-50 находятся на консервации.

1.2.2.4. 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 «Мурманэнергосбыт» представлены таблице 1.41.

Собственные нужды на Северной котельной, котельной «Роста», котельной «Абрам-Мыс» составляют 5,33 %, 9,9 % и 12,06 % 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.

1.2.2.5. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования

Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования источников АО «Мурманэнергосбыт» представлен в п.1.2.2.2.

1.2.2.6. Схема выдачи тепловой мощности. Структура теплофикационных установок

Оборудование Северной котельной 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 через из водопроводной сети через деаэраторы подпиточной воды.

Тепловая схема Северной котельной 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, оздоровит. комплекс, калориферы, собственные нужды и НБ.

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

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

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

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

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

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

1.2.2.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии

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 Северной котельной;
- 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 Южная», проектный температурный график - 95/70 °С.

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

1.2.2.8. Среднегодовая загрузка оборудования

Котельная «Северная»

Среднегодовая загрузка котельного оборудования представлена в таблице 1.42 и рисунках 1.10-1.12.

Таблица 1.42 Среднегодовая загрузка котлов Северной котельной

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 2013 год	676	68	--	--	768	739	747	765	670	5251	4729	2660	2978	4804	3611

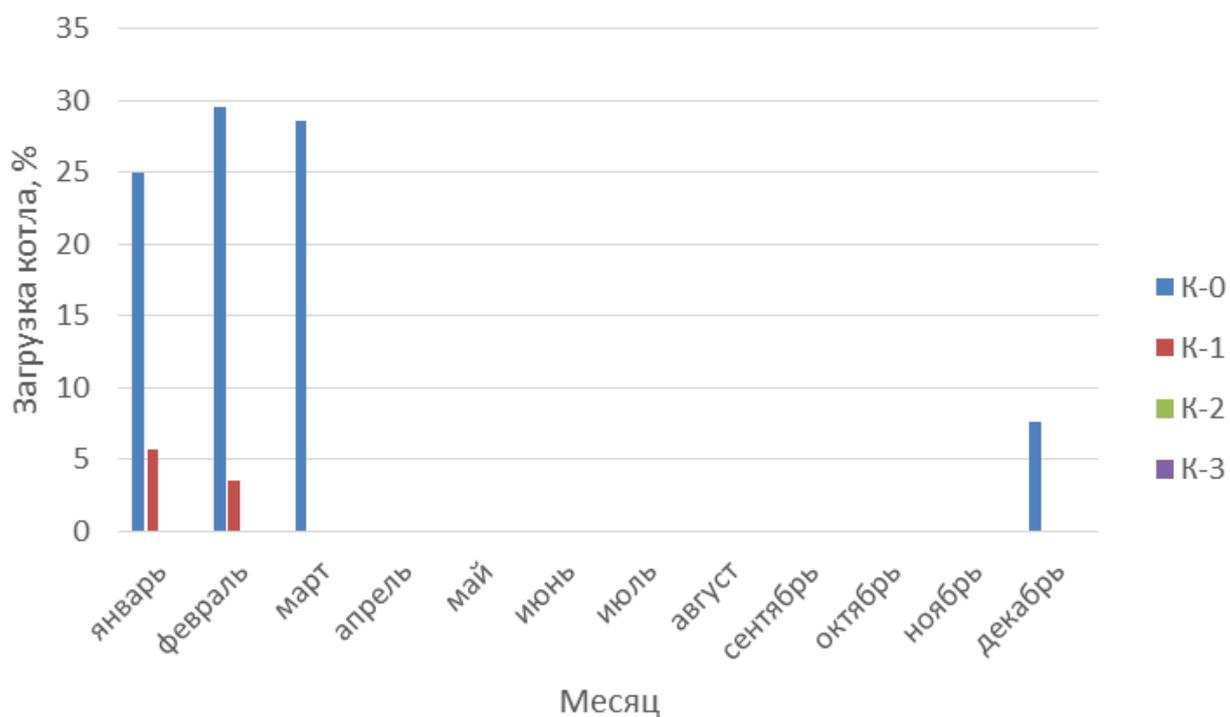


Рисунок 1.10. Среднегодовая загрузка котлов ПТВМ-30 Северной котельной

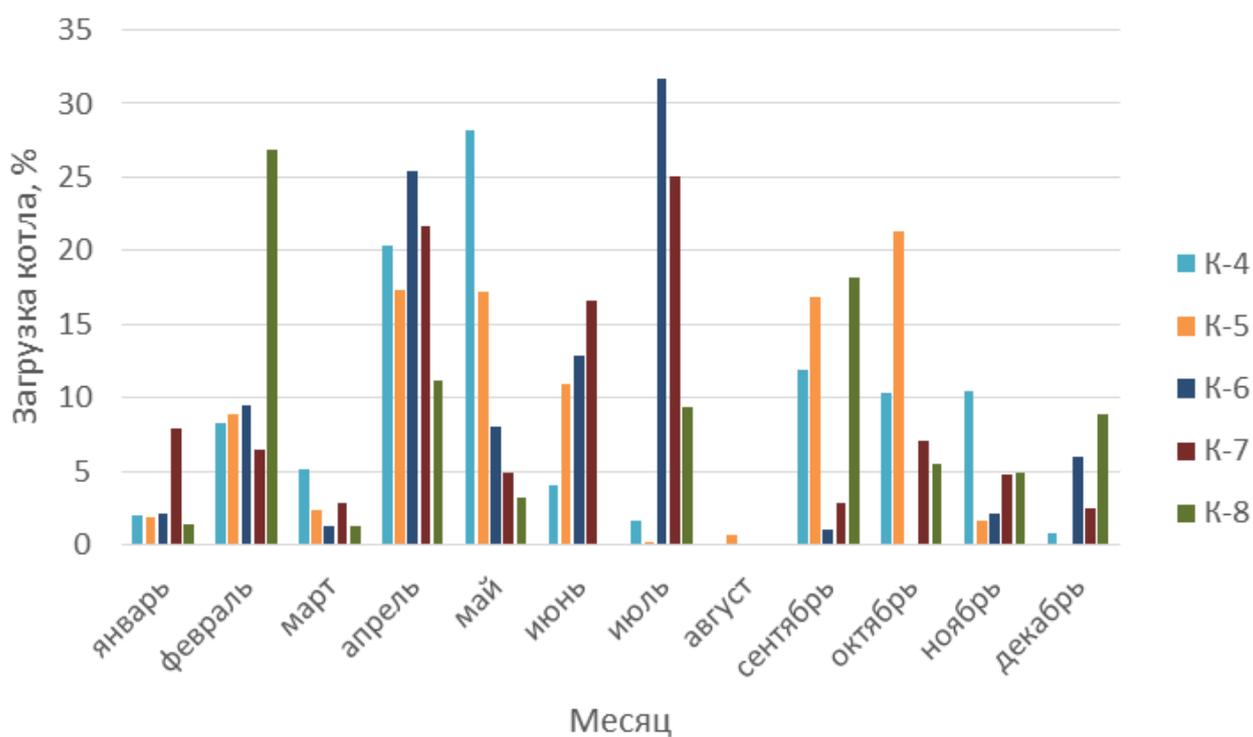


Рисунок 1.11. Среднегодовая загрузка котлов ДКВР-25/13р Северной котельной

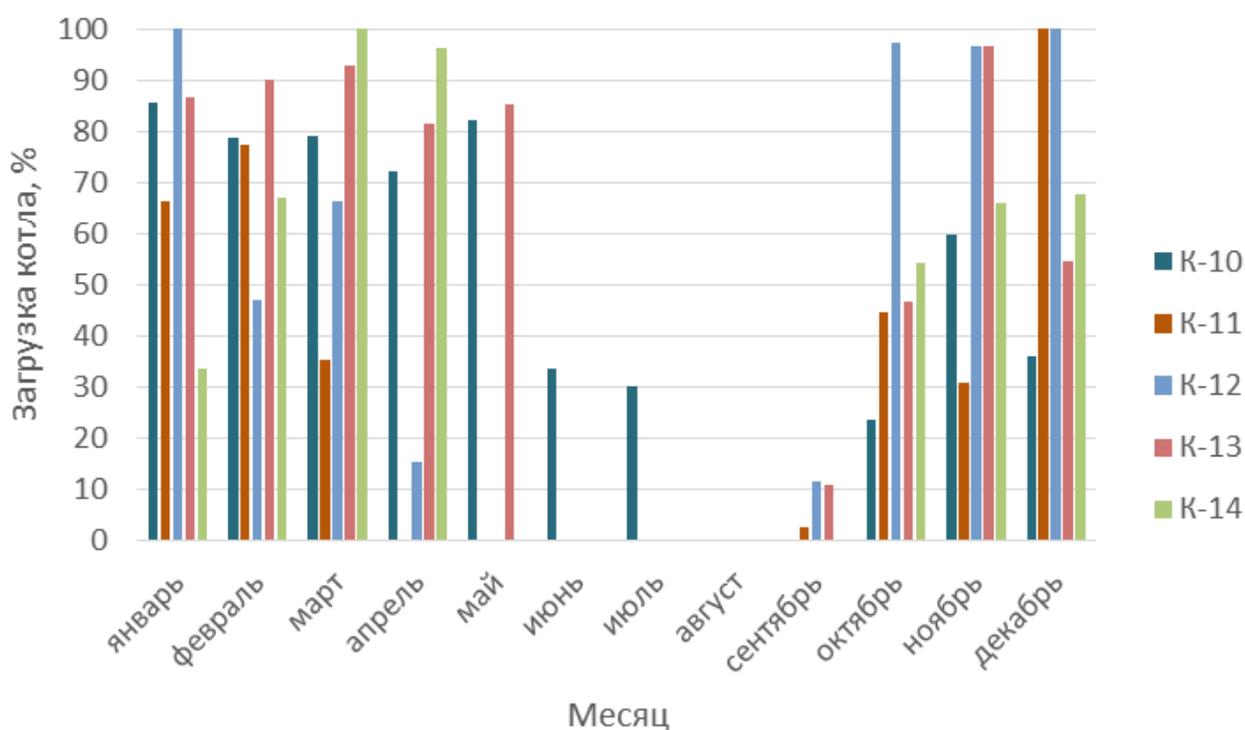


Рисунок 1.12. Среднегодовая загрузка котлов ГМ-50-14/250 Северной котельной

Суммарная наработка водогрейных котлов составила 744 часа, суммарная наработка паровых котлов составила 27722 часа. Наиболее загружены паровые котлы К-9, К-10, К-13. Котлы К-2 и К-3 в 2013 году не работали.

Котельная «Роста»

Среднегодовая загрузка котельного оборудования представлена в таблице 1.43 и рисунке 1.13.

Таблица 1.43 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 2013 год	4744	3432	--	--

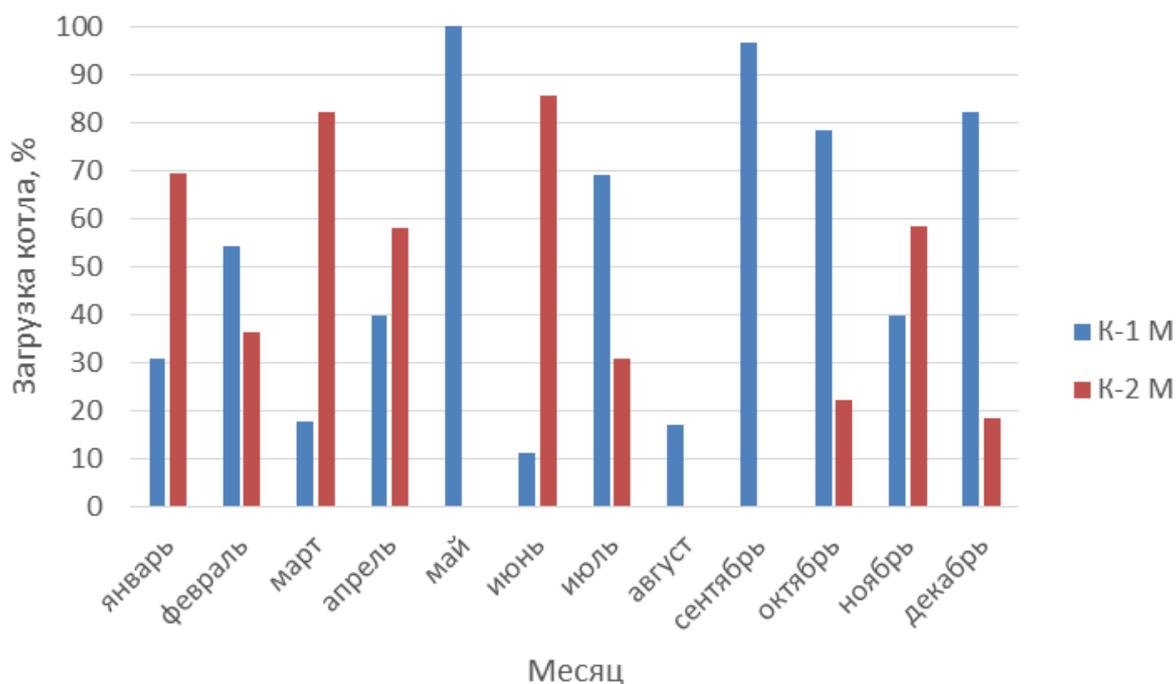


Рисунок 1.13. Среднегодовая загрузка котлов котельной «Роста»

Суммарная наработка паровых котлов составила 8176 часов. Водогрейные котлы в 2013 году не эксплуатировались.

Котельная «Абрам-Мыс»

Среднегодовая загрузка котельного оборудования представлена в таблице 1.44 и рисунке 1.14.

Таблица 1.44 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

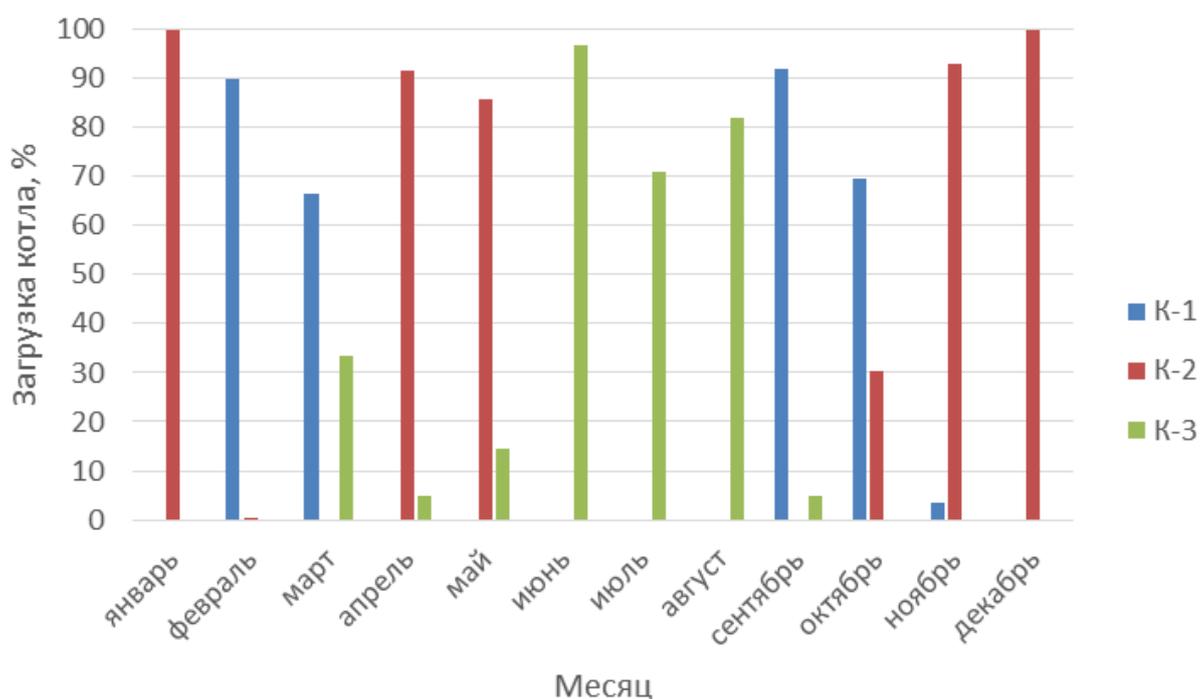


Рисунок 1.14. Среднегодовая загрузка котлов котельной «Абрам-Мыс»

Суммарная наработка паровых котлов составила 8176 часов. Наиболее загружен в 2014 году 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 на 2015 г. составила 25,9 %.

Котельная ТЦ «Росляково Южная»

Анализ загрузки котельного оборудования ТЦ «Росляково Южная» проводился исходя из соотношения выданной тепловой мощности к установленной. Среднегодовая загрузка оборудования на 2015 г. составила 18 %.

1.2.2.9. Учет отпуска тепла

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 1.45 Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной «Северной»

Типприбора	Заводскойномер	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 Дифманометр ДМ3583М	9067408 12044	ЦТЩ Расход пара на БПК
КСМ2-070	903399	ЦТЩ Температура пара на БПК

Таблица 1.46 Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной «Роста»

Типприбора	Заводскойномер	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 1.47 Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной «Абрам-Мыс»

Типприбора	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

Тип прибора	Заводской номер	Место установки, измеряемый параметр
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 1.48 Характеристики узлов учета тепловой энергии котельных «ТЦ «Росляково - 1» и ТЦ «Росляково Южная»

Тип прибора	Заводской номер	Место установки, измеряемый параметр
Котельная «ТЦ «Росляково - 1»		
Тепловычислитель СПТ961	-	ЦТЦ
Расходомер «Взлет» УРСВ, ЭР	-	Расход прямой сетевой воды на жилой район
Котельная ТЦ «Росляково Южная»		
Тепловычислитель СПТ961	-	ЦТЦ
Расходомер «Взлет» УРСВ, ЭР	-	Расход прямой сетевой воды на жилой район

1.2.2.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования

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

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

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

1.2.3. МУП «Мурманская управляющая компания»

1.2.3.1. Общие сведения

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 №2 на дизельном топливе – 2,62 Гкал/ч. Обе котельные снабжают тепловой энергией микрорайон Дровняное.

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

Таблица 1.49 Характеристика источников теплоснабжения МУП «МУК»

Название котельной	Котельная на угле	Котельная на дизельном топливе
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 уголь каменный 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 установлены следующие котлы:

- водогрейный котел КСВр мощностью 0,52 Гкал/ч;
- водогрейный котел КВс мощностью 1,25 Гкал/ч;
- паровой котел ВКВ-300 мощностью 0,3 Гкал/ч;
- 2 паровых котла ННИСТУ-5м мощностью 0,52 Гкал/ч каждый.

На дизельной котельной установлены следующие котлы:

- водогрейный GTE521 мощностью 1,02 Гкал/ч;
- 2 водогрейных GTE 511 мощностью 0,52 Гкал/ч каждый.

Срок эксплуатации котлов на угольной котельной составляет не более 6 лет, на дизельной – не более 9 лет.

Характеристика котлов приведена в таблице 1.50.

Таблица 1.50 Характеристика основного оборудования 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	0,949924	De Dietrich thermique	2006	нет	S6A-R	90
	GTE 511	0,52			2005			
	GTE 511	0,52			2005			
Угольная котельная	КВр-0,8КБ	0,52	0,927998	ООО ПК «Прогресс-Энерго»	2017	нет	нет	60
	КВс	1,25		ООО "ЭнергоРесурс"	2011			
	ВКВ-300	0,3		ОАО "Возвсельмаш"	2011			
	НИИСТУ-5М (2шт.)	0,52		ЗАО "УСМР"	2008			

Состав и характеристика вспомогательного оборудования угольной котельной приведены в таблице 1.51.

Таблица 1.51 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 1.52.

Таблица 1.52 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

Параметры установленной и располагаемой тепловой мощности, а также объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто представлены в таблице 1.53.

Таблица 1.53 Установленная и располагаемая тепловая мощность, тепловая мощность нетто котельных

№ п/п	Параметр	Единица измерения	Значение
Угольная Котельная			
1.	Установленная мощность оборудования	Гкал/ч	3,13
2.	Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	--
2.	Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	3,13
3.	Собственные нужды	Гкал/ч	0,018
		%	1,9
4.	Хозяйственные нужды	Гкал/ч	--
		%	--
5.	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	3,112
Дизельная котельная			
1.	Установленная мощность оборудования	Гкал/ч	2,06
2.	Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	--
2.	Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	2,06
3.	Собственные нужды	Гкал/ч	0,009

№ п/п	Параметр	Единица измерения	Значение
		%	0,9
4.	Хозяйственные нужды	Гкал/ч	--
		%	--
5.	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	2,051

1.2.3.4. 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 таблице 1.53.

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

1.2.3.5. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования

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

1.2.3.6. Схема выдачи тепловой мощности. Структура теплофикационных установок

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. Подпиточная вода предварительно очищается в системе ХВО.

Тепловые схемы котельных приведены в приложениях Ж, И.

1.2.3.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии

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 котельных МУП «МУК» осуществляется по температурному графику 95/70°C.

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

1.2.3.8. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка оборудования угольной котельной приведена в таблице 1.54 и рисунке 1.15.

Таблица 1.54 Загрузка основного оборудования угольной котельной

Месяц	Котел №2	Котел №3	Котел №6	Котел №7	Котел №9
Январь	744	672			744
Февраль	696	240			696
Март	744	192			744
Апрель	720				720
Май	600				744
Июнь					456
Июль			336		
Август				744	
Сентябрь		456			720
Октябрь	744				744
Ноябрь	720	120		360	360
Декабрь	744	192			744
Итого:	5 712	1 872	336	1 104	6 672

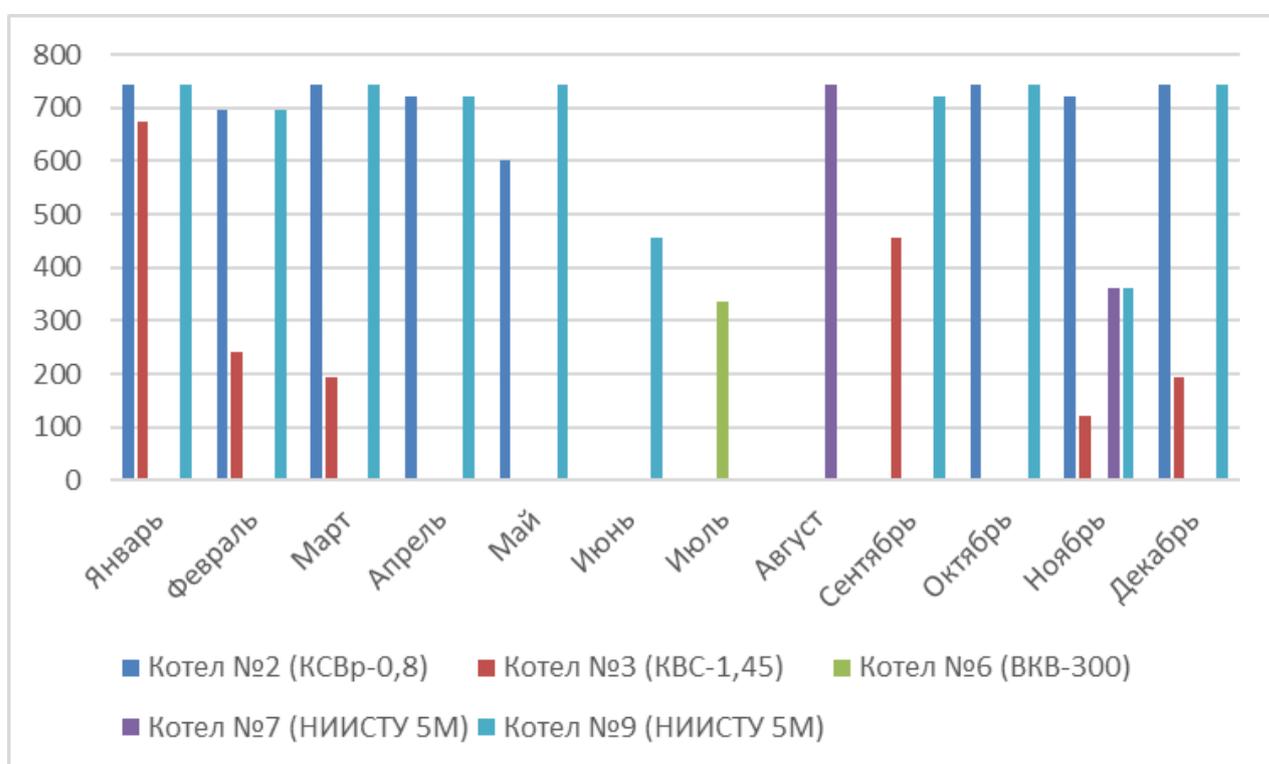


Рисунок 1.15. Загрузка основного оборудования угольной котельной

Суммарная наработка котлов составила 15696 часа. Наиболее загружен был котел №9.

Среднегодовая загрузка оборудования дизельной котельной приведена в таблице 1.55 и рисунке 1.16.

Таблица 1.55 Загрузка основного оборудования дизельной котельной

Месяц	GTE 521	GTE 511 №1	GTE 511 №2
Январь	720	24	
Февраль	672		
Март	744		
Апрель	288		432
Май		576	168
Июнь		528	590
Июль		592	
Август		154	
Сентябрь		720	
Октябрь		154	590
Ноябрь	720		
Декабрь	744		
Итого:	3 888	2 748	1 780

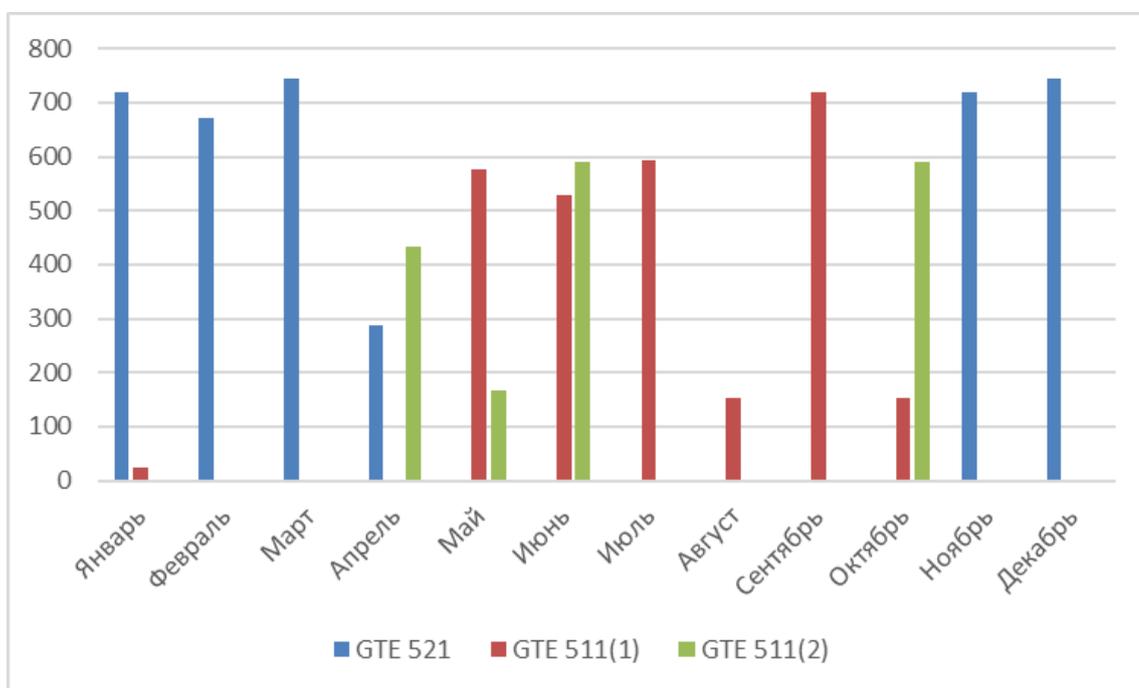


Рисунок 1.16. Загрузка основного оборудования дизельной котельной

Суммарная наработка котлов составила 8416 часов. Наиболее загружен был котел GTE 521.

1.2.3.9. Учет отпуска тепла

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-961-М.

1.2.3.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования

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

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

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

1.2.4. АО «Мурманский морской рыбный порт»

1.2.4.1. Общее описание

АО «Мурманский морской рыбный порт» осуществляет деятельность по производству и передаче тепловой энергии в виде пара до ЦТП АО «Мурманэнергосбыт» и иных потребителей.

Производство тепловой энергии осуществляется на котельной №1, расположенной по адресу г. Мурманск, Рыбный порт, Южные причалы.

Котельная № 1 имеет установленную мощность 140 Гкал/ч и снабжает тепловой энергией (отопление и горячее водоснабжение) потребителей промышленной зоны морского порта и ряд жилых домов. В качестве основного оборудования установлено 4 котла ГМ 50-14/250, основным топливом которых является мазут, резервное топливо отсутствует. На источнике установлены два деаэратора атмосферного типа ДСА-150, экономайзер типа ВТИ, охладители выпара. На источнике АО «ММРП» установлена система ХВО с двумя степенями умягчения.

1.2.4.2. Структура основного и вспомогательного оборудования

Котельная №1 оборудована четырьмя паровыми котлами ГМ 50-14/250 с номинальной тепловой мощностью 35 Гкал/час каждый и сроком эксплуатации 48 лет.

Технические характеристики котельных агрегатов приведены в таблице 1.56.

Таблица 1.56 Технические характеристики котлоагрегатов

Тип котлоагрегата, ст. №	Год ввода в эксплуатацию	Производительность проектная/ фактическая, тонн/ч (Гкал/ч)	Давление расчётное/ фактическое, МПа	Температура пара, (воды), °С	КПД «брутто» по данным последних испытаний, %	Тип экономайзера	Завод-изготовитель котлов	Год последнего освидетельствования/ год продления ресурса
ГМ 50-14/250 №1	1969	50/50 (35/35)	1,4/1,3	250	87,3	ВТИ	Белгородский котлостроительный завод	н.д.
ГМ 50-14/250 №2	1969	50/50 (35/35)	1,4/1,3	250	88,6	ВТИ	Белгородский котлостроительный завод	н.д.
ГМ 50-14/250 №3	1969	50/50 (35/35)	1,4/1,3	250	88,1	ВТИ	Белгородский котлостроительный завод	н.д.
ГМ 50-14/250 №4	1969	50/50 (35/35)	1,4/1,3	250	88,4	ВТИ	Белгородский котлостроительный завод	н.д.

Таблица 1.57 Состав вспомогательного оборудования котельной №1

Вид оборудования	Тип оборудования	Характеристика оборудования	Количество, шт.
Атмосферный деаэратор	ДСА-150	-	2
Охладитель выпара	ОВА-16	-	2
<i>Система ХВО</i>			
Насос исходной воды	4к-8	100 м ³ /ч; 50 м; 3000 об/мин; 30 кВт	2
Конденсатный насос	4НДВ-60	200 м ³ /ч; 95 м; 3000 об/мин; 90 кВт	2
Охладитель конденсата	МНВ-1436-06	-	2
Компрессор	ВУ-3/8	3 м ³ /мин; 8атм.; 30 кВт	2
Механический фильтр	-	Ø 3м; фильтрующий материал-кварцевый песок	2
<i>Система умягчения воды</i>			
Подогреватель	ПВ-60	-	2
Ячейки мокрого хранения соли	-	-	2
Насос раствора соли	-	1.5×6л-3	2
Солеочиститель	-	Ø 1м	1
<i>I ступень умягчения</i>			
Фильтр	-	Ø 3м; фильтрующий материал - катионит КУ-2-8	1
Фильтр	-	Ø 2м; фильтрующий материал - катионит КУ-2-8	4
<i>II ступень умягчения</i>			
Фильтр	-	Ø 3 м; фильтрующий материал - катионит КУ-2-8	1
Фильтр	-	Ø 2 м; фильтрующий материал - катионит КУ-2-8	2
Фильтр	-	Ø 1,5 м; фильтрующий материал - катионит КУ-2-8	2

I ступень используется для умягчения исходной воды жесткостью до 150 мкг-экв/кг, II ступень для умягчения воды по жесткости с 35 мкг-экв кг. Перед подачей на натрий-катионитовые фильтры осветленная вода подогревается в теплообменниках до температуры 20÷40 °С.

Для деаэрации воды в котельной установлены:

- Два атмосферных деаэратора смешивающего типа ДСА-150;
- Два охладителя выпара ОВА-16.

Общая жесткость исходной воды составляет 300 мкг-экв/л, жесткость умягченной воды- 5мкг-экв/л. Концентрация растворенного кислорода в исходной воде составляет 10 мг/л, концентрация растворенного кислорода в деаэрированной воде- 0.005 мг/л.

1.2.4.3. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

На котельной №1 установлено четыре паровых котлов, суммарной проектной производительностью 200 т/ч. Параметры установленной и располагаемой тепловой мощности, а также объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто представлены в таблице 1.58

Таблица 1.58 Установленная и располагаемая тепловая мощность, тепловая мощность нетто котельной

№ п/п	Параметр	Единица измерения	Значение
1.	Установленная мощность оборудования	Гкал/ч	140
2.	Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	28
3.	Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	112
4.	Собственные нужды	Гкал/ч	2,988
5.	Хозяйственные нужды	Гкал/ч	-
6.	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	109,012

Ограничение тепловой мощности связано с консервацией одного котла ГМ 50-14/250.

1.2.4.4. 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 «ММРП» представлены таблице 1.58.

Собственные нужды включают в себя расход тепловой энергии на обдувку поверхностей нагрева котлов, растопку котлов, обеспечение нужд мазутного хозяйства, паровой распыл мазута, подогрев воздуха в калориферах, технологические нужды химводоочистки и деаэрации; отопление и хозяйственные нужды котельной; потери тепла паропроводами, насосами, аккумуляторными баками и т.п.; утечки, испарения при апробировании и выявлении неисправностей в оборудовании; неучтенные потери.

1.2.4.5. Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования

Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования источника АО «Мурманский морской рыбный порт» представлен в п.1.2.4.2.

1.2.4.6. Схема выдачи тепловой мощности. Структура теплофикационных установок

Схема выдачи тепловой мощности котельной №1, расположенной по адресу г. Мурманск, Рыбный порт, Южные причалы, не предоставлена.

1.2.4.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии

Способ регулирования отпуска тепловой энергии от котельных – количественный, т. е. регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется изменением давления пара в подающем трубопроводе при неизменной температуре.

Изменение температуры теплоносителя для промышленных предприятий, подключенных к сетям АО «Мурманский морской рыбный порт», осуществляется по температурному графику 78/59°C для котельной №1, расположенной по адресу г. Мурманск, Рыбный порт, Южные причалы.

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

1.2.4.8. Среднегодовая загрузка оборудования

Годовые технико-энергетические балансы источника представлены в таблице 1.59 и на рисунке 1.17.

Таблица 1.59 Годовая загрузка оборудования котельной №1 в 2016 году

Месяц	Наработка, ч				Количество пусков из холодного состояния (при простое более 12 часов)			
	котел № 1	котел № 2	котел № 3	котел № 4	котел № 1	котел № 2	котел № 3	котел № 4
январь		110		640		1		
февраль		696						
март		744						
апрель	589	133			1			
май	179	134	432			1		
июнь		664				1		
июль		685				1		
август		659				1		
сентябрь	648	82			1			
октябрь	563			182				1
ноябрь				720				
декабрь				744				
Итого:	1979	3907	432	2286				

До 2014 года котельная №1 АО «Мурманский морской рыбный порт» была оборудована пятью паровыми котлами ГМ 50-14/250 с номинальной тепловой мощностью 50 т/час каждый, с 2014 года пятый котел был выведен из эксплуатации без снижения общей продолжительности работы энергетического источника.

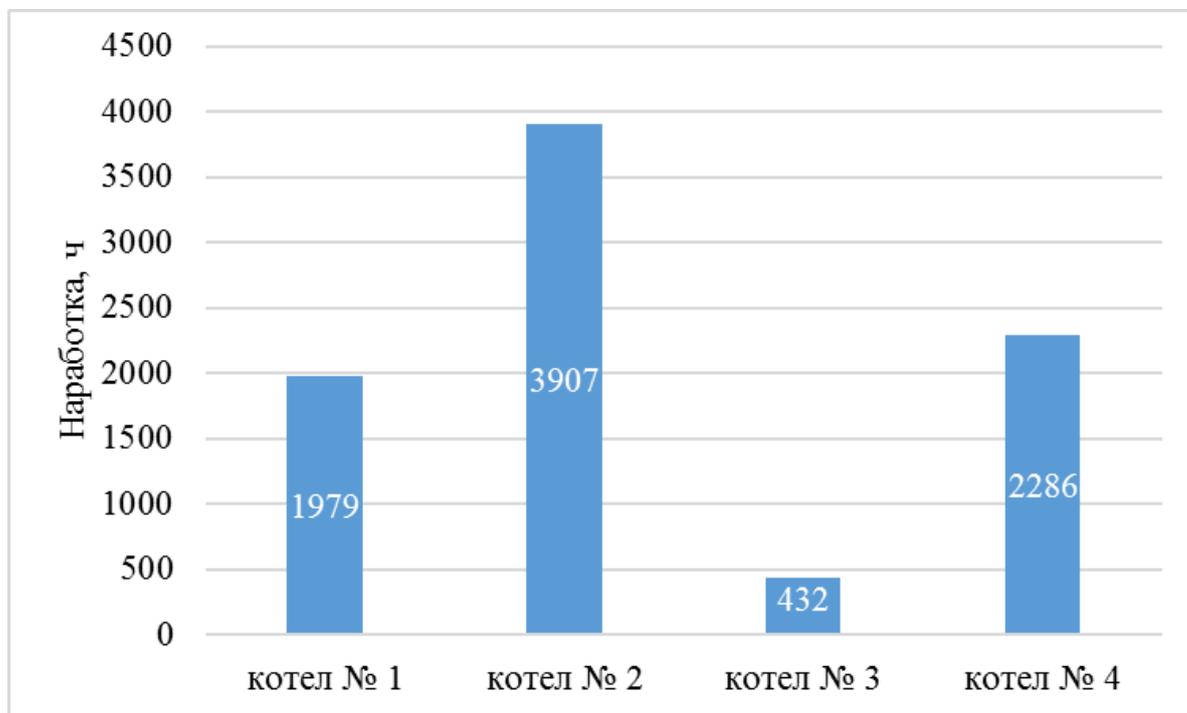


Рисунок 1.17. Годовая загрузка оборудования котельной №1 в 2016 году

1.2.4.9. Учет отпуска тепла

Учет тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети, ведется с помощью коммерческого прибора учета СПТ 961.2, установленного на выводе из котельной.

1.2.4.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования

Статистика отказов и восстановлений оборудования на источнике АО «Мурманский морской рыбный порт» отсутствует.

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источника тепловой энергии АО «Мурманский морской рыбный порт» отсутствуют.

1.2.5. ОАО «Завод ТО ТБО»

1.2.5.1. Общие сведения

Открытое акционерное общество «Завод по термической обработке твердых бытовых отходов» - предприятие жилищно-коммунального комплекса. ОАО "Завод ТО ТБО" является единственным, уникальным предприятием Северо-Западного региона России, 26 лет успешно работающим в суровых условиях Крайнего Севера на рынке обращения с отходами производства и потребления, для сбережения природных ресурсов Кольского полуострова и выработки дешевой тепловой энергии.

Завод в г. Мурманске предназначен для сжигания несортированных твердых бытовых 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 частично реализует через паровой коллектор для отопления города через «Восточную» котельную ПАО «Мурманская ТЭЦ». Аналогичных предприятий в области нет.

1.2.5.2. Структура основного и вспомогательного оборудования

На предприятии установлено 2 мусоросжигательных котла «СКDDUKLA» (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 1.60 и 1.61 соответственно.

Таблица 1.60 Характеристика основного оборудования ОАО «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		
Мусоросжигательный котлоагрегат в валкой колосниковой решеткой системы «Дюссельдорф»	1986	45	ТБО	250	12,7	ЧКД «Дукла», г. Прага	Не ограничено
Мусоросжигательный котлоагрегат в валкой колосниковой решеткой системы «Дюссельдорф»	1986	45	ТБО	250	12,7	ЧКД «Дукла», г. Прага	Не ограничено

Таблица 1.61 Характеристика вспомогательного оборудования ОАО «Завод ТО ТБО»

Наименование оборудования	Тип оборудования	Характеристика оборудования	Примечание
Установка ХВО для паровых котлов	-	50 м ³ /ч	
Протяженность и диаметр паропровода	-	409 м, 273 мм	Срок службы 20 лет
Насосы питательные	ЦНГС-60-263	60 м ³ /ч	
Насосы конденсатные	К-45/30	45 м ³ /ч	
Насосы холодной воды	КМ-80-50-200	50 м ³ /ч	

1.2.5.3. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

На заводе установлены два котлоагрегата, один из которых находится в постоянном резерве. Вследствие этого располагаемая мощность меньше установленной. Характеристика мощности предприятия приведены в таблице 1.62.

Таблица 1.62 Характеристика мощности ОАО «Завод ТО ТБО»

Наименование параметра	Ед. измерения	Величина
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	60,3
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	30,15
Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	30,15
Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	15,41

1.2.5.4. Среднегодовая загрузка оборудования

В летний период, когда ПАО «Мурманская ТЭЦ» снижает потребление теплоэнергии от Завода ТБО, завод вынужден ограничивать приём и переработку ТБО. Поэтому часть ТБО в летний период приходится размещать на санкционированной свалке посёлка Дровяное. Также следует учесть, что завод не

принимает на утилизацию строительные и промышленные отходы. Для их захоронения области необходим современный полигон.

1.2.5.5. Схема выдачи тепловой мощности. Структура теплофикационных установок

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

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

Техническое водоснабжение завода осуществляется из городского водопровода.

В процессе термообработки отходов образуется шлак 4 класса опасности (до 25% от утилизированного ТБО), который используется на санкционированной свалке п. Дровяное для послышной рекультивации.

1.2.5.6. Учет отпуска тепловой энергии

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 ПАО «Мурманская ТЭЦ».

1.2.5.7. Статистика отказов и восстановлений оборудования

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

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источника тепловой энергии АО «Мурманский морской рыбный порт» отсутствуют.

1.2.6. ПАО «Мурманский морской торговый порт»

1.2.6.1. Общее описание

Мурманский морской торговый порт был основан в 1915 году. Открытое 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.

ПАО «Мурманский морской торговый порт» располагает для работы семнадцатью причалами общей протяженностью около 3000 метров.

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

Основным топливом на котельной является топочный мазут, марки М100. Аварийного и резервного топлива не предусмотрено.

1.2.6.2. Структура основного и вспомогательного оборудования

На котельной торгового порта установлено

- 1 паровой котел типа ДКВР-10/13;
- 1 паровой котел типа ДЕ-10/14 ГМ;
- 1 водогрейный котел типа Турботерм 3150;

Технические характеристики основного оборудования приведены в таблице 1.63.

Технические характеристики сетевых подогревателей, установленных на котельной приведены в таблице 1.64.

Технические характеристики деаэрационного оборудования, установленных на котельной приведены в таблице 1.65.

Технические характеристики подогревателей мазута, установленных на котельной приведены в таблице 1.66.

Таблица 1.63 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 выпара	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 «Турботерм»	1	2,322/-	данные в ПКЭ	РЭМЭКС	2003	мазут М-100	-	6/-	-	150-210	-

Таблица 1.64 Технические характеристики сетевых подогревателей, 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	Температура конденсата, °С
			Давление рабочее, МПа	Температура рабочая, °С				
ПСВ - 1,2 ПП-1-17-7	17,2	2	16 –вода 7 - пар	130 –вода 250 - пар	Н.д.	Н.д.	Охладитель конденсатаПВ-2-09 2 шт.	65-70
ПСВ – 3 ПП-1-53-7-14	53,9	1	16 –вода 7 - пар	130 –вода 250 - пар	Н.д.	Н.д.	Охладитель конденсатаПВ-2-16 2 шт	65-70

Таблица 1.65 Технические характеристики деаэрационного оборудования, установленного на котельной

Наименование агрегата,	Производительность агрегата, м ³ /ч	Кол-во	Рабочие параметры на входе/выходе		Удельный расход теплоэнергии, Гкал/ м ³	КПД по паспорту, %	Конденсатоотводчики: тип, количество
			Давление рабочее, МПа	Температура рабочая, °С			
Деаэратор сетевой ДА-15/14	14	1	0,1176	104,25	Н.д.	Н.д.	нет
Деаэратор питательный ДА 25/8	8	1	0,1176	104,25	Н.д.	Н.д.	нет

Таблица 1.66 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-1МВН 25/52	Н.д.	1	25	130	Н.д.	Н.д.	поплавковый фланцевый 1 шт.	35-40	Следы нефтепродуктов
Подогреватель мазута ПМ-2,3МВН 25/32	Н.д.	2	25	130	Н.д.	Н.д.	поплавковый фланцевый 1 шт.	35-40	Следы нефтепродуктов

1.2.6.3. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Тепловая энергия отпускается потребителю в горячей воде, на котельной установлено три сетевых подогревателя и один сетевой деаэрактор, для подготовки подпиточной воды, направляемой в тепловую сеть.

Тепловая энергия расходуется на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение потребителей на территории торгового порта.

Таблица 1.67 Характеристика мощности котельной

Наименование параметра	Ед. измерения	Величина
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	15,522
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	15,522
Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	-
Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	3,532
Объем потребления тепловой энергии на с.н.	% от отпуска т.э.	8

Ограничений в работе основного оборудования на котельной нет. Все котлы работают на полную мощность.

1.2.6.4. Среднегодовая загрузка оборудования

Оборудование котельной загружено неравномерно, основную часть тепловой энергии в зимний режим работы вырабатывает котел типа ДКВР 10/13, в летнем режиме полностью загружен водогрейный котел типа «Турботерм». Квартальная наработка котельного оборудования представлена в таблице 1.68 и на рисунке 1.18.

Таблица 1.68 Квартальная наработка котельного оборудования котельной

Период	Наработка, ч		
	Котел ДЕ 10/14	Котел ДКВР 10/13	В/котел «Турботерм»
1 квартал	480	1680	0
2 квартал	336	1704	144
3 квартал	72	96	2040
4 квартал	912	1248	48

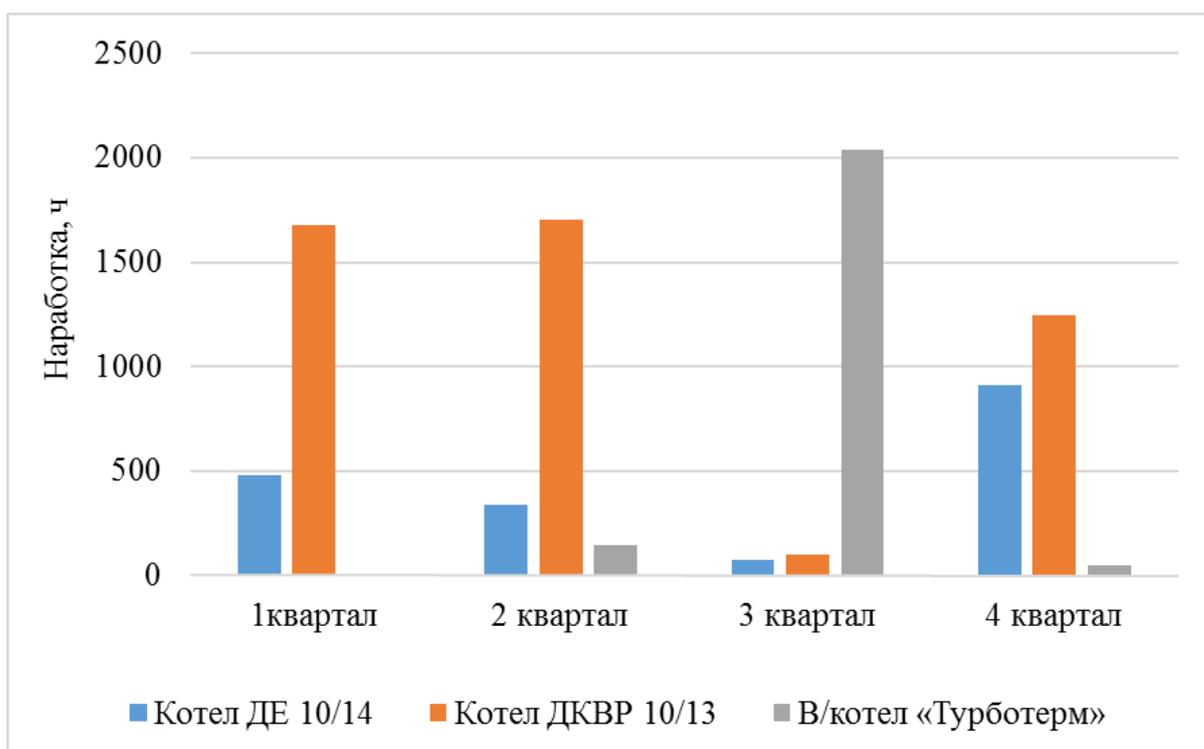


Рисунок 1.18. Среднемесячная нагрузка основного оборудования котельной в 2014 году

1.2.6.5. Схема выдачи тепловой мощности. Структура теплофикационных установок

Технологическая схема котельной ПАО «Мурманского Морского Торгового Порта» предоставлена в приложении К.

1.2.6.6. Учет отпуска тепла

Учет отпуска тепловой энергии отсутствует. Приборов учета тепловой энергии на котельной не установлено. На каждом из субабонентов предусмотрен свой прибор учета полученной тепловой энергии.

1.2.6.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии

На котельной ПАО «Мурманский морской торговый порт» 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 95/70.

1.2.6.8. Статистика отказов и восстановлений оборудования

Отказов оборудования на котельной ПАО «Мурманский морской торговый порт» не зарегистрировано. Ремонтные работы проводятся ежегодно.

1.2.7. Жилищно-эксплуатационный отдел №1 Мурманский филиал Федерального Государственного Бюджетного Учреждения «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства Обороны Российской Федерации по ОСК Северного флота

1.2.7.1. Общее описание

Основной целью деятельности Жилищно-эксплуатационный отдел №1 Мурманский филиал Федерального Государственного Бюджетного Учреждения «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства Обороны Российской Федерации по ОСК Северного флота(ЖЭКО №1 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, пос. Росляково, ул. Мохнаткина Пахта.

Котельная № 22 имеет установленную мощность 14,3 Гкал/ч и снабжает тепловой энергией (отопление и горячее водоснабжение) потребителей двух жилых домов. 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.

1.2.7.2. Структура основного и вспомогательного оборудования

На котельной №22 ЖЭКО №1 ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ установлено:

- 1 паровой котел типа КВВА 6/15;
- 1 паровой котел типа ДЕ-16/14 ГМ;

Технические характеристики основного оборудования приведены в таблице 1.69.

Технические характеристики сетевых подогревателей, установленных на котельной приведены в таблице 1.70.

Технические характеристики деаэрационного оборудования, установленных на котельной приведены в таблице 1.71.

Технические характеристики подогревателей мазута, установленных на котельной приведены в таблице 1.72.

Таблица 1.69 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	1,6747	-	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 1.70 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 1.71 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	н/д	1	50	1990

Таблица 1.72 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

1.2.7.3. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Тепловая энергия отпускается потребителю в горячей воде, на котельной установлено один сетевой подогреватель и один сетевой деаэратор, для подготовки подпиточной воды, направляемой в тепловую сеть.

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

Таблица 1.73 Характеристика мощности котельной

Наименование параметра	Ед. измерения	Величина
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	14,3
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	14,3
Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	-
Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	1,6747
Объем потребления тепловой энергии на с.н.	% от отпуска т.э.	8,24

Ограничений в работе основного оборудования на котельной нет, все котлы способны работать на полную мощность.

1.2.7.4. Среднегодовая загрузка оборудования

Сведения о работе оборудования за 2015 год представлены лишь за 2 месяца, что связано с передачей данного источника в эксплуатацию ЖЭКО №1 ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ. Оборудование котельной загружено неравномерно, основную часть тепловой энергии в зимний режим работы вырабатывает котел типа ДЕ-16/14, в летнем режиме полностью загружен котел типа КВВА 6/15. Квартальная наработка котельного оборудования представлена в таблице 1.74.

Таблица 1.74 Квартальная наработка котельного оборудования котельной

Период	Наработка, ч (за 2015 год)	
	Котел ДЕ 10/14	Котел ДКВР 10/13
1 квартал	н/д	н/д
2 квартал	н/д	н/д
3 квартал	н/д	н/д
4 квартал	-	1464

1.2.7.5. Схема выдачи тепловой мощности. Структура теплофикационных установок

Технологическая схема котельной №22 предоставлена в приложении К.

1.2.7.6. Учет отпуска тепла

Приборов учета тепловой энергии на котельной не установлено. Учет отпущенной тепловой энергии осуществляется по приборам учета установленным у потребителей.

1.2.7.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии

На котельной №22 ЖЭКО №1 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. В котельной утвержден температурный график регулирования 95/70.

1.2.7.8. Статистика отказов и восстановлений оборудования

Отказов оборудования на котельной №22 ЖЭКО №1 ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ не зарегистрировано. Ремонтные работы проводятся ежегодно.

1.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты

1.3.1. Структура тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии

В городе Мурманске расположены 10 изолированных друг от друга систем теплоснабжения. Тепловые сети от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных эксплуатируются ПАО «Мурманская ТЭЦ» и АО «Мурманэнергосбыт», а также часть квартальных сетей малой протяженности, находится в краткосрочной аренде у ОАО «Мурманская энергосбытовая компания».

Тепловые сети от котельных «Северная», «Роста», котельной в пос. Абрам-Мыс, котельных ТЦ «Росляково - 1» и ТЦ «Росляково Южная» эксплуатируются АО «Мурманэнергосбыт», часть тепловых сетей малой протяженности находятся в краткосрочной аренде у ОАО «Мурманская энергосбытовая компания».

Тепловые паровые сети от Котельной рыбного порта до ЦТП «Фестивальная» находятся в собственности у АО «Мурманский морской рыбный порт», после ЦТП «Фестивальная» проложены тепловые сети АО «Мурманэнергосбыт».

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

Тепловые сети от Котельной торгового порта частично находятся в собственности ПАО «Мурманский морской торговый порт», часть тепловых сетей находится в долгосрочной аренде у ПАО «Мурманский морской торговый порт», собственником этих сетей является ФГУП «Росморпорт».

Тепловые сети от котельной №22 эксплуатируются ЖЭКО №1 ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ.

1.3.1.1. ПАО «Мурманская ТЭЦ»

Суммарная протяженность тепловых сетей ПАО «Мурманская ТЭЦ» - 51,735 км.

Тепловые водяные сети ПАО «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-75/2, К-112/2, в летний период зона влияния от Восточной

котельной может расширяться до тепловых камер К-24/3 и К-69/2. Во время отопительного периода границей между Мурманской ТЭЦ и Южной котельной является тепловая камера К-72/3, в летний период зона влияния может быть расширена до тепловой камеры К-38.

1.3.1.2. Мурманская ТЭЦ

Суммарная протяженность тепловых сетей ПАО «Мурманская ТЭЦ» от Мурманской ТЭЦ составляет 19876 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 600 мм, средний диаметр тепловой сети 340 мм.

Тепловая энергия от Мурманской ТЭЦ передается в горячей воде.

Структура тепловых сетей Мурманской ТЭЦ представлена на рисунке 1.19 и в таблице 1.75.

Условный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м
Ду 80	100
Ду 100	32
Ду 150	1288
Ду 200	3305
Ду 250	2286
Ду 300	4155
Ду 350	150
Ду 400	3194
Ду 500	4889
Ду 600	477

Таблица 1.75 Структура тепловых сетей Мурманской ТЭЦ на балансе ПАО «Мурманская ТЭЦ»

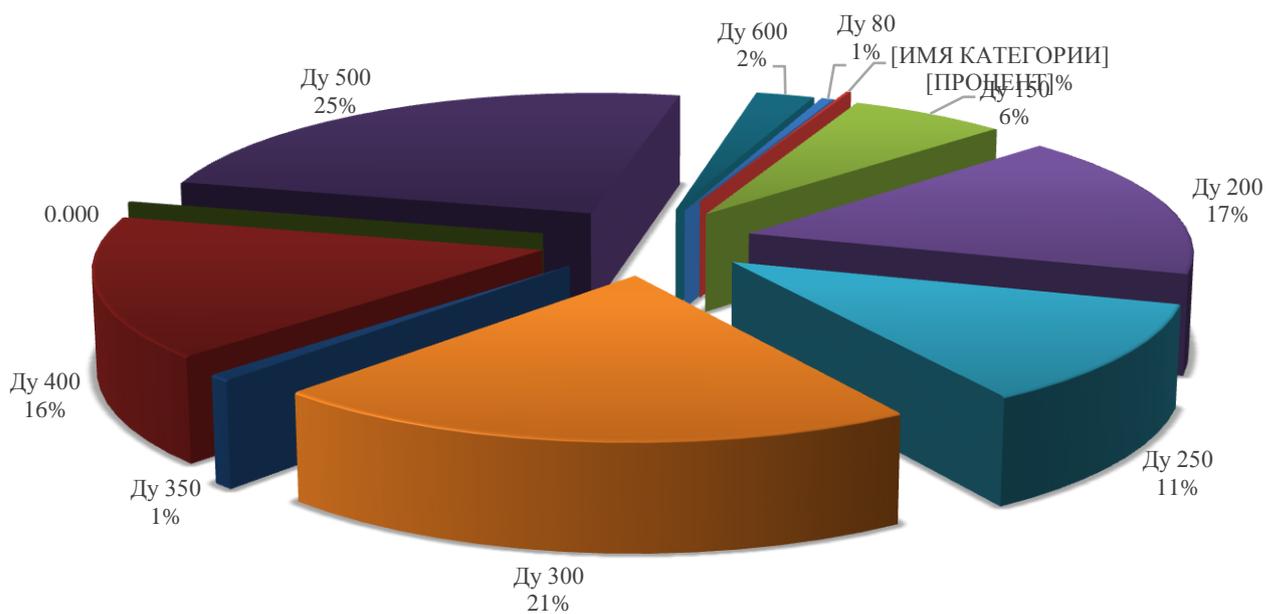


Рисунок 1.19. Структура тепловых сетей Мурманской ТЭЦ

Южная котельная

Суммарная протяженность тепловых сетей от Южной котельной составляет 20282 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 800 мм, средний диаметр тепловой сети 514 мм. Тепловая энергия от Южной котельной передается в горячей воде.

Структура тепловых сетей Южной котельной представлена на рисунке 1.20 и в таблице 1.76.

Таблица 1.76 Структура тепловых сетей Южной котельной

Условный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м
Ду 100	310
Ду 150	202,3
Ду 200	269
Ду 250	2196
Ду 300	1907
Ду 350	685
Ду 400	1678
Ду 450	1374
Ду 500	4180
Ду 600	4533
Ду 700	1298,8
Ду 800	2185

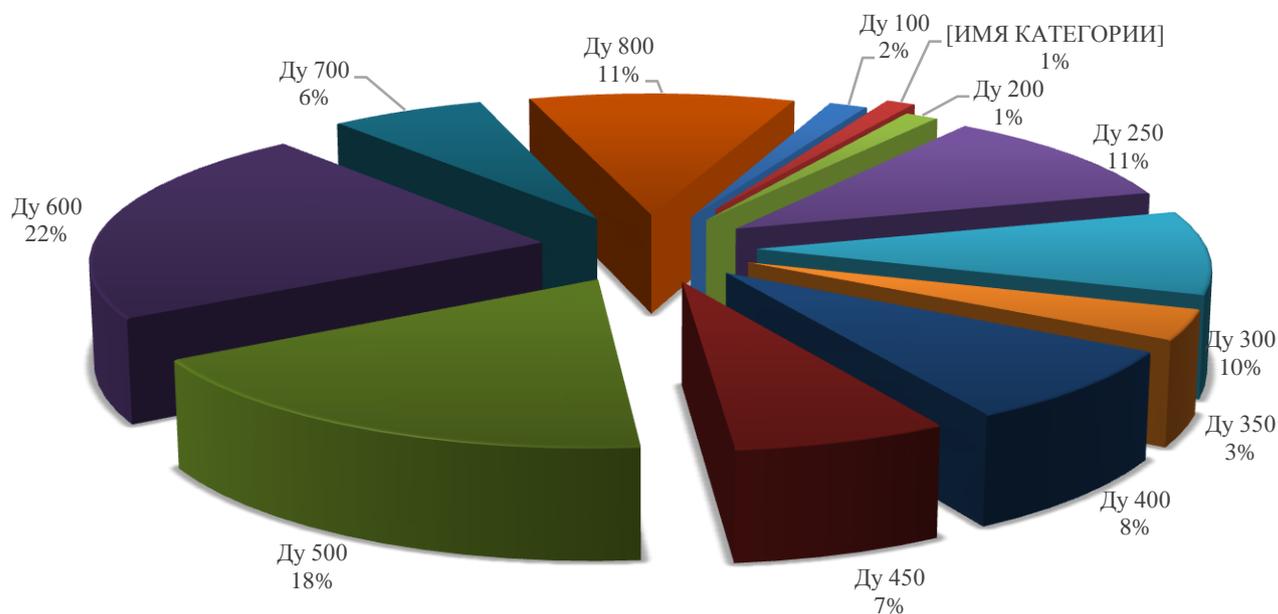


Рисунок 1.20. Структура тепловых сетей Южной котельной

Восточная котельная

Суммарная протяженность тепловых сетей от Восточной котельной составляет 11577 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 700 мм, средний диаметр тепловой сети 460,3 мм. Тепловая энергия от Восточной котельной передается в горячей воде.

Структура тепловых сетей Восточной котельной представлена на рисунке 1.21 и в таблице 1.77.

Таблица 1.77 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

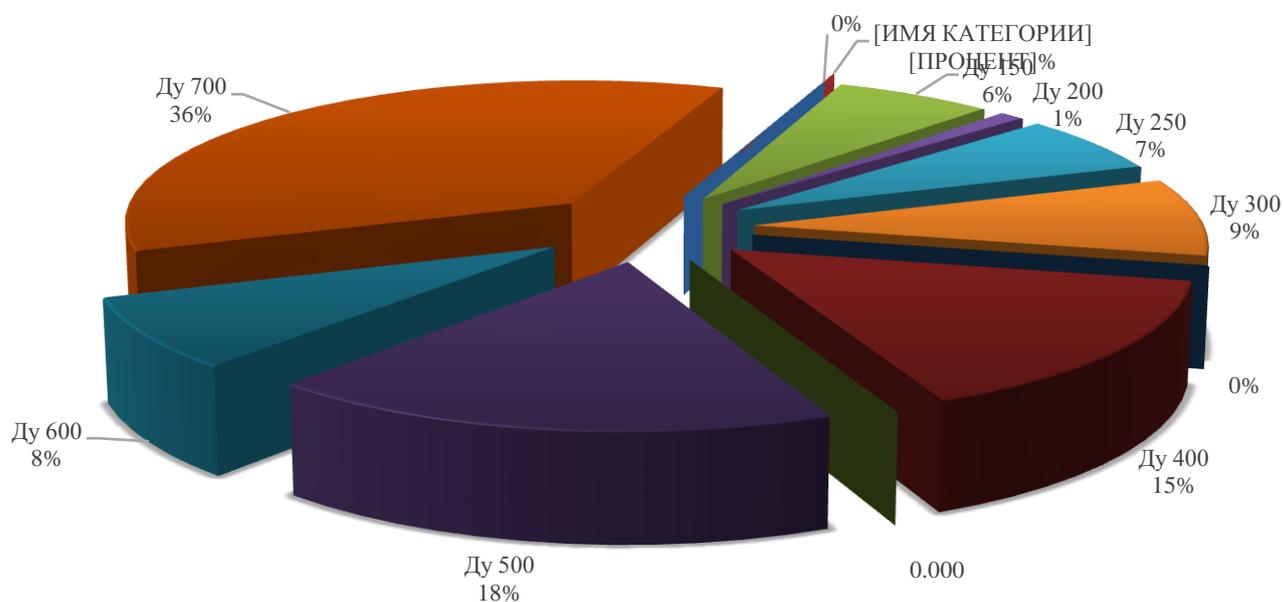


Рисунок 1.21. Структура тепловых сетей Восточной котельной

1.3.1.3. АО «Мурманэнергосбыт»

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

Котельная «Северная»

Суммарная протяженность тепловых сетей от котельной «Северная» составляет 116530,1 м в однотрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 800 мм, средний диаметр тепловой сети 200 мм. Тепловая энергия от котельной «Северная» передается как в горячей воде, так и в паре.

Структура водяных тепловых сетей «Северной» котельной представлена на рисунке 1.22 и в таблице 1.78.

Таблица 1.78 Структура тепловых сетей котельной «Северная»

Условный диаметр, мм	Протяженность в однотрубном исчислении, м
Ду 40	782,0
Ду 50	5900,8
Ду 70	5004,2
Ду 80	7571,2
Ду 100	13654,2
Ду 125	8467,6
Ду 150	17354,8
Ду 200	15277,1
Ду 250	18481,6
Ду 300	8675,8
Ду 350	4148,0
Ду 400	8022,0
Ду 500	1790,8
Ду 700	176,0
Ду 800	1224,0

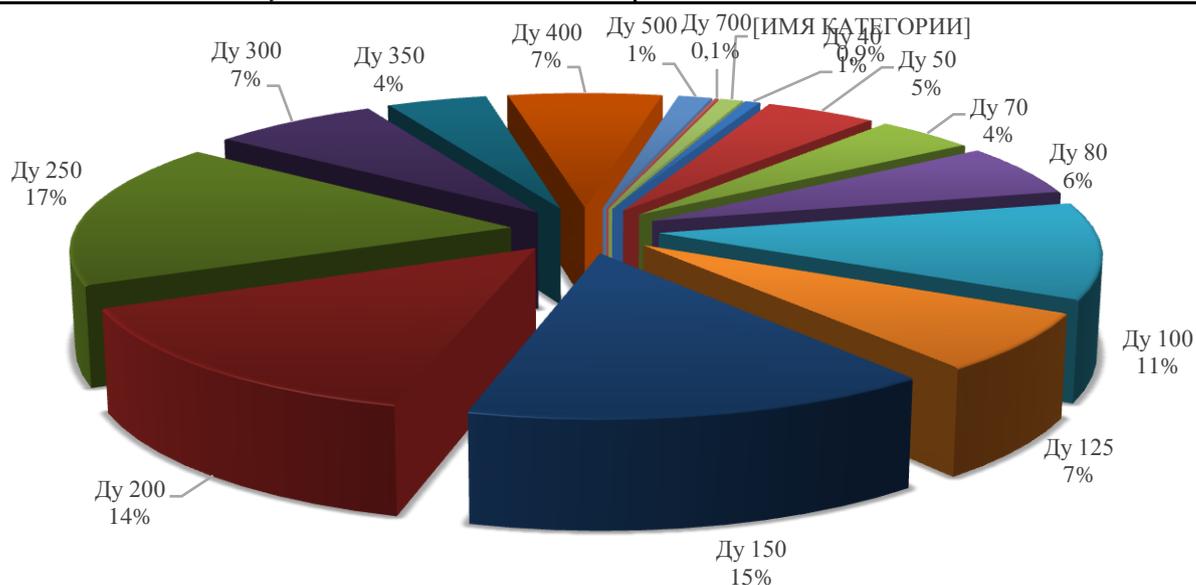


Рисунок 1.22. Структура тепловых сетей «Северной» котельной

Котельная «Роста»

Суммарная протяженность тепловых сетей от котельной «Роста» составляет 10907 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 500 мм, средний диаметр тепловой сети 200 мм.

Структура тепловых сетей котельной «Роста» представлена на рисунке 1.23 и в таблице 1.79.

Таблица 1.79 Структура тепловых сетей котельной «Роста»

Условный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м
Ду 50	672,0
Ду 70	274,0
Ду 80	1432,0
Ду 100	1596,0
Ду 125	944,5
Ду 150	1254,0
Ду 200	1848,0
Ду 250	434,7
Ду 300	65,0
Ду 350	300,7
Ду 400	945,5
Ду 500	1141,0

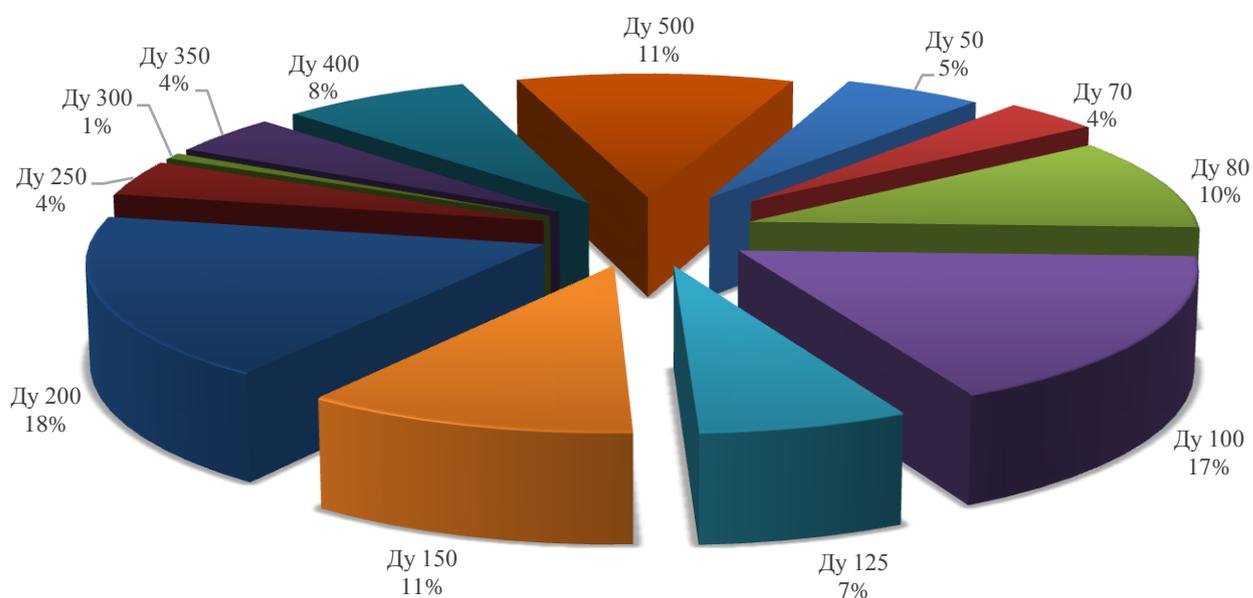


Рисунок 1.23. Структура тепловых сетей котельной «Роста»

Котельная «Абрам-Мыс»

Суммарная протяженность тепловых сетей от котельной «Абрам-Мыс» составляет 4872 м в однострубно́м исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 200 мм, средний диаметр тепловой сети 130 мм.

Структура тепловых сетей котельной «Абрам-Мыс» представлена на рисунке 1.24 и в таблице 1.80.

Таблица 1.80 Структура тепловых сетей котельной «Абрам-Мыс»

Условный диаметр, мм	Протяженность в однострубно́м исчислении, м
Ду 50	770,0
Ду 70	260,0
Ду 80	494,0
Ду 100	928,0
Ду 150	570,0
Ду 200	1850,0

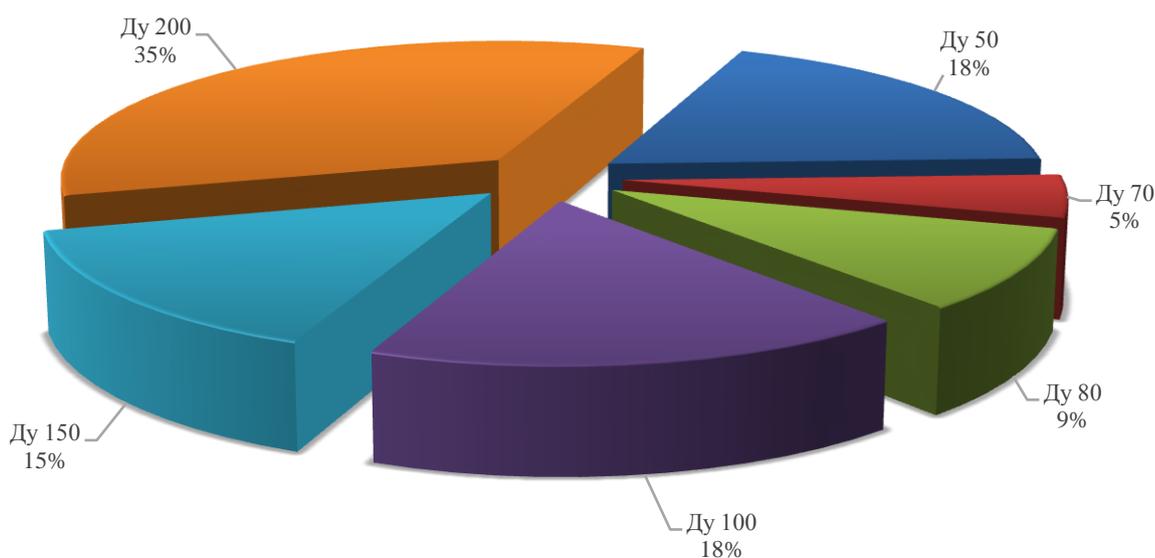


Рисунок 1.24. Структура тепловых сетей котельной «Абрам-Мыс»

Котельная ТЦ «Росляково-1»

Протяженность тепловых сетей от котельной «ТЦ «Росляково-1» составляет (в двухтрубно́м 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 Южная»

Протяженность тепловых сетей от котельной ТЦ «Росляково Южная» составляет (в двухтрубном исчислении):

- отопление – 890 м;
- ГВС – 890 м.

Прокладка сетей – надземная, в подвалах.

Мурманская ТЭЦ

Суммарная протяженность тепловых сетей АО «Мурманэнергосбыт» от Мурманской ТЭЦ составляет 102364 м в однострубно́м исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 400 мм, средний диаметр тепловой сети 118 мм.

Структура тепловых сетей АО «Мурманэнергосбыт» от Мурманской ТЭЦ представлена на рисунке 1.25 и в таблице 1.81.

Таблица 1.81 Структура тепловых сетей АО «Мурманэнергосбыт» от Мурманской ТЭЦ

Условный диаметр, мм	Протяженность в однострубно́м исчислении, м
Ду 25	44,5
Ду 32	514,0
Ду 40	2147,5
Ду 50	12396,4
Ду 70	8289,5
Ду 80	13958,0
Ду 100	23361,4
Ду 125	8649,2
Ду 150	15732,9
Ду 200	11350,8
Ду 250	3697,0
Ду 300	2146,4
Ду 400	76,0

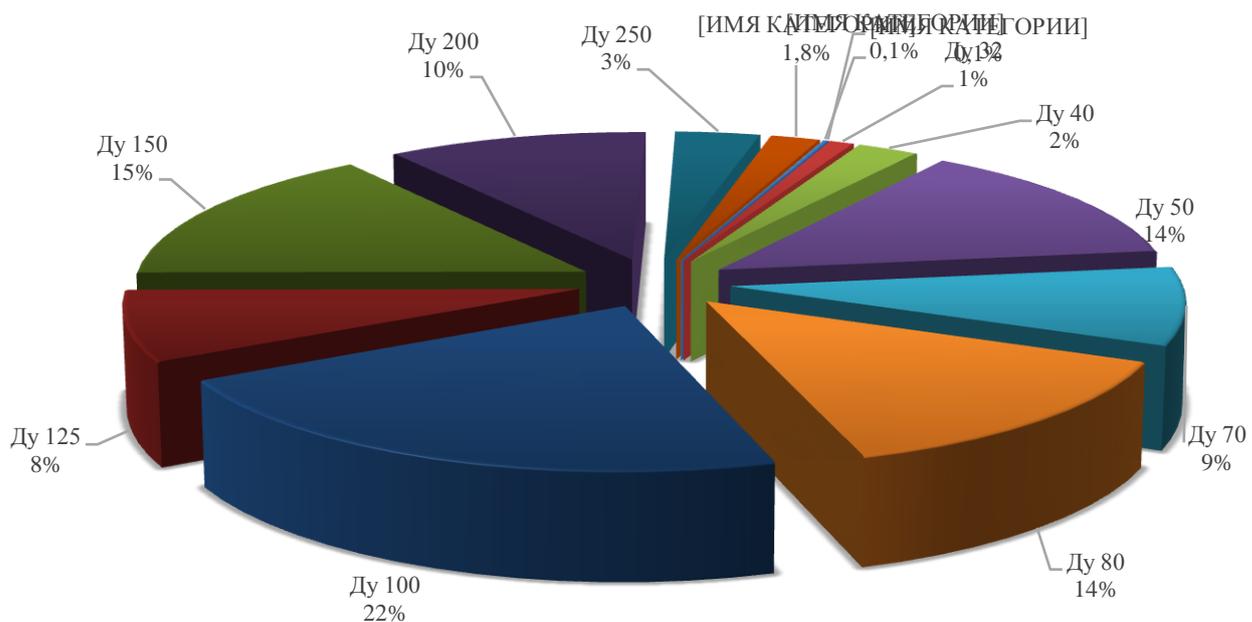


Рисунок 1.25. Структура тепловых сетей АО «Мурманэнергосбыт» от Мурманской ТЭЦ

Восточная котельная

Суммарная протяженность тепловых сетей АО «Мурманэнергосбыт» от Восточной котельной составляет 55972 м в однострубно́м исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 400 мм, средний диаметр тепловой сети 158 мм.

Структура тепловых сетей АО «Мурманэнергосбыт» от Восточной котельной представлена на рисунке 1.26 и в таблице 1.82.

Таблица 1.82 Структура тепловых сетей АО «Мурманэнергосбыт» от Восточной котельной

Условный диаметр, мм	Протяженность в однострубно́м исчислении, м
Ду 32	460,0
Ду 40	562,0
Ду 50	1529,0
Ду 70	3492,0
Ду 80	5164,0
Ду 100	8308,0
Ду 125	6008,0
Ду 150	10471,0
Ду 200	8369,0
Ду 250	6648,8
Ду 300	3761,8
Ду 400	1198,0

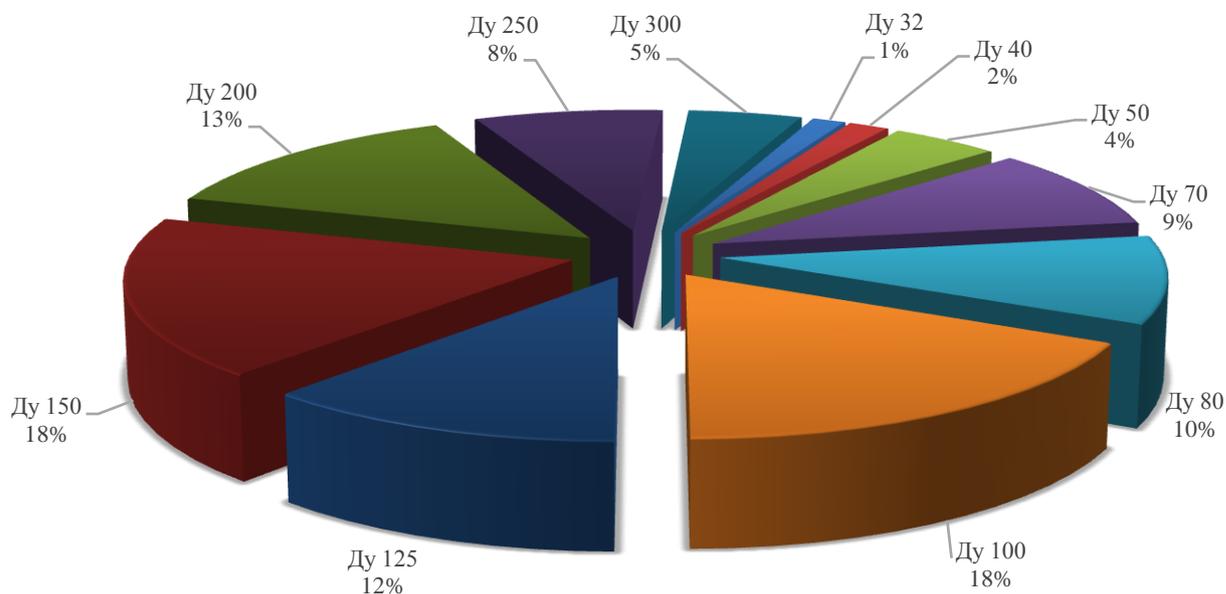


Рисунок 1.26. Структура тепловых сетей АО «Мурманэнергосбыт» от Восточной котельной

Южная котельная

Суммарная протяженность тепловых сетей АО «Мурманэнергосбыт» от Южной котельной составляет 94260 м в однострубно́м исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 350 мм, средний диаметр тепловой сети 150 мм.

Структура тепловых сетей АО «Мурманэнергосбыт» от Южной котельной представлена на рисунке 1.27 и в таблице 1.83.

Таблица 1.83 Структура тепловых сетей АО «Мурманэнергосбыт» от Южной котельной

Условный диаметр, мм	Протяженность в однострубно́м исчислении, м
Ду 32	304,1
Ду 40	276,2
Ду 50	2255,5
Ду 70	3139,6
Ду 80	8677,1
Ду 100	13416,5
Ду 125	9239,2
Ду 150	25286,9
Ду 200	23843,3
Ду 250	6605,6
Ду 300	1081,6
Ду 350	134,0

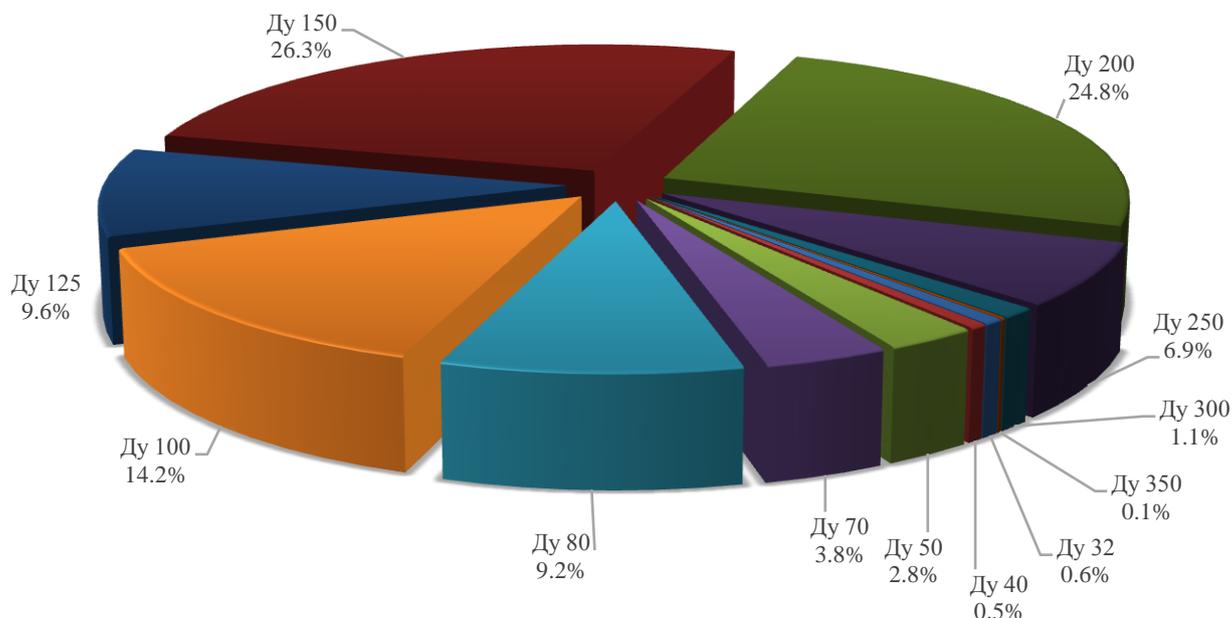


Рисунок 1.27. Структура тепловых сетей АО «Мурманэнергосбыт» от Южной котельной

Котельная рыбного порта

Суммарная протяженность тепловых сетей АО «Мурманэнергосбыт» от Котельной рыбного порта составляет 6254,2 м в однострубно́м исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 200 мм, средний диаметр тепловой сети 89 мм.

Структура тепловых сетей АО «Мурманэнергосбыт» от Котельной рыбного порта представлена на рисунке 1.28 и в таблице 1.84.

Таблица 1.84 Структура тепловых сетей АО «Мурманэнергосбыт» от Котельной рыбного порта

Условный диаметр, мм	Протяженность в однострубно́м исчислении, м
Ду 25	16,5
Ду 32	58,0
Ду 40	313,5
Ду 50	1646,6
Ду 70	1208,2
Ду 80	301,0
Ду 100	1677,6
Ду 125	20,0
Ду 150	432,0
Ду 200	580,8

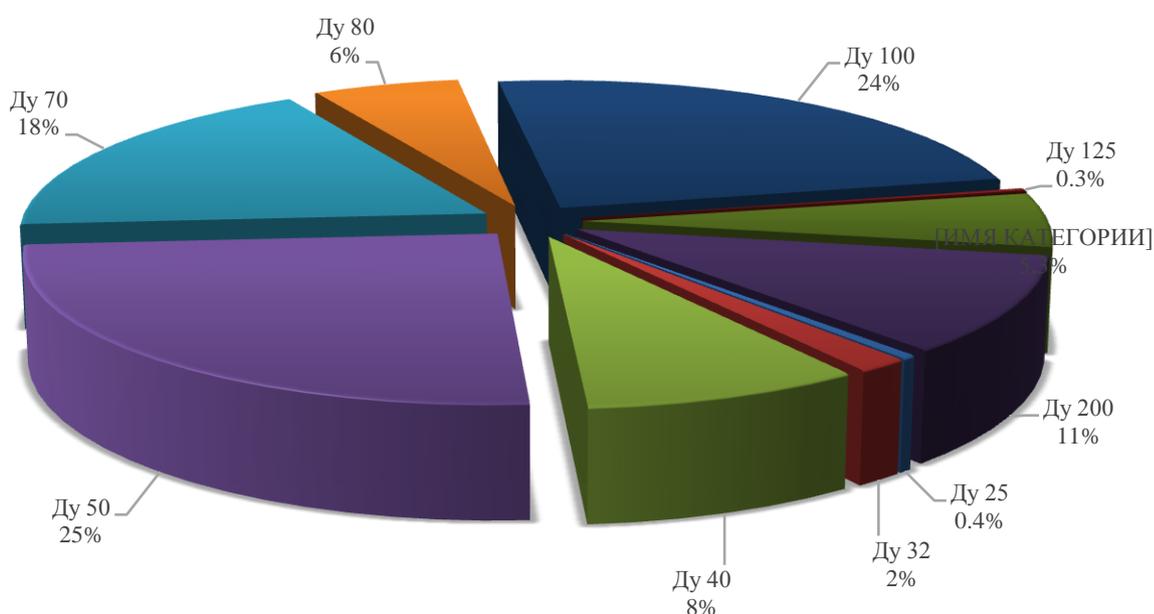


Рисунок 1.28. Структура тепловых сетей АО «Мурманэнергосбыт» от Котельной рыбного порта

1.3.1.4. АО «Мурманский морской рыбный порт»

Котельная АО «ММРП» предназначена для снабжения предприятий, расположенных на промышленных площадках порта, паром на нужды технологии, отопления, вентиляции и горячего водоснабжения. Кроме этого, котельная обеспечивает тепловой энергией 30 жилых домов и 3 социально-значимых объекта.

Суммарная протяженность водяных тепловых сетей от Котельной рыбного порта составляет 1545 м в двухтрубном исчислении, максимальный условный диаметр 200 мм, средний диаметр 171 мм.

Структура водяных тепловых сетей котельной АО «ММРП» представлена на рисунке 1.29 и в таблице 1.85.

Таблица 1.85 Структура водяных тепловых сетей Котельной рыбного порта

Условный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м
Ду 50	91
Ду 80	48
Ду 100	123
Ду 150	250
Ду 200	1033

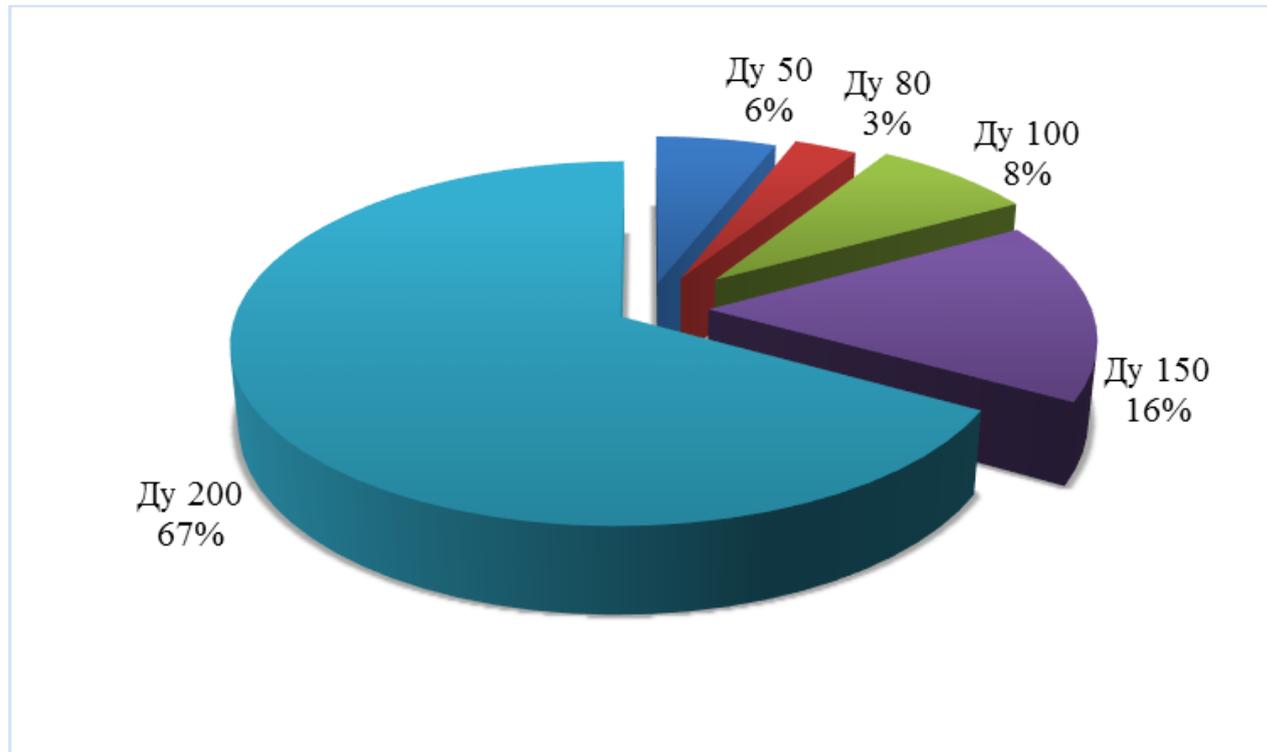


Рисунок 1.29. Структура водяных тепловых сетей Котельной рыбного порта

Суммарная протяжённость паропроводов от котельной АО «ММРП» составляет 3016 м в однострубно́м исчислении, максимальный условный диаметр 400 мм, средний диаметр 268 мм.

Структура паровых тепловых сетей котельной АО «ММРП» представлена на рисунке 1.30 и в таблице 1.86.

Таблица 1.86 Структура паровых тепловых сетей Котельной рыбного порта

Условный диаметр, мм	Протяжённость в однострубно́м исчислении, м
Ду 50	28
Ду 70	20
Ду 80	160
Ду 150	828
Ду 200	468
Ду 250	194
Ду 400	1318

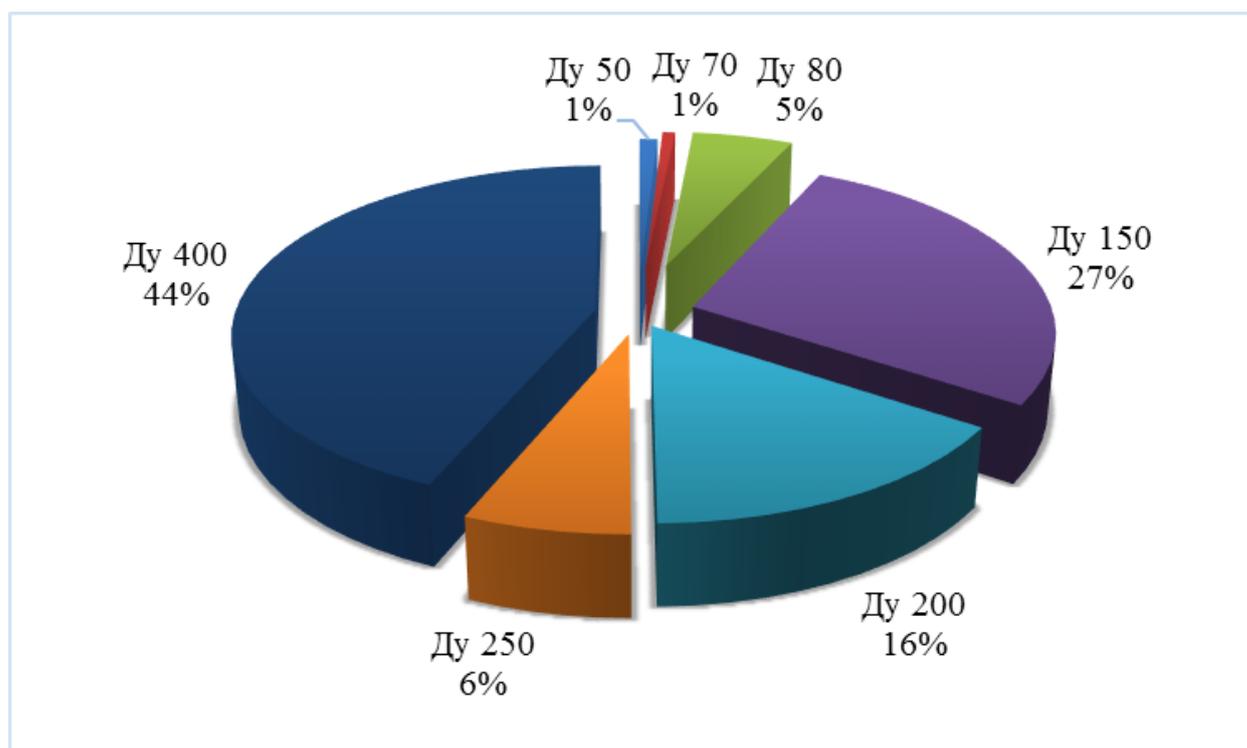


Рисунок 1.30. Структура паровых тепловых сетей Котельной рыбного порта

1.3.1.5. МУП «Мурманская Управляющая Компания»

На балансе МУП «Мурманская управляющая компания» тепловые сети отсутствуют.

1.3.1.6. ОАО «Завод ТО ТБО»

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

1.3.1.7. ПАО «Мурманский морской торговый порт»

Система теплоснабжения от Котельной торгового порта двухтрубная, общей протяженностью 5375,45 м в двухтрубном исчислении, в том числе тепловые сети, находящиеся в собственности ПАО «ММТП» - 2814,95 м, сети, находящиеся в аренде у ПАО «Мурманский морской торговый порт» (собственник – ФГУП «Росморпорт») – 1843,75 м, абонентские сети – 507,25 м.

Структура тепловых сетей Котельной торгового порта представлена в таблице 1.87 и на рисунке 1.30.

Таблица 1.87 Структура тепловых сетей Котельной торгового порта

Условный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м, в тч			
	Собственность ПАО "ММТП"	Аренда у ФГУП "Росморпорт"	Абонентские сети	ВСЕГО
Ду 32	37,61	0	0	37,61
Ду 50	41,3	264,83	0	306,13
Ду 70	0	0	100	100
Ду 80	119	0	86,12	205,12
Ду 100	335,15	627,67	64	1026,82
Ду 125	0	0	0	0
Ду 150	396,77	353,22	359	1108,99
Ду 200	162,3	841,5	0	1003,8
Ду 250	303,95	0	0	303,95
Ду 300	1410,9	0	0	1410,9

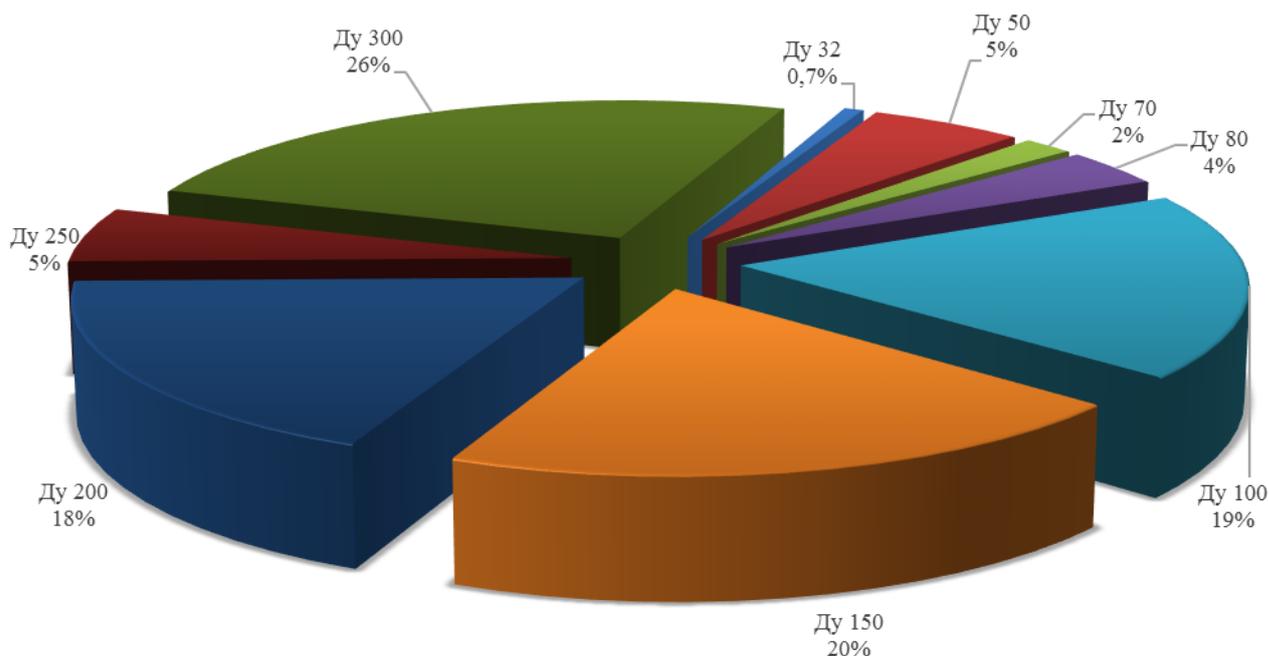


Рисунок 1.30. Структура тепловых сетей Котельной торгового порта

1.3.1.8. ЖЭКО №1 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 175 мм.

Структура паровых тепловых сетей котельной №22 представлена в таблице 1.88.

Таблица 1.88 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

1.3.1.9. Муниципальные тепловые сети

Дизельная котельная

Система теплоснабжения от Дизельной котельной двухтрубная, общей протяженностью 819 м в двухтрубно́м исчислении. В муниципальном ведении

находится участок тепловой сети Ду 80 от ул. Прибрежная, 6 до ул. Прибрежная, 1 протяженностью 123 м в двухтрубном исчислении, остальные тепловые сети в системе теплоснабжения котельной признаны бесхозными. Структура тепловых сетей Дизельной котельной представлена в таблице 1.89 и на рисунке 1.31.

Таблица 1.89 Структура тепловых сетей Дизельной котельной

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

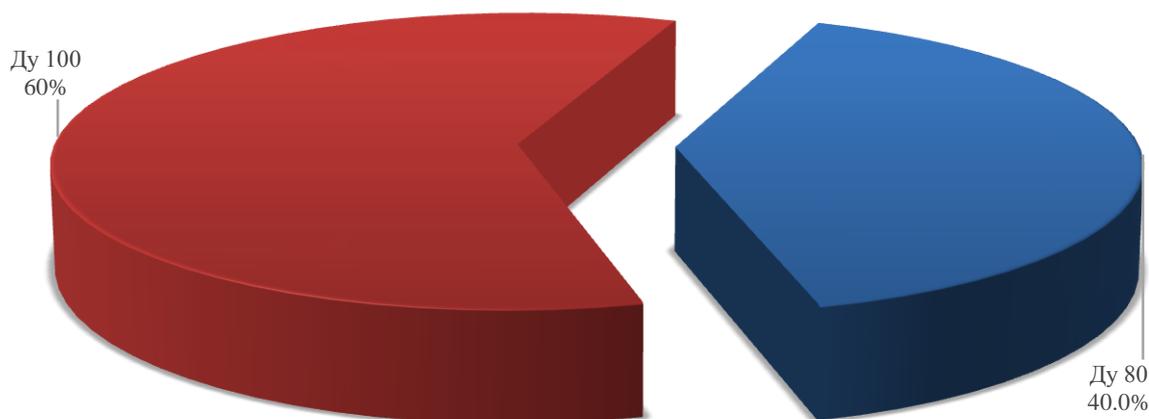


Рисунок 1.31. Структура тепловых сетей Дизельной котельной

Угольная котельная

Система теплоснабжения от Угольной котельной четырехтрубная, протяженностью 1075,98 м в двухтрубном исчислении. Структура муниципальных тепловых сетей от Угольной котельной представлена в таблице 1.90 и на рисунке 1.32.

Таблица 1.90 Структура муниципальных тепловых сетей от Угольной котельной

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

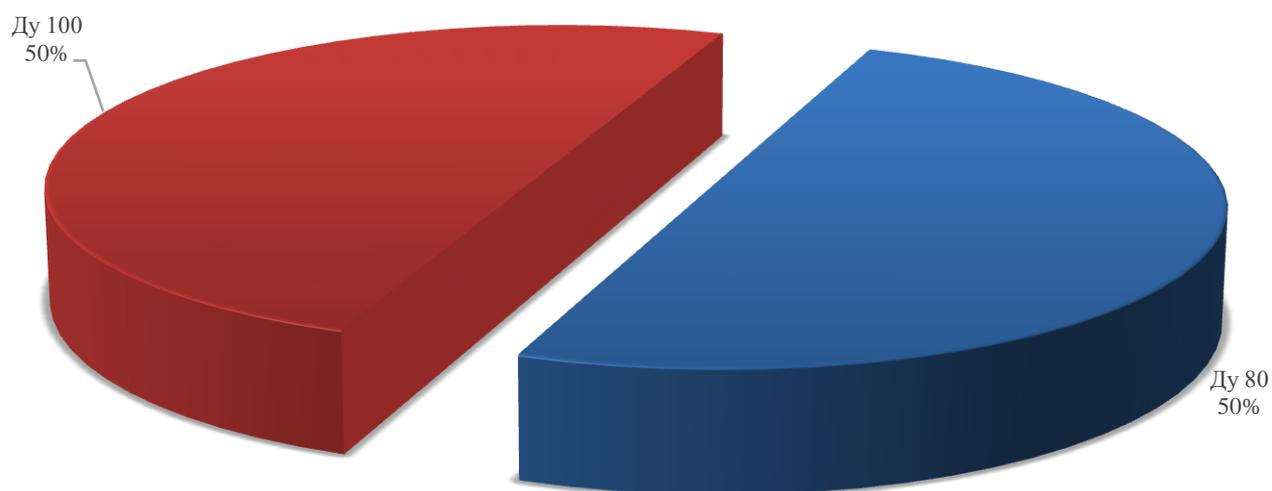


Рисунок 1.32. Структура муниципальных тепловых сетей от Угольной котельной

1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зоне действия источников тепловой энергии

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

1.3.3. Параметры тепловых сетей

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. ПАО «Мурманская ТЭЦ»

Система теплоснабжения ПАО «Мурманская ТЭЦ» в г. Мурманске включает в себя три источника с магистральными тепловыми сетями. Все три источника связаны между собой перемычками на тепловых сетях.

Изоляция тепловых сетей ПАО «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.

1.3.3.1.1 Мурманская ТЭЦ

Разбиение тепловых сетей от Мурманской ТЭЦ по сроку службы и условным диаметрам представлено в таблице 1.91 и на рисунке 1.33.

Таблица 1.91 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	22	0	78	0	100
Ду 100	0	0	0	0	0	32	0	32
Ду 150	0	0	0	0	636	0	652	1288
Ду 200	103	335	0	228	599	220	1820	3305
Ду 250	0	378	0	189	972	274	473	2286
Ду 300	153	159	0	879	1331	1248	385	4155
Ду 350	0	0	0	0	0	150	0	150
Ду 400	633	0	473	0	1589	499	0	3194
Ду 500	117	334	2510	569	1359	0	0	4889
Ду 600	349	0	0	0	128	0	0	477
Итого	1355	1206	2983	1887	6614	2501	3330	19876

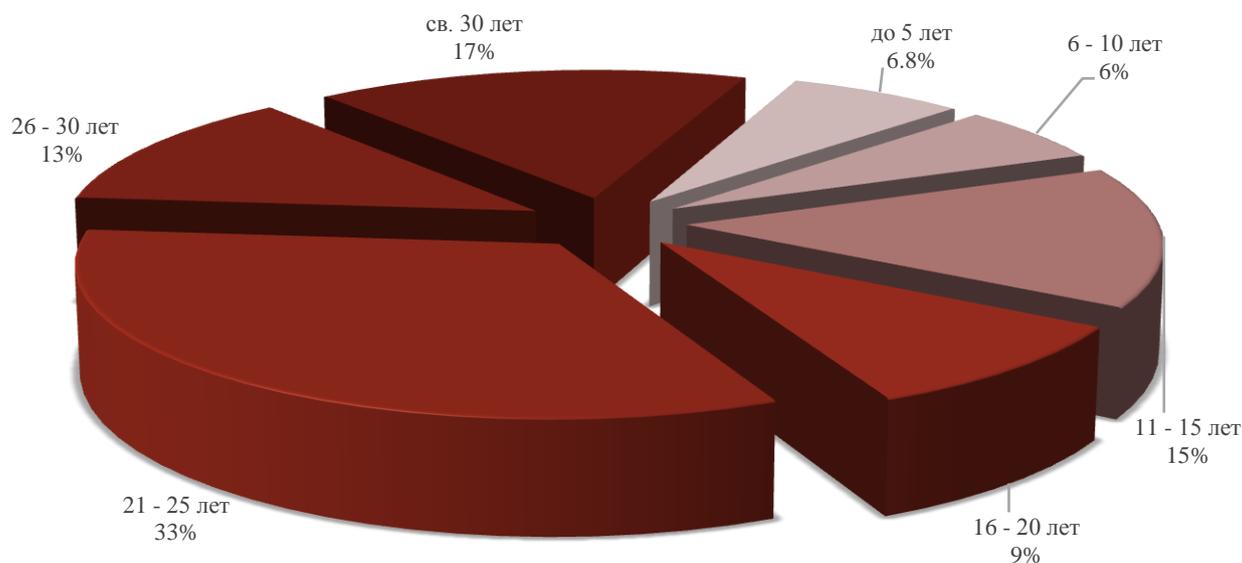


Рисунок 1.33. Протяженность тепловых сетей Мурманской ТЭЦ по сроку эксплуатации

Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей от Мурманской ТЭЦ по типу прокладки и условному диаметру представлена в таблице 1.92.

Таблица 1.92 Материальная характеристика тепловых сетей Мурманской ТЭЦ

Ду, мм	Протяжённость, м, (двухтрубном)			Материальная характеристика, м ²
	из них		Итого	
	подземная	воздушная		
600	477	0	477	601,0
500	4889	0	4889	5172,6
400	3194	0	3194	2721,3
350	150	0	150	113,1
300	4155	0	4155	2700,8
250	2286	0	2286	1248,2
200	3305	0	3305	1447,6
150	1288	0	1288	409,6
100	32	0	32	6,9
80	100	0	100	17,8
Итого:	19876	0	19876	14438,8

Южная котельная

Разбиение тепловых сетей от Южной котельной по сроку службы и условным диаметрам представлено в таблице 1.93 и на рисунке 1.34.

Таблица 1.93 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	278	32	0	0	310
Ду 150	0	0	0	0	235	0	0	235
Ду 200	0	0	0	0	81	0	188	269
Ду 250	0	227	0	0	1969	0	0	2196
Ду 300	0	0	0	0	0	0	1907	1907
Ду 350	0	0	0	0	0	532	153	685
Ду 400	0	167	1006	0	76	429	0	1678
Ду 450	155	0	179	0	0	312	552	1198
Ду 500	447	0	317	876	919	1261	0	3820
Ду 600	0	0	0	850	2800	0	883	4533
Ду 700	0	0	200	0	0	101	965	1266
Ду 800	0	0	125	2060	0	0	0	2185
Итого	271	394	1827	4064	6112	2966	4648	20282

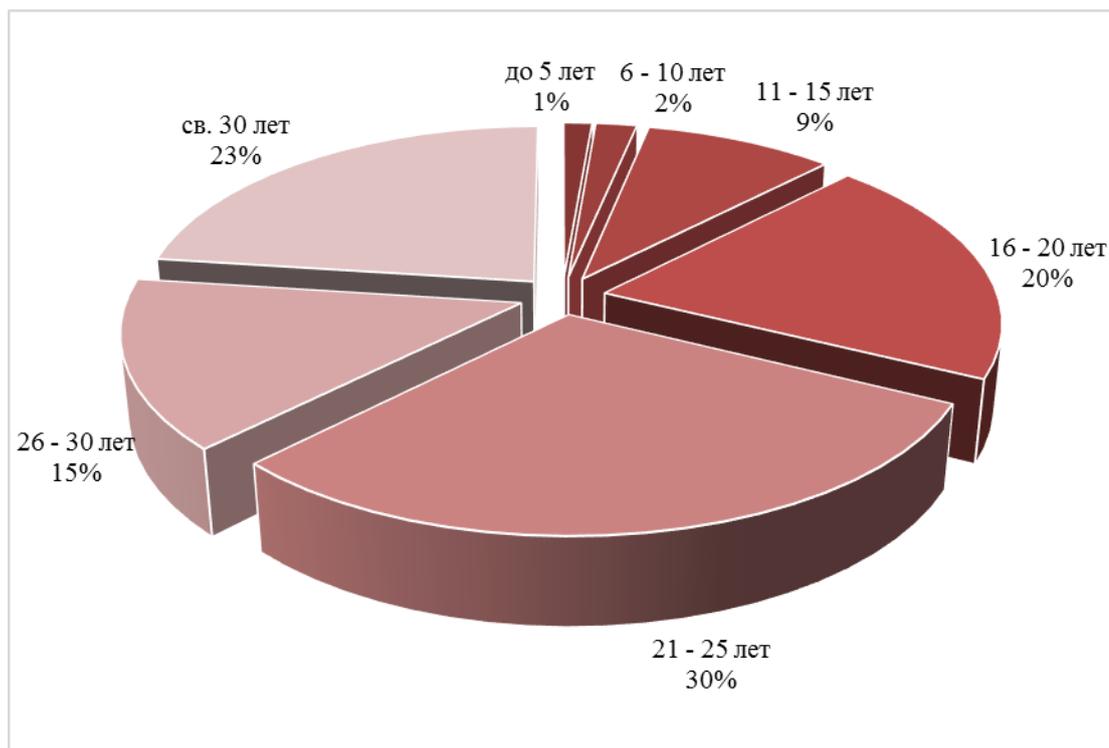


Рисунок 1.34. Протяженность тепловых сетей Южной котельной по сроку эксплуатации

Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей от Южной котельной по типу прокладки и условному диаметру представлена в таблице 1.94.

Таблица 1.94 Материальная характеристика тепловых сетей Южной котельной

Ду, мм	Протяжённость, м, (двухтрубном)			Материальная характеристика, м ²
	из них		Итого	
	подземная	воздушная		
820	1895	290	2185	3583,4
720	965	301	1266	1823,0
630	4533	0	4533	5711,6
529	2726	1094	3820	4041,6
480	1198	0	1198	1150,1
426	1678	0	1678	1429,7
377	685	0	685	516,5
325	1907	0	1907	1239,6
273	1660	536	2196	1199,0
219	269	0	269	117,8
159	235	0	235	74,7
108	32	278	310	67,0
Итого:	17783	2499	20282	20936,6

Восточная котельная

Разбиение тепловых сетей от Восточной котельной по сроку службы и условным диаметрам представлено в таблице 1.95 и на рисунке 1.35.

Таблица 1.95 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	260	482	0	742
Ду 200	0	0	0	72	0	42	0	114
Ду 250	0	0	0	198	397	0	150	745
Ду 300	0	218	0	330	269	190	0	1007
Ду 400	0	0	0	554	0	1092	112	1758
Ду 500	0	0	0	0	413	1677	0	2090
Ду 600	25	0	0	898	0	0	0	923
Ду 700	58	0	0	0	0	4140	0	4198
Итого	83	218	0	2052	1339	7623	262	11577

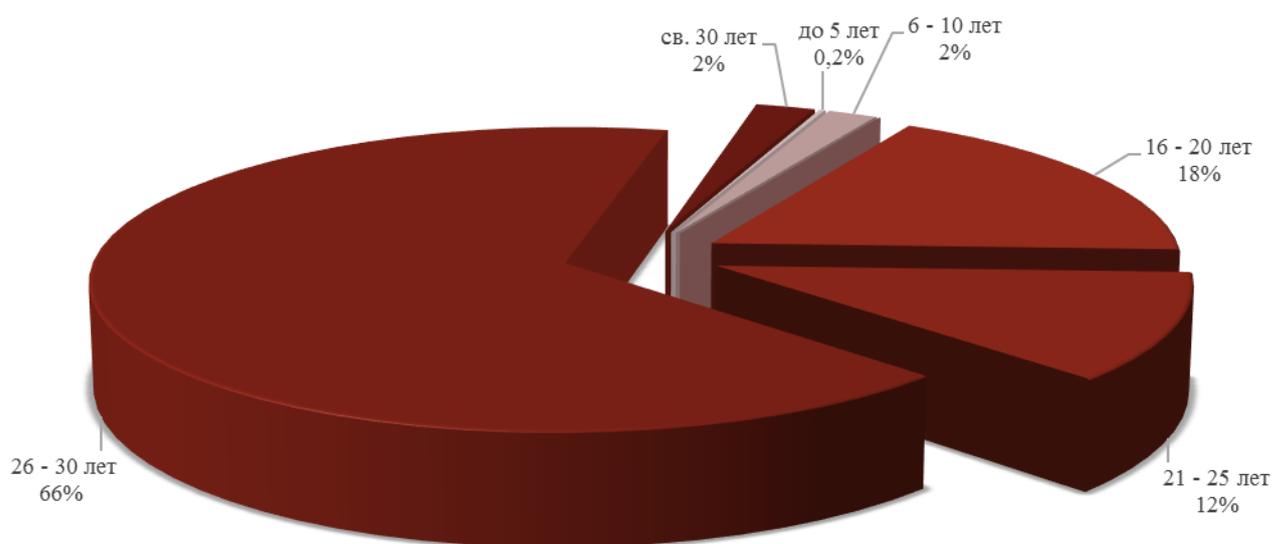


Рисунок 1.35. Протяженность тепловых сетей Восточной котельной по сроку эксплуатации

Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей от Восточной котельной по типу прокладки и условному диаметру представлена в таблице 1.96.

Таблица 1.96 Материальная характеристика тепловых сетей Восточной котельной

Ду, мм	Протяжённость, м, (двухтрубном)			Материальная характеристика, м ²
	из них		Итого	
	подземная	воздушная		
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:	8349	3228	11577	12264,344

1.3.3.2. АО «Мурманэнергосбыт»

Тепловые сети АО «Мурманэнергосбыт» 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 «Северной» котельной было начато в 1955 году, большинство магистральных участков было введено в эксплуатацию в 1965-1980 гг.

Материальная характеристика тепловых сетей от «Северной» котельной с делением по типу прокладки представлена в таблице 1.97.

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 1.98.

Котельная «Абрам-Мыс»

Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей от котельной «Абрам-Мыс» по типу прокладки и условному диаметру представлена в таблице 1.99.

Материальная характеристика тепловых сетей от Мурманской ТЭЦ, котельных Восточная, Южная и котельной Рыбного порта представлена в таблицах 1.100, 1.101, 1.102 и 1.103 соответственно.

Таблица 1.97 Материальная характеристика тепловых сетей АО «Мурманэнергосбыт» от котельной «Северная»

Условный диаметр трубы, мм	Подземная прокладка	Надземная прокладка	В подвалах	Протяженность в двухтрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м ²	Подземная прокладка	Надземная прокладка	Протяженность в однострубнои исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
40	24,0	82,0	285,0	391,0	38,3	0,0	0,0	0,0	0,0
50	1532,7	1231,7	186,0	2950,4	336,3	0,0	0,0	0,0	0,0
70	1720,5	235,4	546,2	2502,1	380,3	0,0	0,0	0,0	0,0
80	2551,6	316,0	918,0	3785,6	673,8	0,0	0,0	0,0	0,0
100	4121,4	555,6	1935,0	6612,0	1428,2	95,0	335,2	430,2	46,5
125	2510,3	139,5	1584,0	4233,8	1126,2	0,0	0,0	0,0	0,0
150	3775,0	670,4	3571,3	8016,7	2549,3	0,0	1321,4	1321,4	210,1
200	5190,7	97,0	1787,0	7074,7	3098,7	30,2	1097,5	1127,7	247,0
250	4553,5	3036,5	467,0	8057,0	4399,1	313,1	2054,5	2367,6	646,4
300	3547,5	40,0	642,0	4229,5	2749,2	0,0	216,8	216,8	70,5
350	2034,0	40,0	0,0	2074,0	1563,8	0,0	0,0	0,0	0,0
400	3018,0	875,0	4,5	3897,5	3320,7	0,0	227,0	227,0	96,7
500	890,9	0,0	4,5	895,4	947,3	0,0	0,0	0,0	0,0
600	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
700	23,0	65,0	0,0	88,0	126,7	0,0	0,0	0,0	0,0
800	120,0	492,0	0,0	612,0	1003,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Итого	35613,1	7876,1	11930,5	55419,7	23741,7	438,3	5252,4	5690,7	1317,0

Таблица 1.98 Материальная характеристика тепловых сетей АО «Мурманэнергосбыт» от котельной «Роста»

Условный диаметр трубы, мм	Подземная прокладка	Надземная прокладка	В подвалах	Протяженность в двухтрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
	Водяные				
50	662,0	0,0	10,0	672,0	76,6
70	173,0	0,0	101,0	274,0	41,6
80	583,0	57,0	792,0	1432,0	254,9
100	899,0	109,0	588,0	1596,0	344,7
125	587,0	243,0	114,5	944,5	251,2
150	979,0	241,0	34,0	1254,0	398,8
200	1654,0	123,0	71,0	1848,0	809,4
250	358,7	76,0	0,0	434,7	237,3
300	65,0	0,0	0,0	65,0	42,3
350	192,8	107,9	0,0	300,7	226,7
400	893,5	52,0	0,0	945,5	805,6
500	131,0	1010,0	0,0	1141,0	1207,2
Итого	7178,0	2018,9	1710,5	10907,4	4696,4

Таблица 1.99 Материальная характеристика тепловых сетей АО «Мурманэнергосбыт» 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	255,0	0,0	25,0	280,0	31,9	100,0	110,0	210,0	12,0
70	65,0	50,0	15,0	130,0	19,8	0,0	0,0	0,0	0,0
80	117,0	80,0	50,0	247,0	44,0	0,0	0,0	0,0	0,0
100	442,0	0,0	22,0	464,0	100,2	0,0	0,0	0,0	0,0
150	127,0	53,0	0,0	180,0	57,2	100,0	110,0	210,0	33,4
200	616,0	279,0	30,0	925,0	405,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Итого	1622,0	462,0	142,0	2226,0	658,3	200,0	220,0	420,0	45,4

Таблица 1.100 Материальная характеристика тепловых сетей АО «Мурманэнергосбыт» от Мурманской ТЭЦ

Условный диаметр трубы, мм	Подземная прокладка	Надземная прокладка	В подвалах	Протяженность в однотрубном исчислении, м		Материальная характеристика, м ²
				Водяные		
25	41,0	0,00	3,5	44,5	1,4	
32	235,0	214,00	65,0	514,0	19,5	
40	2006,5	104,00	37,0	2147,5	105,2	
50	10516,2	1182,40	697,8	12396,4	706,6	
70	6603,5	1180,00	506,0	8289,5	630,0	
80	10571,0	779,00	2608,0	13958,0	1242,3	
100	16624,6	1030,00	5706,8	23361,4	2523,0	
125	6988,2	4,00	1657,0	8649,2	1150,3	
150	11848,7	450,00	3434,2	15732,9	2501,5	
200	6814,4	2328,40	2208,0	11350,8	2485,8	
250	3443,0	0,00	254,0	3697,0	1009,3	
300	1426,6	450,00	269,8	2146,4	697,6	
400	76,0	0,00	0,0	76,0	32,4	
Итого	77194,7	7721,8	17447,1	102363,6	13105,0	

Таблица 1.101 Материальная характеристика тепловых сетей АО «Мурманэнергосбыт» от Восточной котельной

Условный диаметр трубы, мм	Подземная прокладка	Надземная прокладка	В подвалах	Протяженность в двухтрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
	Водяные				
32	280,0	0,0	180,0	460,0	17,5
40	272,0	0,0	290,0	562,0	27,5
50	602,0	0,0	927,0	1529,0	87,2
70	1089,0	0,0	2403,0	3492,0	265,4
80	1956,0	0,0	3208,0	5164,0	459,6
100	2818,0	0,0	5490,0	8308,0	897,3
125	2341,0	0,0	3667,0	6008,0	799,1
150	3387,0	25,0	7059,0	10471,0	1664,9
200	3295,0	0,0	5074,0	8369,0	1832,8
250	3152,0	1340,8	2156,0	6648,8	1815,1
300	3082,0	627,8	52,0	3761,8	1222,6
400	110,2	1087,8	0,0	1198,0	510,3
Итого	22384,2	3081,4	30506,0	55971,6	9599,2

Таблица 1.102 Материальная характеристика тепловых сетей АО «Мурманэнергосбыт» от Южная котельная

Условный диаметр трубы, мм	Подземная прокладка	Надземная прокладка	В подвалах	Протяженность в двухтрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
	Водяные				
32	304,1	0,0	0,0	304,1	11,6
40	103,7	0,0	172,5	276,2	13,5
50	2021,4	16,5	217,6	2255,5	128,6
70	1861,9	47,5	1230,2	3139,6	238,6
80	4203,9	232,0	4241,2	8677,1	772,3
100	6476,4	890,9	6049,2	13416,5	1449,0
125	3217,6	100,0	5921,6	9239,2	1228,8
150	8245,2	268,0	16773,7	25286,9	4020,6
200	8177,0	206,6	15459,7	23843,3	5221,7
250	2983,8	101,2	3520,6	6605,6	1803,3
300	633,0	0,0	448,6	1081,6	351,5
350	120,0	0,0	14,0	134,0	50,5
Итого	38348,0	1862,7	54048,9	94259,6	15290,0

Таблица 1.103 Материальная характеристика тепловых сетей АО «Мурманэнергосбыт» от котельной рыбного порта

Условный диаметр трубы, мм	Подземная прокладка	Надземная прокладка	В подвалах	Протяженность в однострубнои исчислении, м	Материальная характеристика, м ²	Надземная прокладка	Протяженность в однострубнои исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
25	13,5	0,0	3,0	16,5	0,5	0,0	0,0	0,0
32	22,0	0,0	36,0	58,0	2,2	0,0	0,0	0,0
40	14,3	196,7	102,5	313,5	15,4	0,0	0,0	0,0
50	502,6	1010,0	134,0	1646,6	93,9	0,0	0,0	0,0
70	337,0	742,6	128,6	1208,2	91,8	0,0	0,0	0,0
80	15,0	188,0	98,0	301,0	26,8	0,0	0,0	0,0
100	440,8	1063,4	173,4	1677,6	181,2	0,0	0,0	0,0
125	0,0	20,0	0,0	20,0	2,7	0,0	0,0	0,0
150	11,0	214,0	207,0	432,0	68,7	0,0	0,0	0,0
200	308,8	78,0	0,0	386,8	84,7	194,0	194,0	42,5
Итого	1665,0	3512,7	882,5	6060,2	567,8	194,0	194,0	42,5

1.3.3. АО «Мурманский морской рыбный порт»

Разбиение водяных тепловых сетей от Котельной рыбного порта по сроку службы представлено в таблице 1.104 и на рисунке 1.36.

Таблица 1.104 Протяженность тепловых водяных сетей от Котельной рыбного порта по сроку эксплуатации

Условный диаметр, мм	Протяженность по каналу по сроку службы, м, (двухтрубном)				Итого в двухтрубном исчислении, м
	6 - 10 лет	11 - 20 лет	21 - 30 лет	св. 30 лет	
Ду 50	0	90	0	0	90
Ду 70	0	20	30	0	50
Ду 80	0	0	0	348	348
Ду 100	56	109	0	263	428
Ду 150	0	792	0	0	792
Ду 200	0	205	0	803	1008
Итого:	56	1216	30	1414	2716

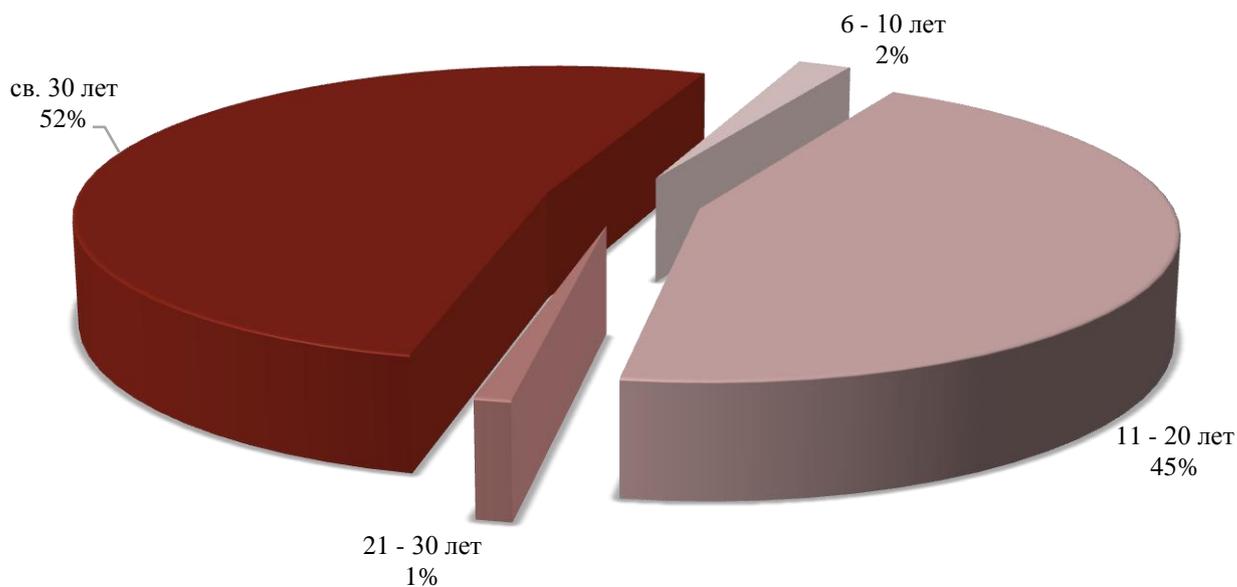


Рисунок 1.36. Протяженность тепловых водяных сетей от Котельной рыбного порта по сроку эксплуатации

Разбиение паровых тепловых сетей от Котельной рыбного порта по сроку службы представлено в таблице 1.105 и на рисунке 1.37.

Таблица 1.105 Протяженность тепловых паровых сетей от Котельной рыбного порта по сроку эксплуатации

Условный диаметр, мм	Протяженность по каналу по сроку службы, м, (двухтрубном)				Итого в двухтрубном исчислении, м
	10 - 20 лет	21 - 30 лет	31 - 40 лет	св. 40 лет	
Ду 70	0	0	20	0	20
Ду 80	0	0	230	0	230
Ду 100	0	0	950	0	950
Ду 150	1037	0	0	194	1231
Ду 200	263	0	0	1003	1266
Ду 250	194	0	0	0	194
Ду 350	0	0	0	771	771
Ду 400	0	0	0	5998	5998
Итого:	1494	0	1200	7966	10660

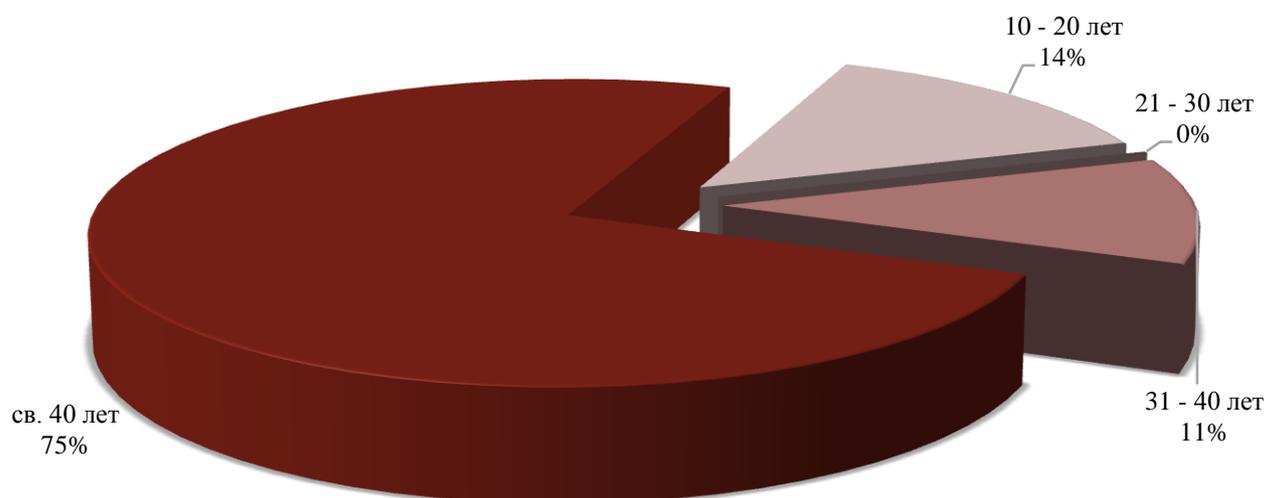


Рисунок 1.37. Протяженность тепловых паровых сетей от Котельной рыбного порта по сроку эксплуатации

Материальные характеристики с разбиением водяных и паровых тепловых сетей от Котельной рыбного по типу прокладки представлены в таблицах 1.106 и 1.107 соответственно.

Таблица 1.106 Материальная характеристика водяных тепловых сетей Котельной рыбного порта

Условный диаметр трубы, мм	Подземная прокладка	Надземная прокладка	Протяженность в двухтрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
50	0	90	90	10,3
70	30	20	50	7,6
80	48	300	348	61,9
100	188	240	428	92,4
150	0	792	792	251,9
200	803	205	1008	441,5
Итого	1069	1647	2716	865,6

Таблица 1.107 Материальная характеристика паровых тепловых сетей Котельной рыбного порта

Условный диаметр трубы, мм	Подземная прокладка	Надземная прокладка	Протяженность в двухтрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
Ду 70	20	0	20	1,5
Ду 80	230	0	230	20,5
Ду 100	950	0	950	102,6
Ду 150	0	1231	1231	195,7
Ду 200	1003	263	1266	277,3
Ду 250	0	194	194	53,0
Ду 350	0	771	771	290,7
Ду 400	0	5998	5998	2555,1
Итого:	2203	8457	10660	3496,35

1.3.3.4. МУП «Мурманская Управляющая Компания»

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 1.108.

Таблица 1.108 Материальная характеристика тепловых сетей Дизельной котельной

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

1.3.3.5. ОАО «Завод ТО ТБО»

Участок паропровода от Завода ТО 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.

1.3.3.6. ПАО «Мурманский морской торговый порт»

Изоляция трубопроводов от Котельной торгового порта выполнена из минераловатных плит, с наружным защитным покрытием из рубероида.

Тепловые сети от Котельной торгового порта вводятся в эксплуатацию с 1969 г., последние тепловые сети введены в 2012 г. Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей по типу прокладки не представлена в таблице 1.109.

Таблица 1.109 Материальная характеристика тепловых сетей Котельной торгового порта

Условный диаметр трубы, мм	Подземная прокладка	Надземная прокладка	Протяженность в двухтрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
ПАО «ММТП»				
Ду 32	6	31,61	37,61	2,85836
Ду 50	15,9	25,4	41,3	4,7082
Ду 80	5	114	119	21,182
Ду 100	200,65	134,5	335,15	72,3924
Ду 150	44,25	352,52	396,77	126,1729
Ду 200	53	109,3	162,3	71,0874
Ду 250	0	303,95	303,95	165,9567
Ду 300	56	1354,9	1410,9	917,085
ИТОГО	380,8	2426,18	2806,98	1381,443
ФГУП "Росморпорт"				
Ду 50	217,02	47,81	264,83	30,19062
Ду 100	148,65	479,02	627,67	135,5767
Ду 150	353,22	0	353,22	105,966
Ду 200	689,81	151,69	841,5	368,577
ИТОГО	1408,7	678,52	2087,22	640,3103
Абонентские сети				
Ду 70	100	0	100	15,2
Ду 80	86,12	0	86,12	15,33
Ду 100	64	0	64	13,824
Ду 150	0	359	359	114,162
ИТОГО	250,12	359	609,12	158,5154
ВСЕГО	2039,62	3463,7	5503,32	2180,269

1.3.3.7. ЖЭКО №1 ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ

Изоляция паропроводов от котельной выполнена из минваты, с наружным защитным покрытием из рубероида.

Тепловые сети от котельной №22 введены в эксплуатацию в 1975 г. Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей по типу прокладки представлена в таблице 1.110.

Таблица 1.110 Материальная характеристика тепловых сетей котельной №22

Условный диаметр трубы, мм	Вид прокладки	Протяженность в однострубнои исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
ЖЭКО №1 ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ			
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

1.3.3.8. Муниципальные тепловые сети

Угольная котельная

Изоляция трубопроводов от Угольной котельной выполнена из ПВХ.

Муниципальные тепловые сети от Угольной котельной эксплуатируются с 2011 г. Материальная характеристика с разбивкой тепловых сетей от Угольной котельной по типу прокладки представлена в таблице 1.111.

Таблица 1.111 Материальная характеристика муниципальных тепловых сетей от Угольной котельной

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

Паропровод от котельной рыбного порта до ЦТП№33 имеет наружную прокладку и изоляцию из минеральных плит. Материальная характеристика составляет 463,1 м².

1.3.4. Типы и количество 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 ПАО «Мурманская ТЭЦ» включает в себя три источника, тепловые сети которых соединены перемычками:

- Мурманская ТЭЦ и тепловые сети;
- Южная котельная и тепловые сети;
- Восточная котельная (ВК) и тепловые сети.

1.3.5. Типы и строительные особенности 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 приемками, воздуховыпускными и сливными устройствами. Строительная часть камер выполнена из сборного железобетона. Днище камеры устроено с уклоном в сторону водосборного приемка. 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. Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети

1.3.6.1. ПАО «Мурманская ТЭЦ»

Тепловая энергия от источников ПАО «Мурманская ТЭЦ» отпускается к потребителям по температурному графику 150/70°С качественного регулирования, по закрытой зависимой схеме на отопление и по закрытой схеме на ГВС через ЦТП.

На Мурманской ТЭЦ температурный график отпуска тепловой энергии 150/70°С, со срезкой по температуре в подающем трубопроводе на 134°С, разработан с учетом ограниченной мощности источника при температурах наружного воздуха ниже минус 21°С.

Температурные графики для Мурманской ТЭЦ и Южной, Восточной котельных на отопительный сезон 2015-2016 гг. представлены на рисунках 1.38 и 1.39 соответственно и в таблице 1.112.

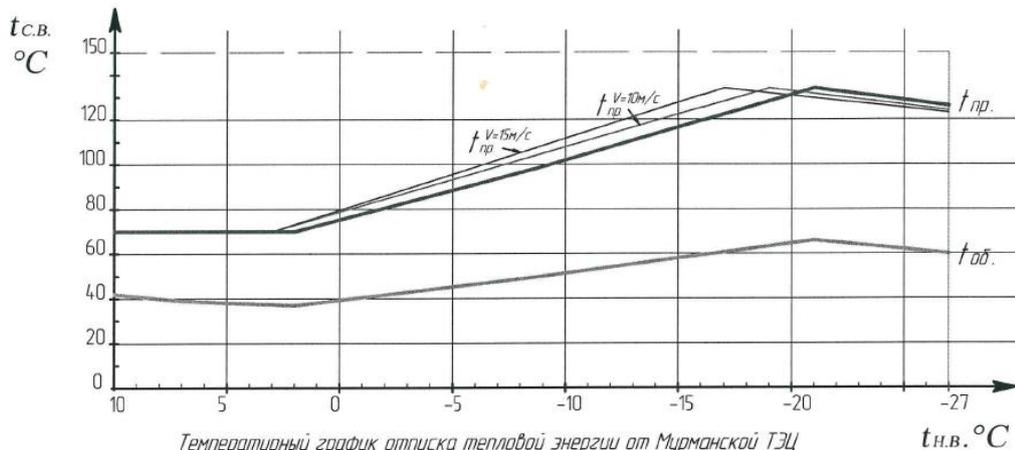
График отпуска тепла от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточных котельных на отопительный сезон 2015-2016 гг. представлена на рисунке 1.40.

Согласовано:

Администрация г. Мурманска

_____ 2015г.

Температурный график отпуска тепла от Мурманской ТЭЦ на отопительный сезон 2015–2016г.г.



Температурный график отпуска тепловой энергии от Мурманской ТЭЦ качественного регулирования, 150–70 °С, со срезкой по подающей 134 °С, разработан с учетом ограниченной мощности источника при температурах наружного воздуха ниже -21 °С

Рисунок 1.38. Температурный график отпуска тепла от Мурманской ТЭЦ на отопительный сезон 2015-2016 гг.

Температурный график отпуска тепла от Южной и Восточной котельных на отопительный сезон 2015–2016г.г.

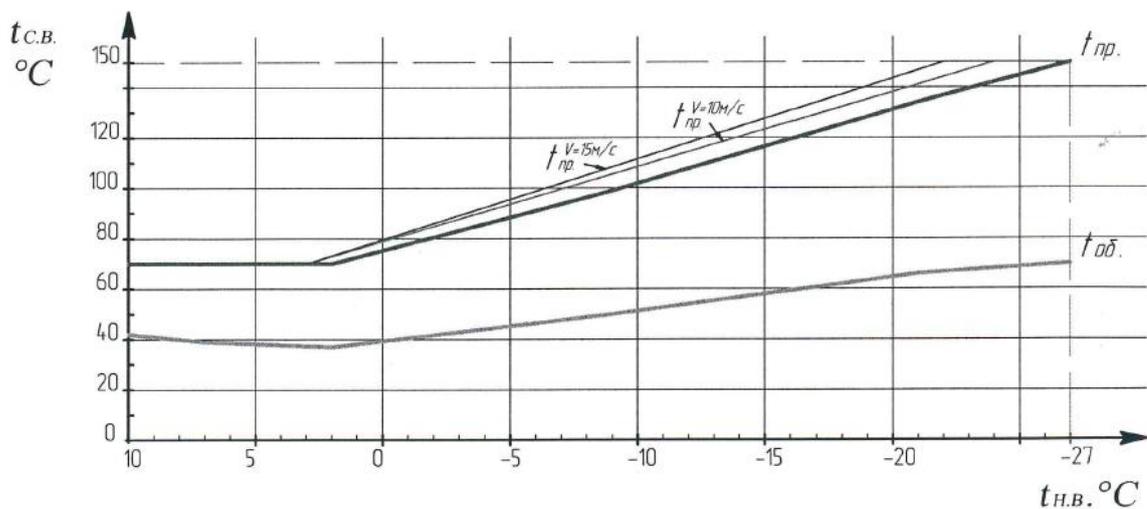


Рисунок 1.39. Температурный график отпуска тепла от Южной и Восточной котельных на отопительный сезон 2015-2016 гг.

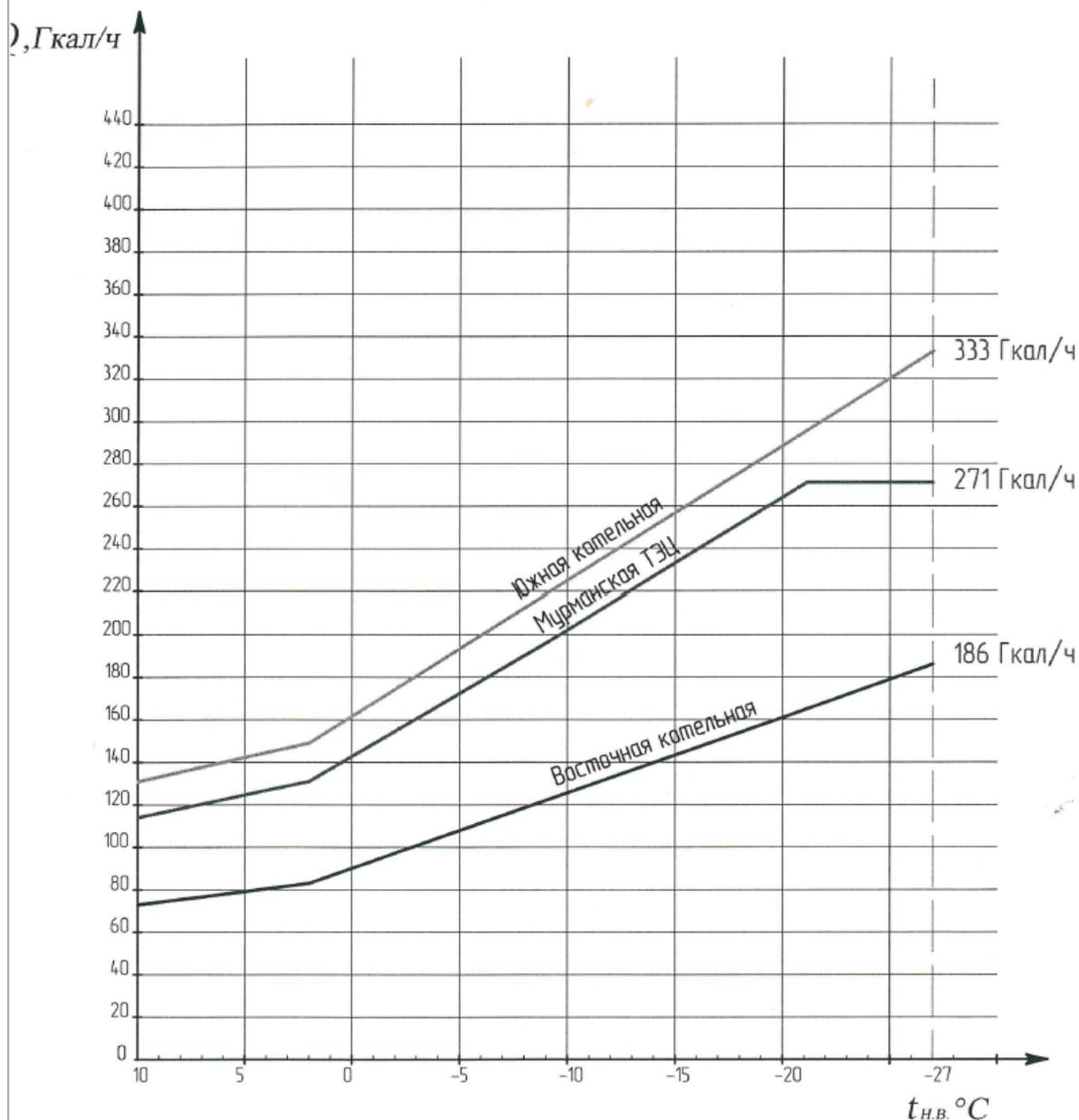
Утверждаю:

Исполнительный директор ПАО "Мурманская ТЭЦ"

Назаров С.В.

" 31 " 2015г.

График отпуски тепла от Мурманской ТЭЦ, Южной и
Восточной котельных на отопительный сезон 2015-2016г.г.



Главный инженер

ПАО "Мурманская ТЭЦ"

Мухин В.В.

Рисунок 1.40. График отпуски тепла от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных на отопительный сезон 2015-2016 гг.

Таблица 1.112 График температур тепловых сетей Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных на отопительный сезон 2015-2016 гг.

Г Р А Ф И К

температур тепловых сетей Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных на отопительный сезон 2015-2016г.г.

Утверждаю:
Исполнительный директор
ПАО "Мурманская ТЭЦ"
Назаров С.В.

Температура наружн. воздуха	С учетом поправки на ветер						В подающем трубопроводе			После элеватора			Обратная температура			Обратная температура ЮК,ВК / МТЭЦ
	15 м/сек	15 м/сек	15 м/сек	10 м/сек	10 м/сек	10 м/сек	МТЭЦ	Ю.К.	В.К.	115/70	105/70	95/70	от системы отоплен. ЮК,ВК / МТЭЦ	от калориферов ЮК,ВК / МТЭЦ	от ГВС	
	МТЭЦ	Ю.К.	В.К.	МТЭЦ	Ю.К.	В.К.										
-27	123	150	150	124	150	150	126	150	150	115	105	95	70/60	70/60	55	70/60
-26	124	150	150	125	150	150	128	148	148	113	103	94	69/61	69/61	55	69/61
-25	125	150	150	126	150	150	130	146	146	111	101	93	68/62	68/62	54	68/62
-24	126	150	150	128	150	150	131	144	144	109	99	92	68/63	68/63	54	68/63
-23	127	150	150	129	148	148	132	142	142	107	97	91	67/64	67/64	54	67/64
-22	128	150	150	130	146	146	133	140	140	105	96	90	67/65	67/65	53	67/65
-21	130	146	146	132	140	140	134	134	134	103	95	88	66	66	53	66
-20	131	142	142	133	137	137	131	131	131	101	94	86	65	65	52	65
-19	132	139	139	134	134	134	128	128	128	99	92	84	64	63	51	64
-18	133	137	137	131	131	131	126	126	126	97	90	82	63	61	51	63
-17	134	134	134	128	128	128	123	123	123	95	89	80	62	59	50	62
-16	131	131	131	126	126	126	121	121	121	93	87	78	61	57	50	61
-15	128	128	128	123	123	123	118	118	118	92	85	76	60	56	49	60
-14	126	126	126	121	121	121	116	116	116	90	82	75	59	53	49	59
-13	123	123	123	118	118	118	113	113	113	88	80	73	58	50	48	58
-12	119	119	119	115	115	115	110	110	110	87	79	72	57	47	48	56
-11	116	116	116	111	111	111	107	107	107	86	78	71	56	44	46	54
-10	113	113	113	108	108	108	104	104	104	84	76	70	55	42	45	52
-9	107	107	107	103	103	103	99	99	99	83	74	69	54	40	44	50
-8	106	106	106	102	102	102	98	98	98	81	72	67	53	38	44	49
-7	103	103	103	99	99	99	95	95	95	80	70	66	52	37	43	48
-6	101	101	101	97	97	97	93	93	93	78	68	64	51	36	42	47
-5	97	97	97	94	94	94	90	90	90	76	66	62	50	35	41	46
-4	94	94	94	90	90	90	87	87	87	74	65	60	49	34	40	45
-3	91	91	91	87	87	87	84	84	84	72	63	59	48	33	39	44
-2	87	87	87	84	84	84	81	81	81	70	62	57	47	32	38	43
-1	84	84	84	81	81	81	78	78	78	69	60	55	46	30	37	42
0	81	81	81	78	78	78	75	75	75	67	58	54	45	28	36	41
1	79	79	79	76	76	76	73	73	73	65	56	52	44	27	36	39
2	75	75	75	73	73	73	70	70	70	63	54	51	42	26	35	37
3	70	70	70	70	70	70	70	70	70	63	54	51	43	26	35	37
4	70	70	70	70	70	70	70	70	70	64	55	52	43	25	35	38
5	70	70	70	70	70	70	70	70	70	65	56	53	44	25	36	38
6	70	70	70	70	70	70	70	70	70	65	56	53	45	24	36	39
7	70	70	70	70	70	70	70	70	70	66	57	54	46	24	36	39
8	70	70	70	70	70	70	70	70	70	66	57	54	46	23	37	40
9	70	70	70	70	70	70	70	70	70	67	58	55	47	23	37	41
10	70	70	70	70	70	70	70	70	70	67	58	56	47	22	38	42

Главный инженер ПАО "Мурманская ТЭЦ"

Мухин В.В.

1.3.6.2. АО «Мурманэнергосбыт»

Котельная «Северная»

Тепловая энергия от котельной «Северная» отпускается к потребителям по температурному графику 150/70°C, со срезкой 130 °С. Тепловые сети работают по схеме открытого водоразбора на нужды горячего водоснабжения. Температурный график представлен на рисунке 1.41, где T_3 – температура после элеватора, °С.

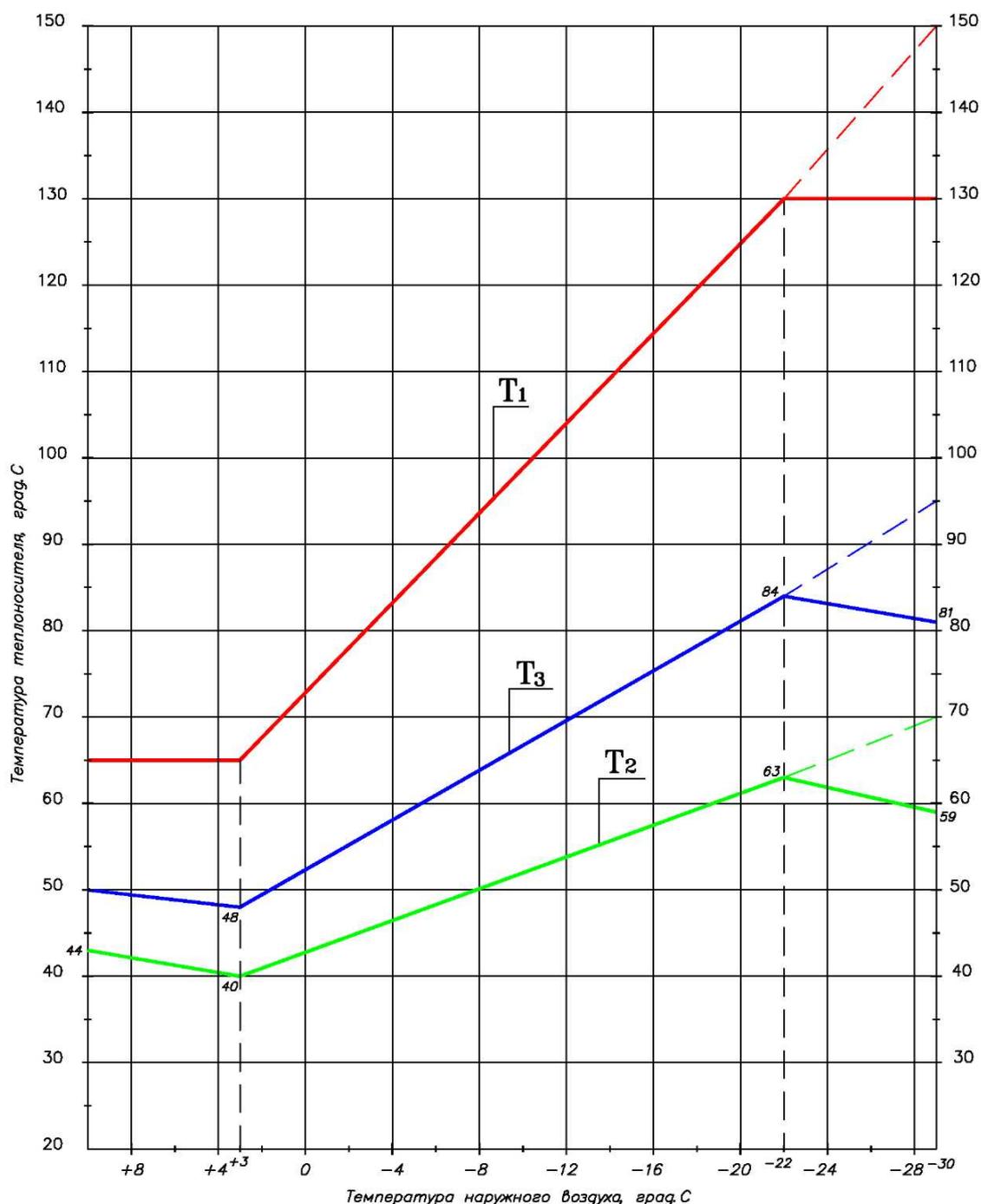


Рисунок 1.41. Температурный график сетевой воды в тепловых сетях от котельной «Северная»

Котельная «Роста»

Тепловая энергия от котельной «Роста» отпускается к потребителям по температурному графику 105/65 °С со срезкой на 95°С. Температурный график представлен на рисунке 1.42.

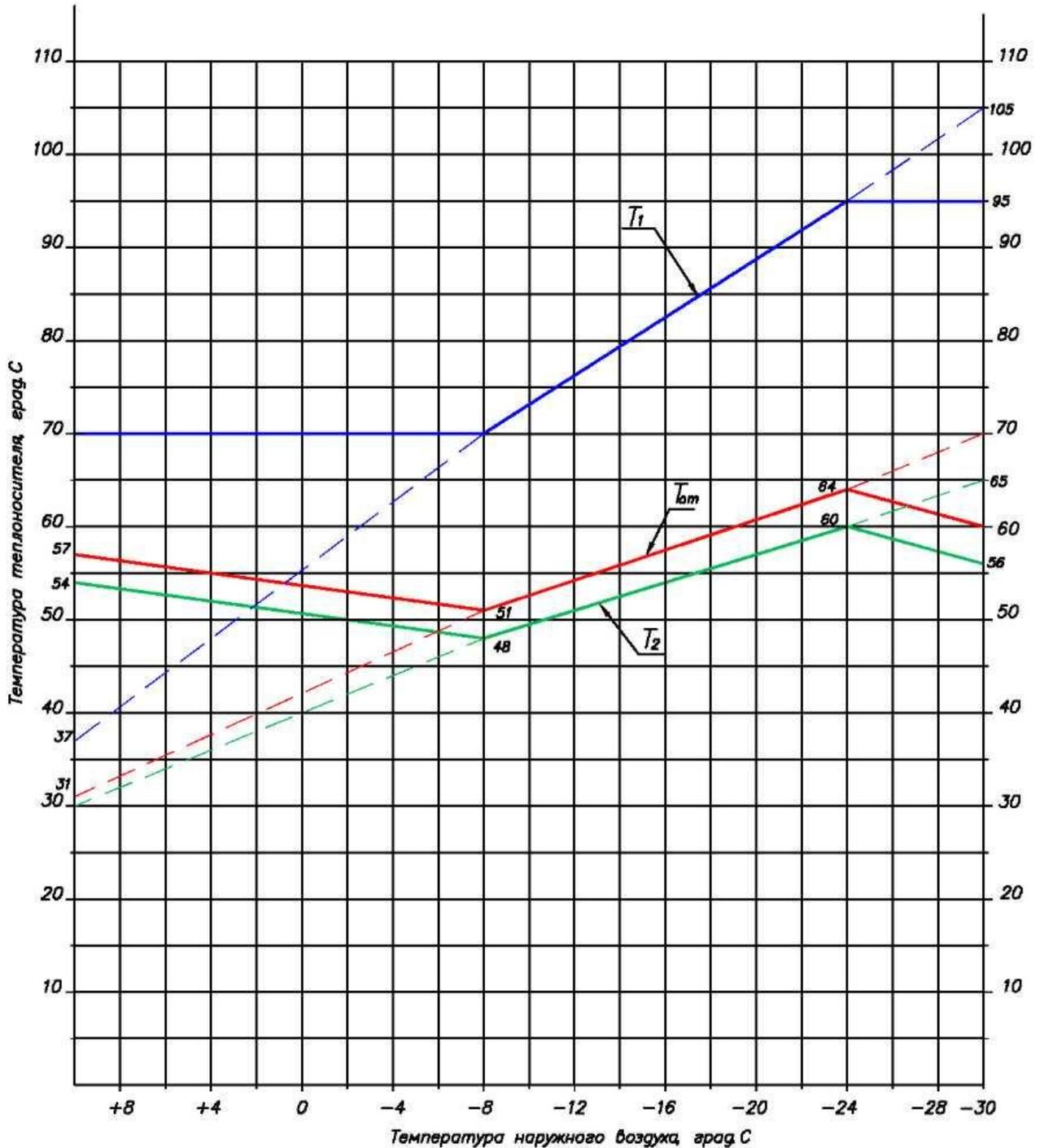


Рисунок 1.42. Температурный график тепловой сети котельной «Роста»

Котельная «Абрам-Мыс»

Тепловая энергия от котельной «Абрам-Мыс» отпускается к потребителям по температурному графику 110/64 °С со срезкой на 95°С по закрытой схеме водоразбора. Температурный график представлен на рисунке 1.43.

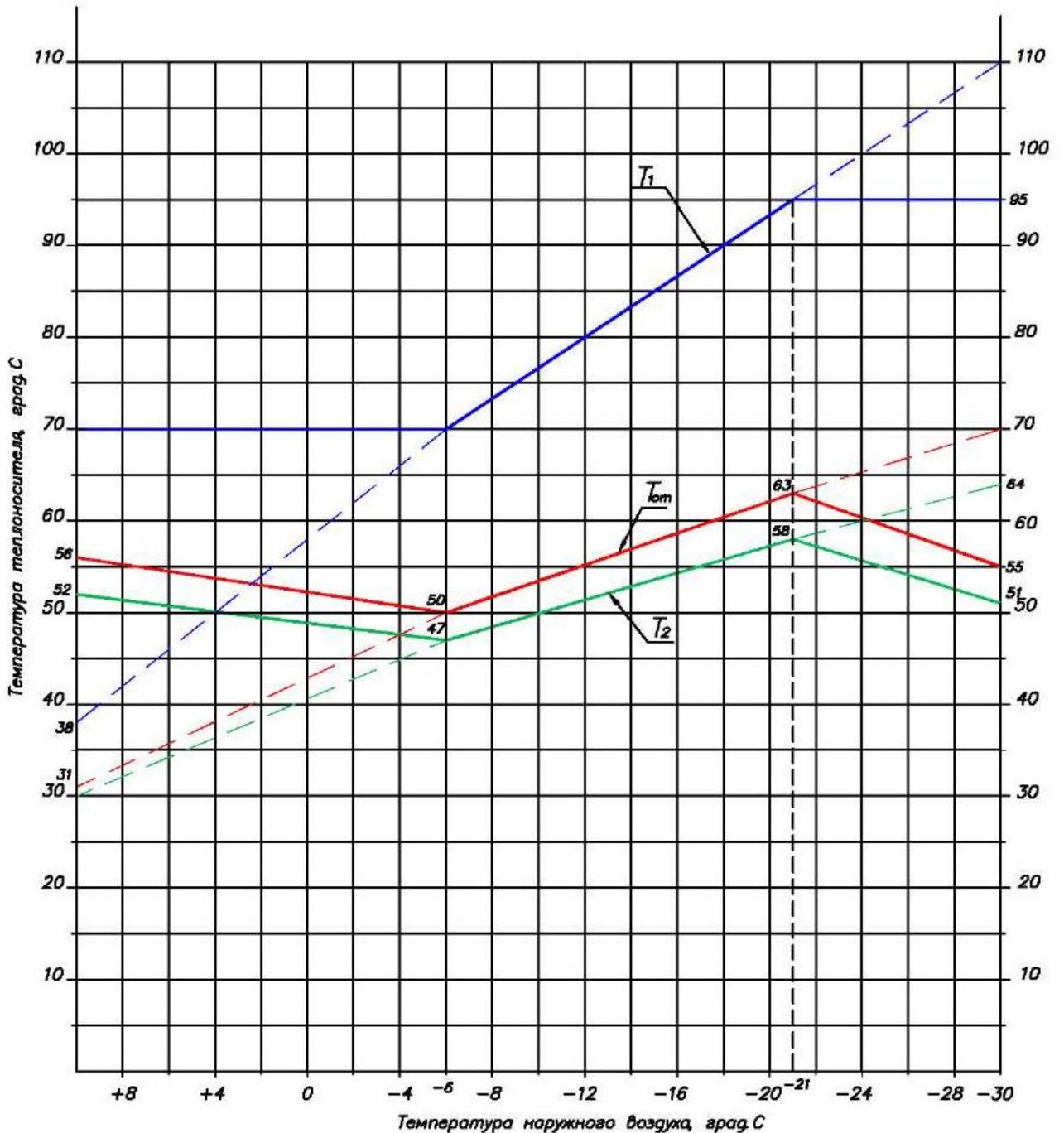


Рисунок 1.43. Температурный график тепловой сети котельной «Абрам-Мыс»

Котельная «ТЦ «Росляково - 1»

Система теплоснабжения четырехтрубная, закрытая. Отпуск сетевой воды производится по температурному графику 95/70 °С (временный - 82/59 °С).

Котельная ТЦ «Росляково Южная»

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

1.3.6.3. АО «Мурманский морской рыбный порт»

Пар от котельной по магистральному паропроводу поступает на ЦТП Северного района и ЦТП Южного района порта. Пар от Котельной рыбного порта выходит с температурой 250 °С и давлением 10 кгс/см². Температурный график ЦТП представлен на рисунке 1.44 и в таблице 1.113.

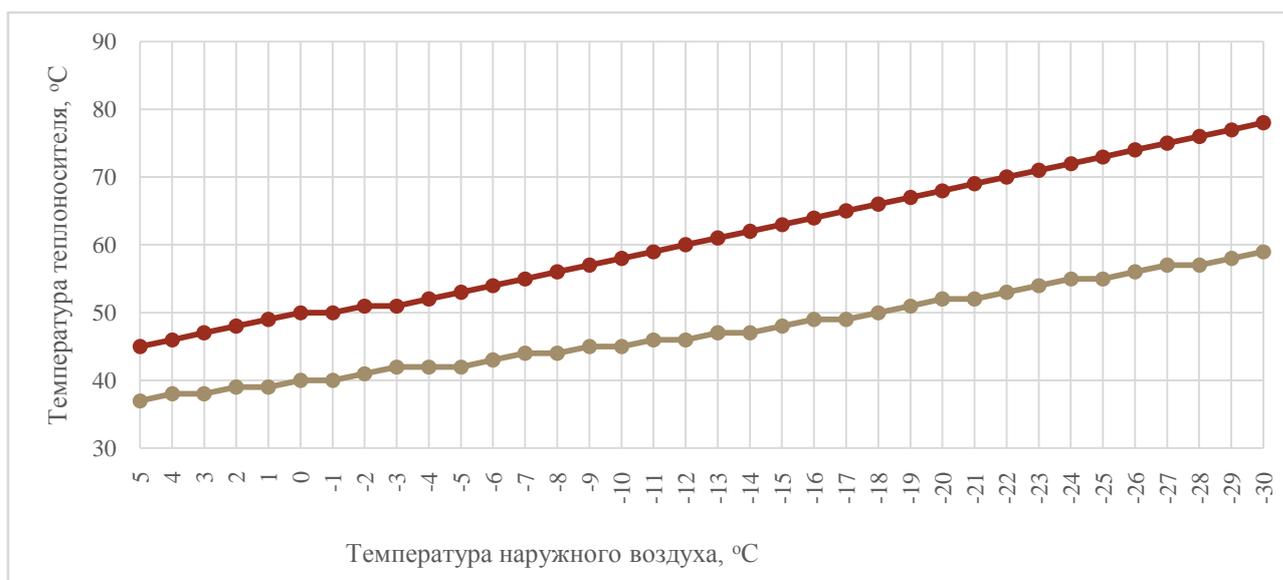


Рисунок 1.44. Температурный график сетевой воды от ЦТП Северного района и ЦТП Южного района.

Таблица 1.113 Температурный график сетевой вода от ЦТП Северного района и ЦТП Южного района

Т _{н.в.}	T ₁	T ₂	Т _{н.в.}	T ₁	T ₂
5	45	37	-13	61	47
4	46	38	-14	62	47
3	47	38	-15	63	48
2	48	39	-16	64	49
1	49	39	-17	65	49
0	50	40	-18	66	50
-1	50	40	-19	67	51
-2	51	41	-20	68	52
-3	51	42	-21	69	52

$T_{н.в.}$	T_1	T_2	$T_{н.в.}$	T_1	T_2
-4	52	42	-22	70	53
-5	53	42	-23	71	54
-6	54	43	-24	72	55
-7	55	44	-25	73	55
-8	56	44	-26	74	56
-9	57	45	-27	75	57
-10	58	45	-28	76	57
-11	59	46	-29	77	58
-12	60	46	-30	78	59

1.3.6.4. МУП «Мурманская Управляющая Компания»

Дизельная котельная

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

1.3.6.5. ОАО «Завод ТО ТБО»

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

1.3.6.6. ПАО «ММТП»

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

1.3.6.7. ЖЭКО №1 ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ

От котельной до бойлерной отпуск тепловой энергии в виде пара осуществляется с температурой 190°C (однотрубная система). После бойлерной система теплоснабжения двухтрубная, закрытая. Отпуск сетевой воды производится по температурному графику 95/70°C.

1.3.6.8. Муниципальные тепловые сети

Угольная котельная

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

График регулирования температуры теплоносителя на паропроводе от котельной рыбного порта до ЦТП №33а соответствует температуре отпуска теплоносителя в тепловые сети котельной рыбного порта.

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 отсутствует.

Проблемы существующего состояния режим отпуска тепла от источников ПАО «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».

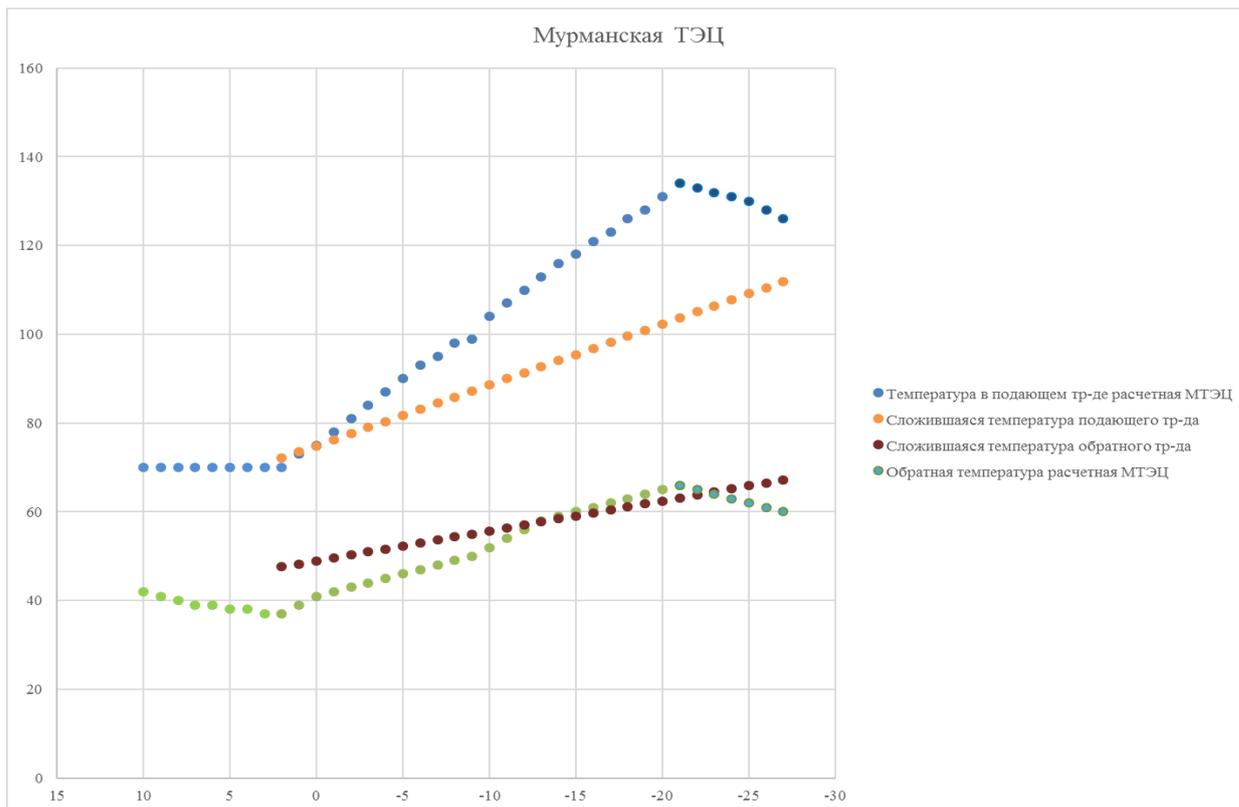


Рисунок 1.45. Графики теплоотпуска Мурманской ТЭЦ

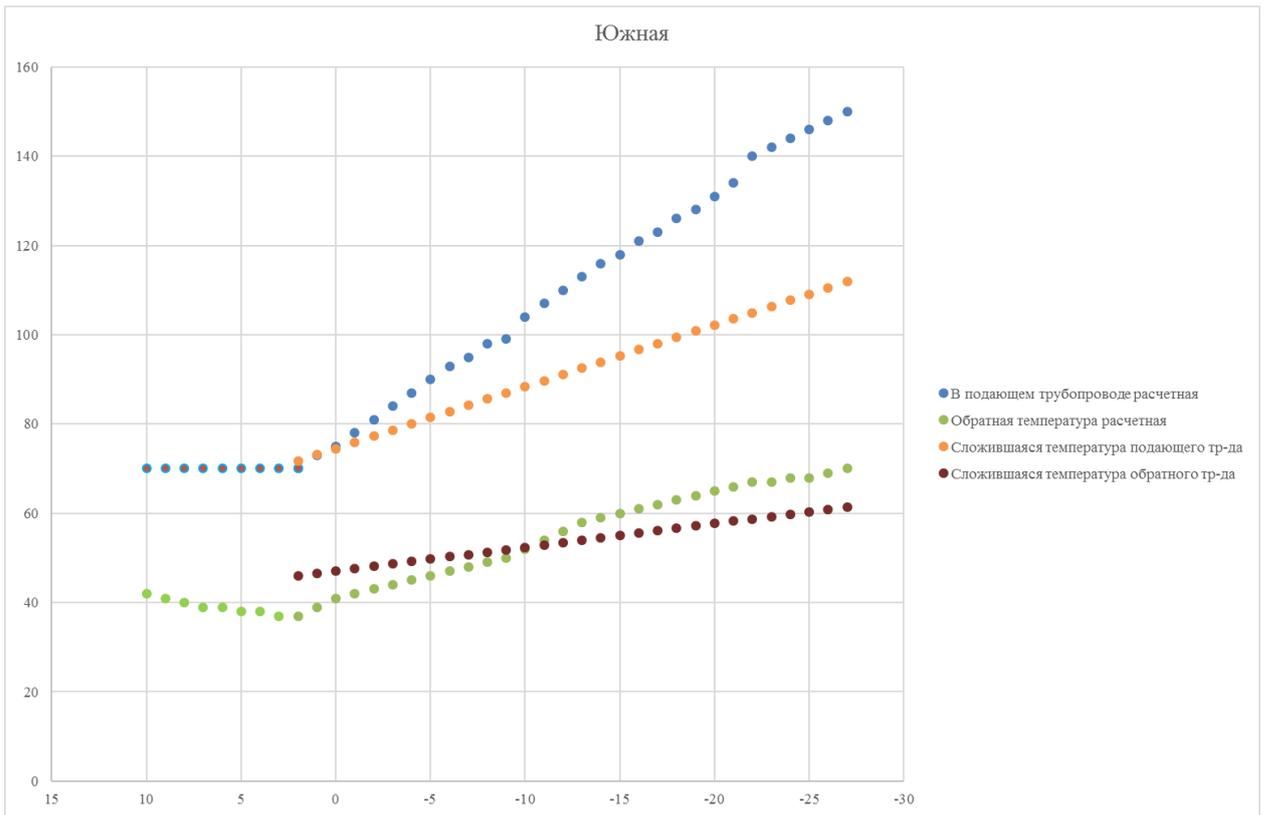


Рисунок 1.46. Графики теплоотпуска котельной «Южная»

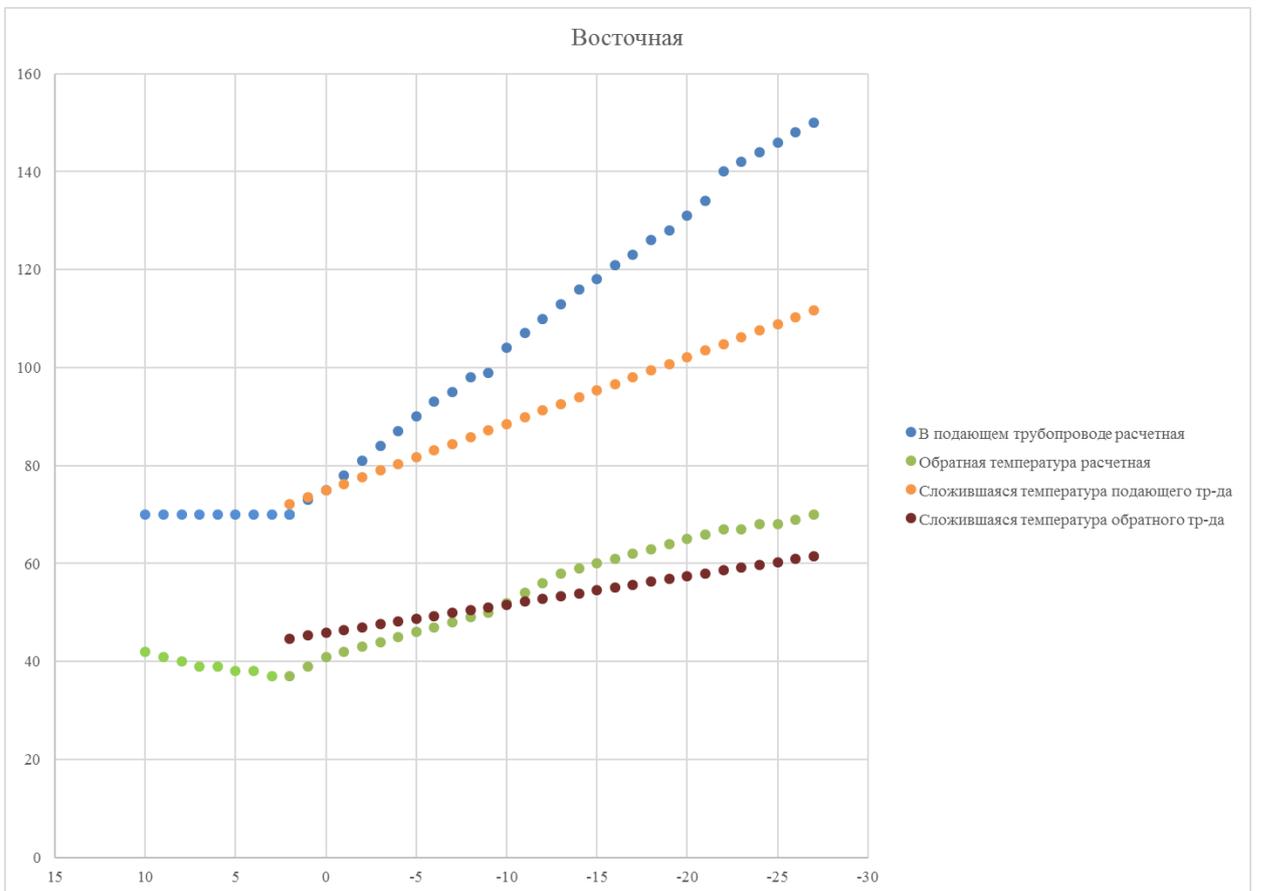


Рисунок 1.47. Графики теплоотпуска котельной «Восточная»

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(67).

По выполненным для условий г. Мурманска и использованным в обобщенной модели централизованного отпуска теплоты на обогрев зданий (в системы отопления и вентиляции) системы централизованного теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ, котельной «Восточная» и котельной «Южная» оценкам принято, что $(285,1-175,5)/175,5=63\%$; $(287,9-219,5)/219,5=31,2\%$; и $(153,1-124,7)/124,7=22,8\%$, соответственно, разницы между значениями фактической и договорной нагрузки приходится на завышение заявленной договорной нагрузки потребителей относительно фактической. Другими словами, удельные тепловые потери обобщенного потребителя (по суммарной нагрузке) системы централизованного теплоснабжения, или теплопотери через наружные ограждения и на нагрев инфильтрующегося через наружные ограждения воздуха, приходящиеся на один градус перепада между температурой внутреннего и наружного воздуха, составляют 0,62, 0,77 и 0,82 о.е. от того значения, которое может быть рассчитано исходя из договорной нагрузки.

В соответствии с оценкой фактических нагрузок, договорной расход в 1/0,62; 1/0,77 и 1/0,82 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).

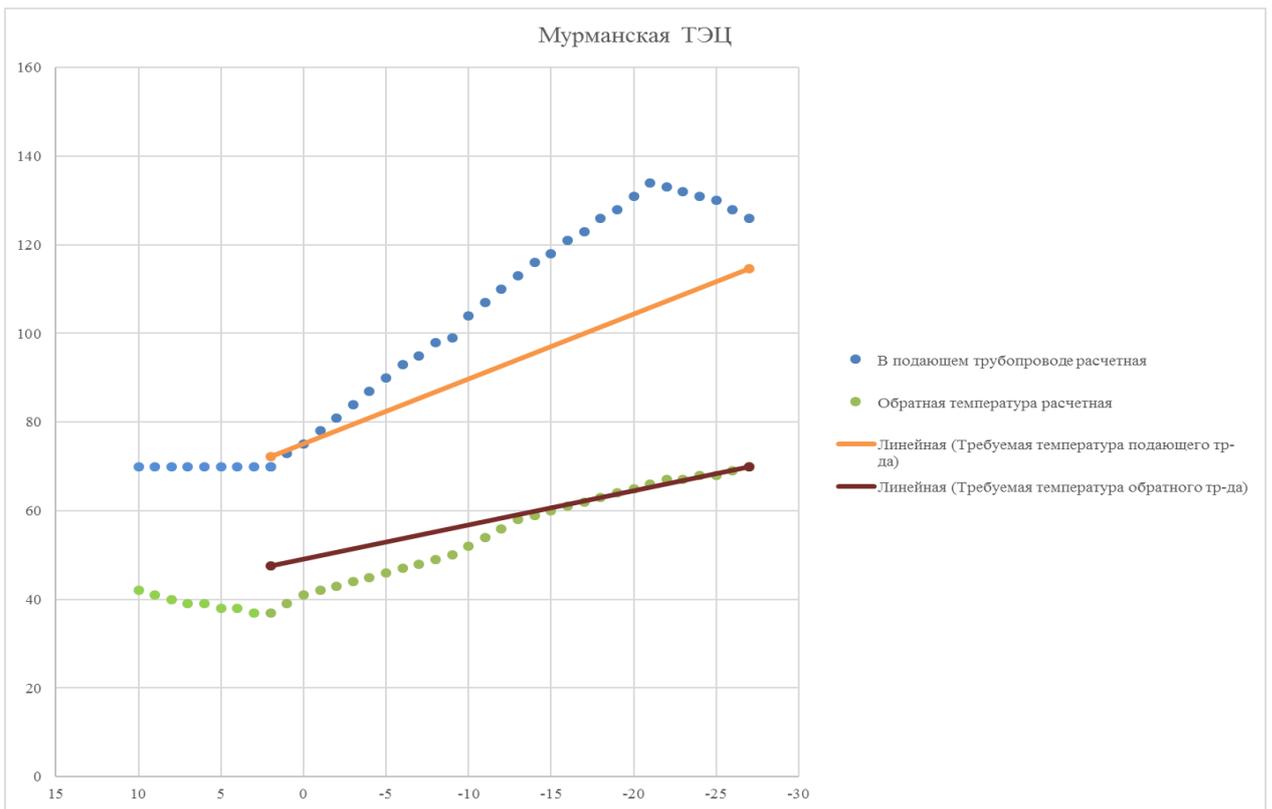


Рисунок 1.48. Требуемый график теплоотпуска Мурманской ТЭЦ

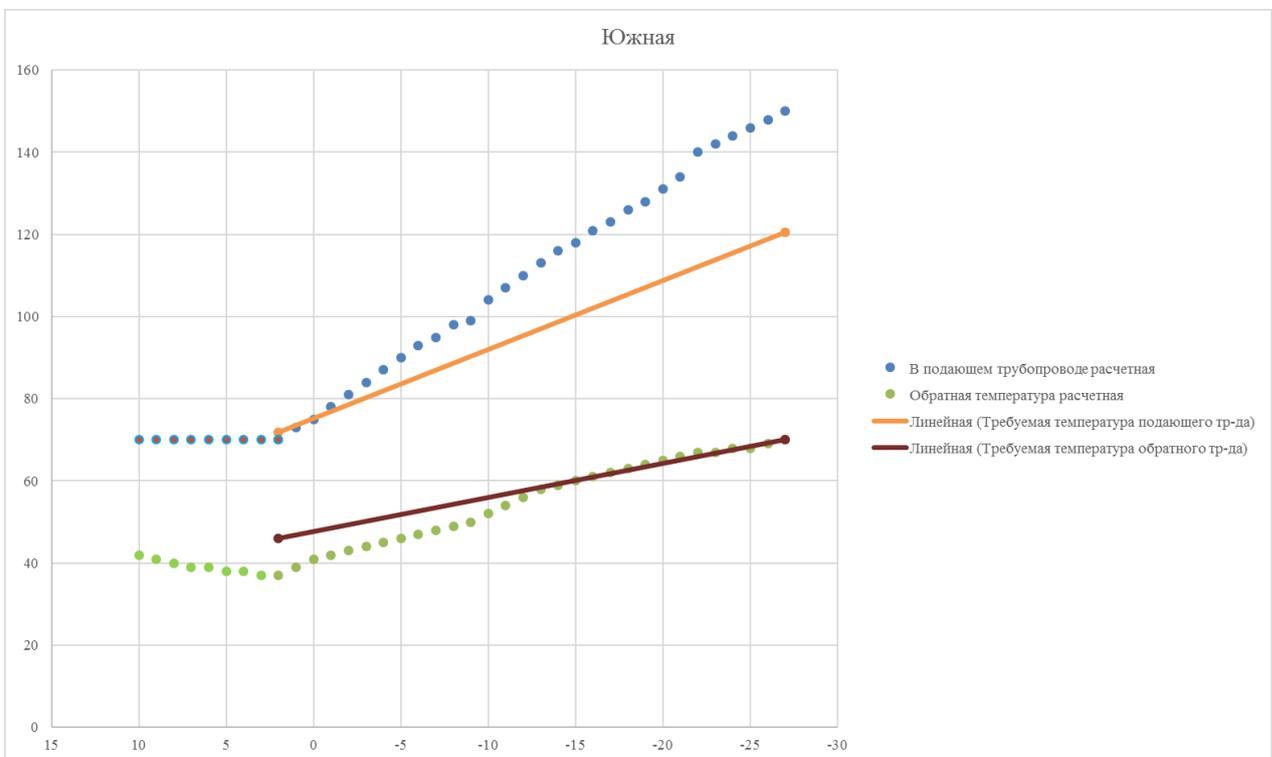


Рисунок 1.49. Требуемый график теплоотпуска котельной «Южная»

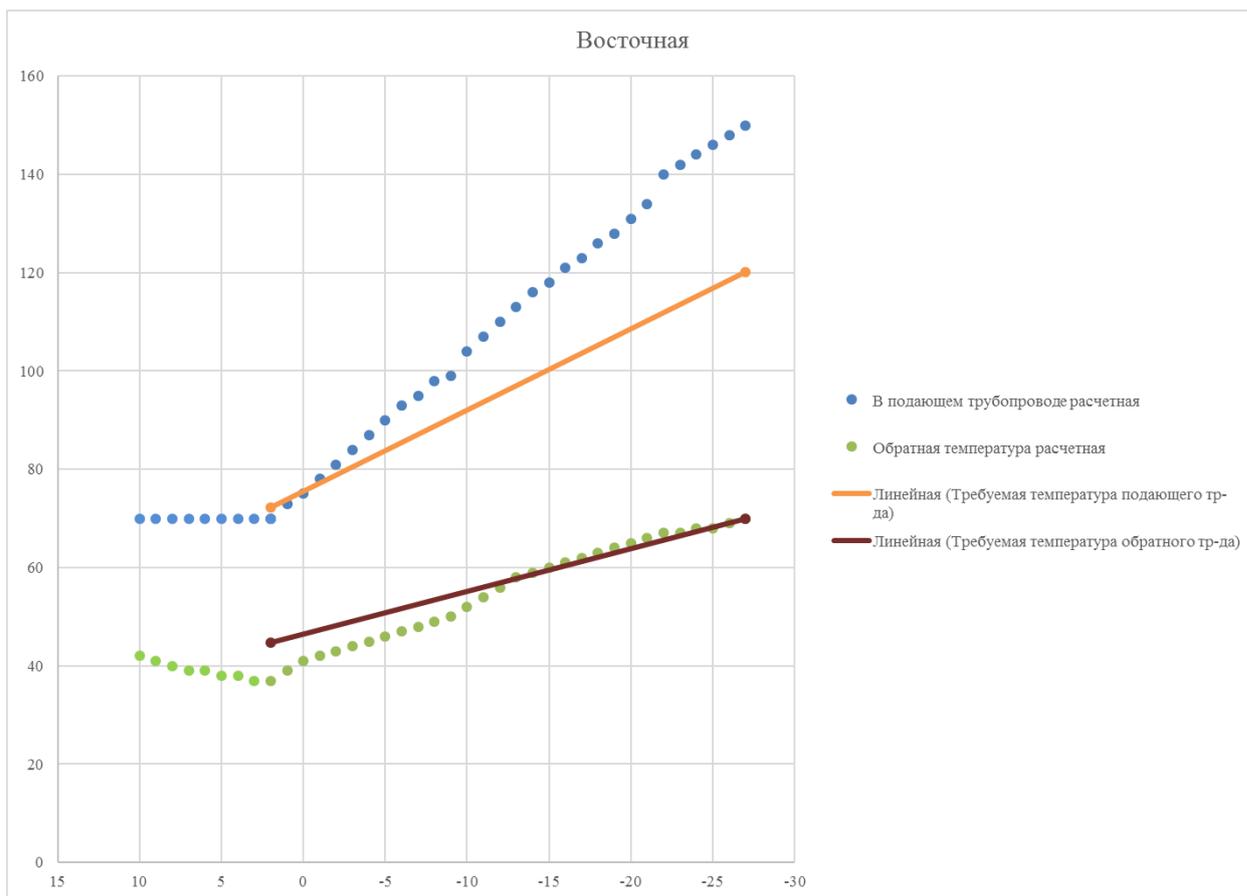


Рисунок 1.50. Требуемый график теплоотпуска котельной «Восточная»

Поскольку обеспечение фактически меньших нагрузок относительно завышенным расходом является свершившимся фактом, можно отметить положительные свойства сниженного температурного графика 120/75 и 120/70. Снижение температурного графика требует уже повсеместная практика применения ППУ изоляции для тепловых сетей.

Выводы

Проведенные исследования выявили факт существенного превышения фактических тепловых нагрузок потребителей по сравнению с договорными. 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, принят температурный график качественного регулирования централизованного отпуска теплоты 120/70, а для Мурманской ТЭЦ – 120/75.

1.3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

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 на тепловых сетях считается, когда при отказе элементов системы, сетей и источников теплоснабжения, 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 по количеству прорывов на тепловых сетях с учетом тепловых сетей ГВС по источникам АО «Мурманэнергосбыт» за отопительный сезон 2012-2013 гг. представлена в таблице 1.114. Аварий и отказов на тепловых сетях в 2015 году и 6 месяцев 2016 года не было.

На тепловых сетях ПАО «Мурманский морской торговый порт» аварий за последние три года не зафиксировано.

Таблица 1.114 Количество порывов на тепловых сетях по источникам АО «Мурманэнергосбыт» 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

Ретроспектива количества порывов на тепловых сетях АО «Мурманэнергосбыт» с 2009 по 2012 год представлена в таблице 1.115.

Таблица 1.115 Ретроспектива количества порывов на тепловых сетях АО «Мурманэнергосбыт»

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

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

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

1.3.11. Процедуры 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. Периодичность и соответствие техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей

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

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

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

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

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

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

Рабочая программа испытания должна содержать следующие данные:

- задачи и основные положения методики проведения испытания;
- перечень подготовительных, организационных и технологических мероприятий;
- последовательность отдельных этапов и операций во время испытания;
- режимы работы оборудования источника тепла и тепловой сети (расход и параметры теплоносителя во время каждого этапа испытания);
- схемы работы насосно-подогревательной установки источника тепла при каждом режиме испытания;
- схемы включения и переключений в тепловой сети;
- сроки проведения каждого отдельного этапа или режима испытания;
- точки наблюдения, объект наблюдения, количество наблюдателей в каждой точке;
- оперативные средства связи и транспорта;
- меры по обеспечению техники безопасности во время испытания;
- список ответственных лиц за выполнение отдельных мероприятий.

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

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

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

себя неподвижные опоры.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

На время температурных испытаний от тепловой сети должны быть отключены:

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

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

Испытания по определению тепловых потерь в тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по типу строительно-изоляционных конструкций, сроку службы и условиям эксплуатации, с целью разработки нормативных показателей и нормирования эксплуатационных тепловых потерь, а также оценки технического состояния тепловых сетей. График испытаний утверждается техническим руководителем.

Испытания по определению гидравлических потерь в водяных тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по срокам и условиям эксплуатации, с целью определения эксплуатационных гидравлических характеристик для разработки гидравлических

режимов, а также оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов. График испытаний устанавливается техническим руководителем.

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

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

Должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.

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

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

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

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты.

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

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

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

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

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы. Годовые планы ремонтов утверждает главный инженер.

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

В системе технического обслуживания и ремонта должны быть предусмотрены:

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

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

1.3.13. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемые 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.

Методика определения тепловых потерь через изоляцию трубопроводов регламентируется приказом Минэнерго №265 от 4 октября 2005 года "Об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии". 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 1.116 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>dn</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 1.117 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 1.118 Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) водяными теплопроводами в непроходных, спроектированных 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 1.119 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 1.120 Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) водяными теплопроводами в непроходных каналах и при бесканальной прокладке, спроектированными в период с 1998 по 2003гг.

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

Таблица 1.121 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 1.122 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 1.123 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 №265 от 4 октября 2005 года "Об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии".

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

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

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 тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета тепловой энергии

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 1.124 Информация по тепловым потерям в тепловых сетях от котельных МУП «МУК» и ПАО «Мурманский морской торговый порт» отсутствует.

Таблица 1.124 Потери тепловой энергии

Наименование показателя	Единица измерения	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ПАО «Мурманская ТЭЦ»							
Мурманская ТЭЦ	Гкал	25964	27561	27240	29685	28875	30289
Южная котельная	Гкал	32555	35724	34097	34188	31488	33641
Восточная котельная	Гкал	21221	22389	22201	21374	20083	21608
АО «Мурманэнергосбыт»							
Мурманская ТЭЦ	Гкал	42584	40377	40677	27044	н/д	н/д
Южная котельная	Гкал	42493	47493	45284	42904	н/д	н/д
Восточная котельная	Гкал	28844	30250	27316	21389	н/д	н/д
Котельная "Северная"	Гкал	56304	58234	57088	55270	56238	58668
Котельная "Роста"	Гкал	15030	14824	14260	13445	14570	13905
Котельная "Абрам-Мыс"	Гкал	1838	1902	1853	1656	1811	1886
Котельная ТЦ «Росляково - 1»	Гкал	-	-	8610	12963	13599	8673
Котельная ТЦ «Росляково Южная»	Гкал	-	-	993	1107	6274	7108
АО "Мурманский морской рыбный порт"							
Котельная рыбного порта	Гкал	20420	15828	13915	14452	15776	17625,02
ОАО "Завод ТО ТБО"							
Котельная Завода ТО ТБО	Гкал	467	467	467	467	467	467
ПАО «Мурманский морской торговый порт»							
Котельная ПАО «ММТП», тепловые сети ПАО «ММТП» и ФГУП «Росморпорт»	Гкал	1778	1792	1420	1441	1262	1262

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. Типы присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям

Большинство потребителей тепловой энергии, подключенных к тепловым сетям АО «Мурманэнергосбыт» от котельной «Северная», используют элеваторную схему присоединения с открытым водозабором ГВС, представленная на рисунке 1.51, регулятор температуры подачи горячего водоснабжения не функционирует. Малоэтажная застройка имеет подключение от ЦТП и насосных станций.

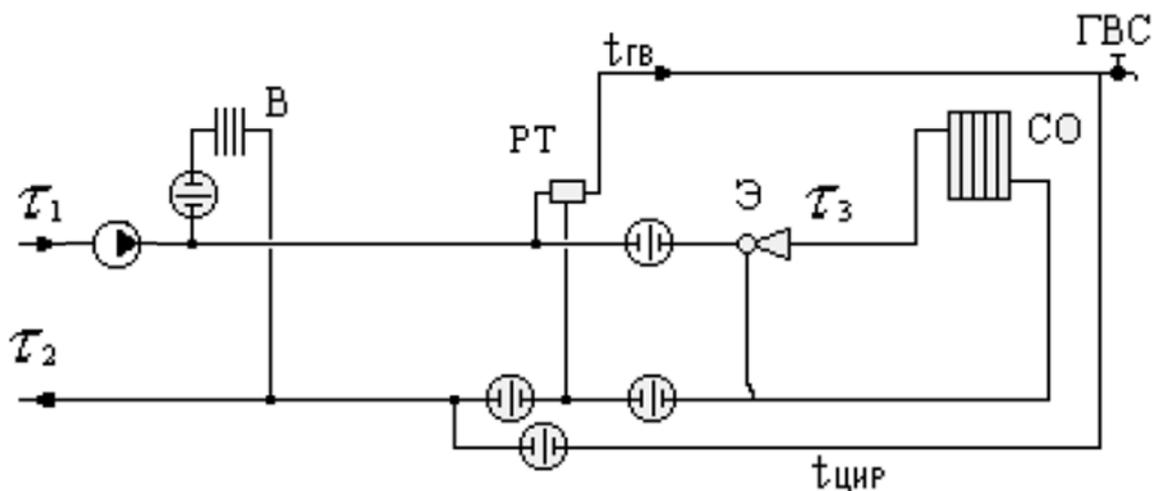


Рисунок 1.51. Элеваторная схема присоединения потребителей

С начала 2014 года внедряются подключения детских садов и образовательных учреждений по схеме, представленной на рисунке 1.52.

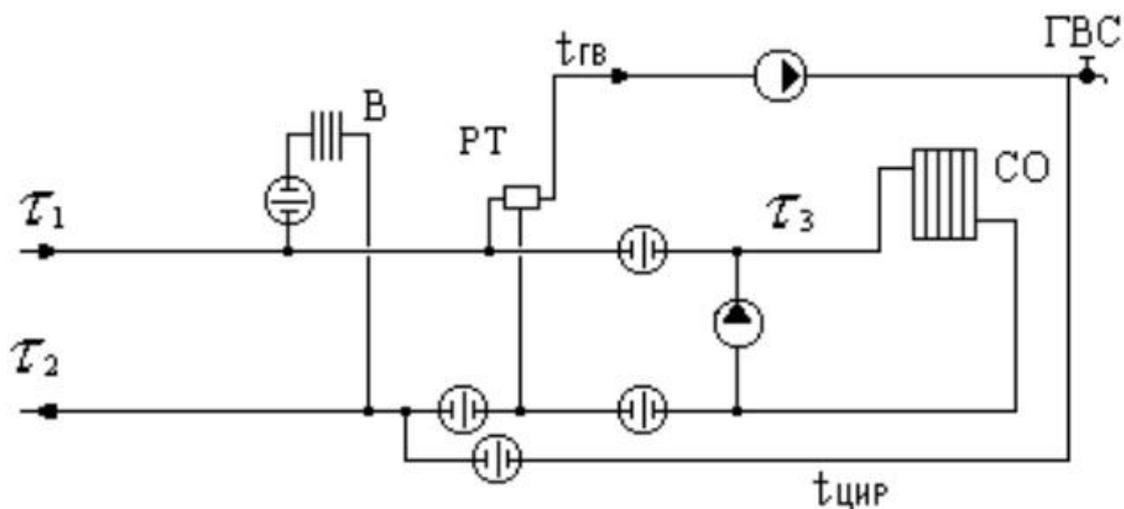


Рисунок 1.52. Схема с открытым водоразбором на ГВС и насосным присоединением СО

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 1.53, котельной п. Абрам-Мыс – на рисунке 1.54.

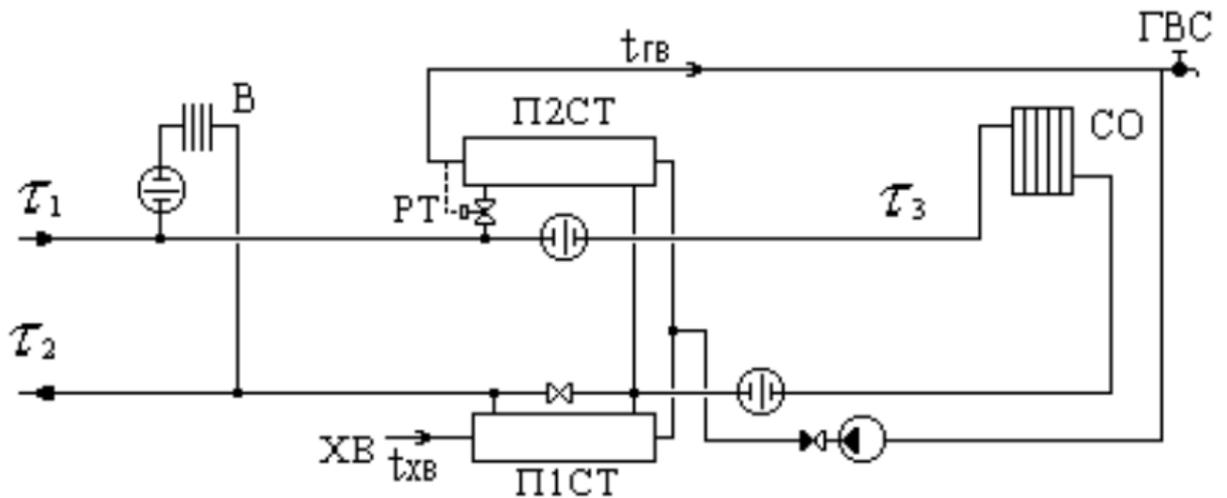


Рисунок 1.53. Схема с двухступенчатым смешанным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением системы отопления

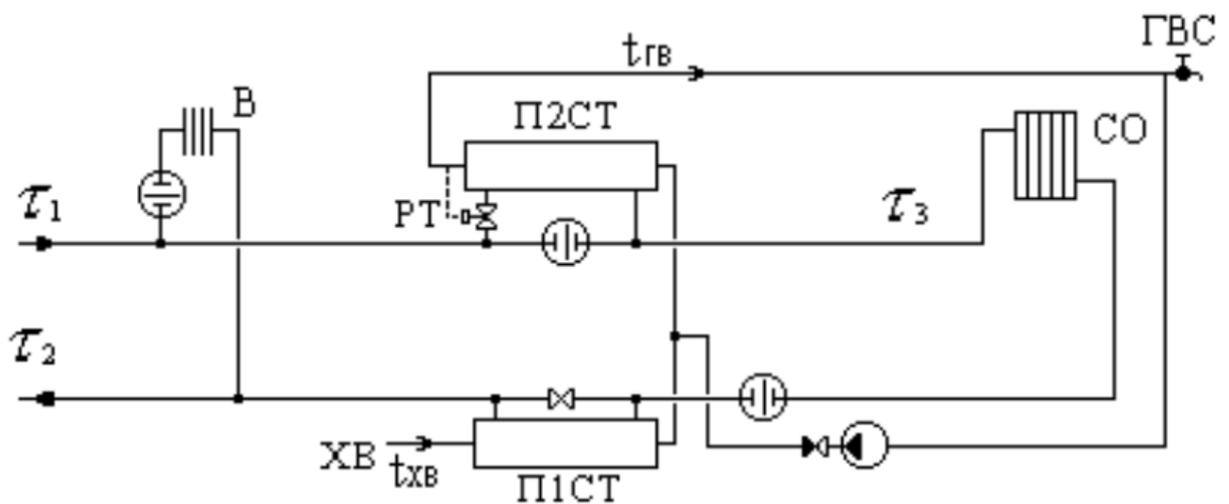


Рисунок 1.54. Схема с двухступенчатым последовательным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением системы отопления

Потребители источников тепловой энергии ПАО «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 1.55-1.57.

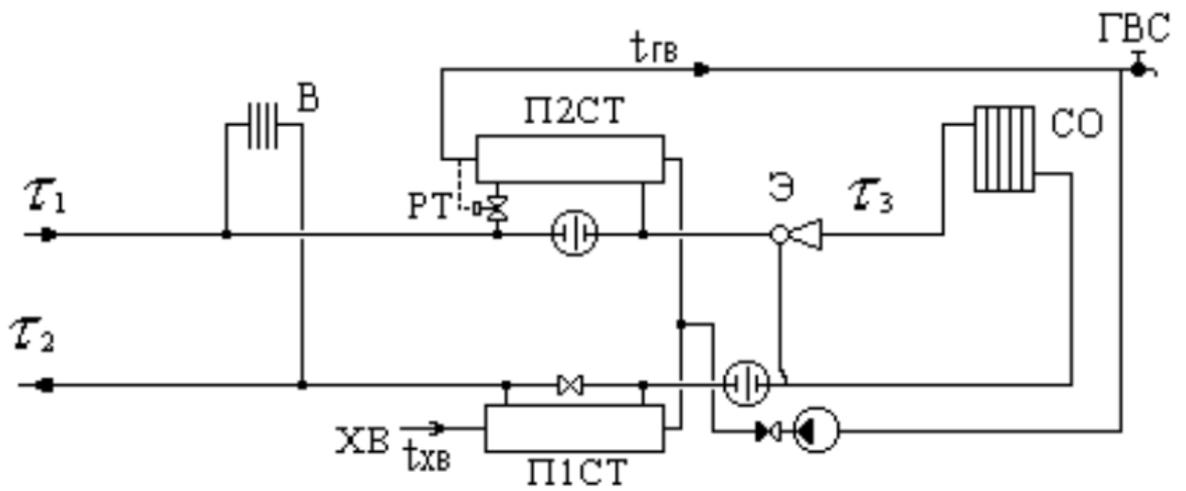


Рисунок 1.55. Схема с двухступенчатым последовательным подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением системы отопления

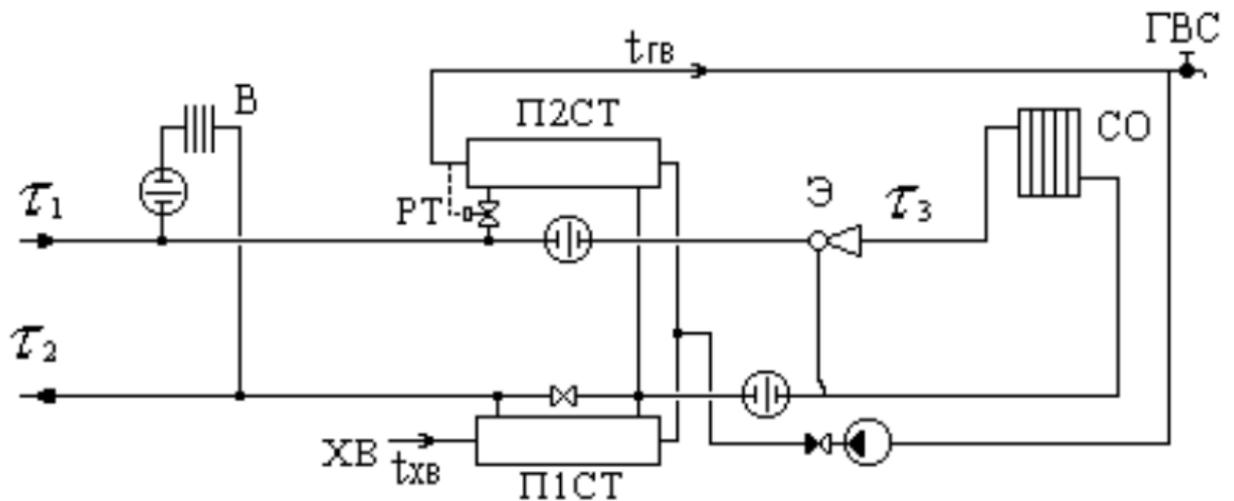


Рисунок 1.56. Схема с двухступенчатым смешанным подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением системы отопления

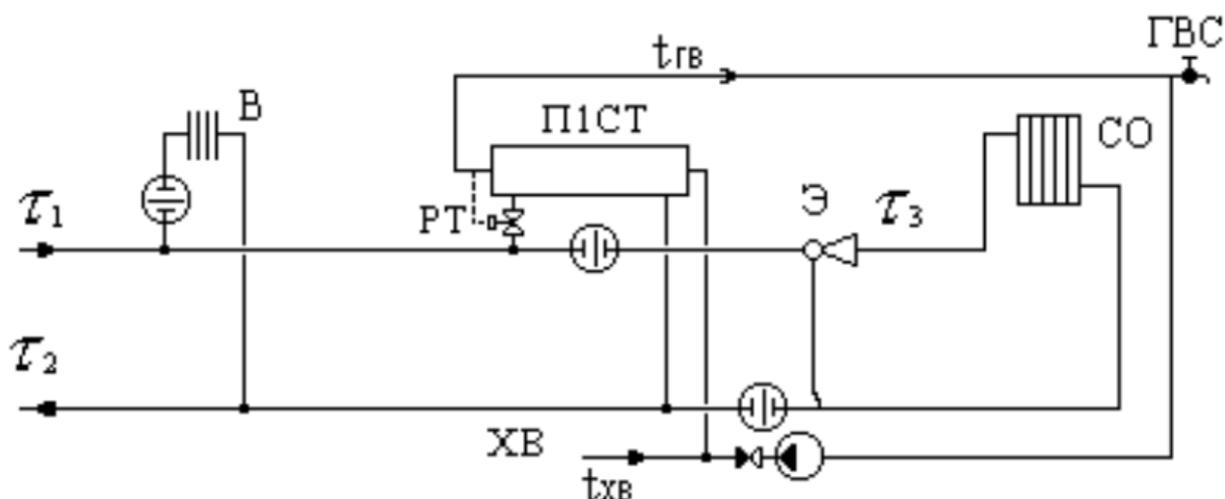


Рисунок 1.57. Схема с параллельным подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением системы отопления

Тепловые сети от угольной котельной МУП «МУК» четырехтрубные, 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 ПАО «Мурманский морской торговый порт» коммерческий учет тепловой энергии не ведется.

Таблица 1.125 Информация о наличии узлов учета тепловой энергии у потребителей ПАО «Мурманская ТЭЦ»

Название группы	Всего объектов	Всего приборов	Под учётом жилых	Под учётом прочих	Под учётом всего
ПАО «Мурманская ТЭЦ»	2794	1430	920	829	1749
Мурманская ТЭЦ	1305	536	192	469	661
Южная котельная	982	522	488	220	708
Восточная котельная	507	372	240	140	380

Таблица 1.126 Информация о наличии учета тепловой энергии у потребителей АО «Мурманский морской рыбный порт»

№ п/п	Потребитель	Количество приборов учета
1	ОАО "Мурманский гарный комбинат"	1
		4
		2
2	ООО "Эверест"	1
3	ЗАО "СевМИС"	1
4	ФГУ "Мурманский ЦСМ"	1
5	ООО "Альбатрос"	1
6	ООО "Компания "Ардай"	1
7	ООО ТПК "СЕВРЫБА"	1
8	ООО ПГ "Новик"	1
9	МДОУ №41	1
10	ГАОУ МО СПО "МИК"	1
		1
11	ООО "Кильдин"	1
12	МБУЗ "Городская поликлиника №1"	1
13	ООО "Гермес-Инвест"	1

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

На тепловых сетях ПАО «Мурманская ТЭЦ» Городским отделом ЧС осуществлена установка датчиков, пульт управления и мониторинга установлен на рабочих местах Городского отдела ЧС, а также на основной щит у начальника смены Мурманской ТЭЦ, дублирующий щит располагается у диспетчера тепловых сетей.

На тепловых сетях от Угольной и Дизельной котельных случаи аварии фиксируются потребителями и устраняются Мурманским муниципальным казенным

учреждением «Управление капитального строительства» (ММКУ «УКС»).

На тепловых сетях АО «Мурманэнергосбыт» 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 «Мурманэнергосбыт» представлен в таблице 1.127.

Таблица 1.127 ЦТП и НС находящиеся в эксплуатации у АО «Мурманэнергосбыт»

№ 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, 46	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>			
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

№ п/п	Наименование	Адрес	График отпуска тепла
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
<i>«Котельная Мурманского Рыбного порта»</i>			
33.	ЦТП – Фестивальная, 25а	ул. Фестивальная, 25а	130/70

На балансе ПАО «Мурманская ТЭЦ» находится 9 насосных станций, две 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 представлены в нескольких системах теплоснабжения.

Перечень бесхозяйных тепловых сетей от источников представлен в таблице 1.128.

Тепловые сети от Угольной котельной МУП «МУК» - муниципальные, подавляющее большинство тепловых сетей от Дизельной котельной – бесхозяйные.

Таблица 1.128 Бесхозяйные тепловые сети от источников ПАО «Мурманская ТЭЦ»

№ п/п	Адрес объекта	Наименование	Единицы измерения	Кол-во
Октябрьский административный округ				
1	ул. П. Зори, д. 5, 7, 9, 11	транзитная тепловая сеть		
2	от тепловой камеры ТК-35/2 через теплоцентр дома № 18 по ул. Профсоюзов на теплоцентр дома № 20 по ул. Профсоюзов	транзитная тепловая сеть		
3	от тепловой камеры ТК-17/3а через теплоцентр дома № 14 по пр. Ленина, далее на теплоцентр дома № 16 по пр. Ленина и на теплоцентр дома № 6а по пр. Ленина	транзитная тепловая сеть		

№ п/п	Адрес объекта	Наименование	Единицы измерения	Кол-во
Ленинский административный округ				
4	ул. Сафонова, д. 19-21	наружная сеть отопления		
5	ул. Ивченко, д. 8 (от ТК-122б до ТК-123в)	наружная сеть отопления		
6	от ТК-122б до ТК 122в на ст. Комсомольск-Промышленная (территория овощехранилища (ул. Свердлова)	участок теплосети		
Первомайский административный округ				
7	пр. Кирова, д. 49 - пр. Кольский, д. 2	наружная сеть отопления		
8	от дизельной котельной п. Дровяное до домов №№ 6, 23, 25 по ул. Прибрежной	тепловая сеть	м	647,4

Решение по выбору организации, уполномоченной на эксплуатацию бесхозяйных тепловых сетей, регламентировано статьей 15, пункт 6 Федерального закона "О теплоснабжении" от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ.

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

1.4. 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 в Ленинском округе и снабжает тепловой энергией потребителей Ленинского округа и промышленной зоны;
- **Котельная «РОСТА»** располагается на севере Ленинского округа, снабжает тепловой энергией потребителей микрорайона «РОСТА» Ленинского округа;
- **Котельная поселка Абрам-Мыс** снабжает тепловой энергией потребителей микрорайона Абрам-Мыс Первомайского округа г. Мурманска;
- **Котельная ТЦ «Росляково – 1» и котельная ТЦ «Росляково Южная»** обеспечивают тепловой энергией потребителей жилого района Росляково, где и расположены;
- **Котельная ММРП** расположена по адресу г. Мурманск, Рыбный порт, Южные причалы и снабжает тепловой энергией потребителей промышленной зоны морского порта и ряд жилых зданий;
- **Угольная котельная и Дизельная котельная** снабжают тепловой энергией микрорайон Дровяное, где и расположены;
- **Завод ТО ТБО** поставляет пар на Восточную котельную ПАО «Мурманская ТЭЦ»;
- **Котельная ММТП** осуществляет поставку тепловой энергии всем субабонентам на территории ПАО «ММТП»; теплоснабжение жилищного фонда от данного источника не осуществляется.
- **Котельная №22 в/г №6**, расположенная по адресу п. Росляково, ул. Мохнаткина Пахта, обеспечивает тепловой энергией потребителей ж/д №1 и №6 по ул. Мохнаткина Пахта.

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

1.5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников 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 2011-2013гг. Длительность

отопительного сезона, средние температуры наружного воздуха и исходной воды были приняты согласно данным теплоснабжающих организаций города Мурманска.

Согласно предоставленным данным, продолжительность отопительного периода составила:

2011 год – 247 суток,

2012 год – 247 суток,

2013 год – 243 суток

Среднемесячные температуры наружного воздуха представлены в таблице 1.129.

Таблица 1.129 Среднемесячные температуры наружного воздуха

Период	Температура наружного воздуха				
	2012	2013	2014	2015	2016
январь	-9,5	-6,5	-13,4	-11,8	-16,5
февраль	-11,1	-7,6	-4,2	-5,7	-5
март	-3,5	-9,6	-2,6	-0,9	-2,4
апрель	-0,3	0,4	-0,2	0,9	1,8
май	6,3	8	4,2	6,9	8,9
июнь	9,7	13,9	8,3	9,8	10,5
июль	11,4	14,7	13,6	9,9	16,1
август	10,2	14,3	12,8	12,5	12,5
сентябрь	7,9	9,6	7,5	9,6	8,6
октябрь	1,9	1,1	0,2	2,6	3,5
ноябрь	-2,3	-3,4	-3,1	-2,1	-3,9
декабрь	-12,1	-5,8	-7,2	-5,8	-4,9
год	0,7	2,4	1,3	2,2	2,4

Расчетная температура воздуха внутри помещений принята +18 °С.

Расчетная температура отопления, согласно СП 131.133330.2012, -30 °С.

Годовой полезный отпуск тепловой энергии от источников централизованного теплоснабжения, по данным теплоснабжающих организаций, приведен в таблице 1.130.

Расчетный отпуск тепловой энергии на фактические среднегодовые условия и договорные тепловые нагрузки приведен в таблице 1.131.

Для приведения в соответствие расчетных и фактических полезных отпусков тепловой энергии были определены понижающие коэффициенты от договорной тепловой нагрузки к фактической по каждому источнику тепловой энергии. Полученные коэффициенты приведены в таблице 1.132.

Таблица 1.130 Фактический полезный отпуск тепловой энергии

Год	ПАО «Мурманская ТЭЦ»			АО «Мурманэнергосбыт»					МУП МУК		АО «ММРП»	ПАО «ММТП»	АО "ГУ ЖКХ"
	Мурманская ТЭЦ	Восточная котельная	Южная котельная	Котельная "Северная"	Котельная Роста	Котельная пос. Абрам-Мыс	Котельная ТЦ «Росляково -1»	Котельная ТЦ «Росляково Южная»	Угольная котельная	Дизельная котельная	Котельная ММРП	Котельная ММТП	Котельная №22
2011	591031,1	485038,6	852449,3	560801,4	85434,1	13206,2	-	-	-	-	17042	-	-
2012	611291,5	461053,2	792137,2	571932	88009	13134	-	-	3645,1	2865,6	19676	-	-
2013	588090,5	466717,5	787564,4	525383	80243	11873	-	-	3474,6	2725,4	18819	16027	-
2014	620279,8	504461,7	837962,0	525383*	80243*	11873*	66937,0	7319,0	4865,8	3278,4	16229	17707	-
2015	667147,4	481862,8	835358,9	509219	83693	12222	69583,0	6954,0	4 402,4	3 211,7	Н/Д	16736	2778,35**
2016	654193	500957	868057	505528	82399	11856	73451	7714	4 461,07	2 674,61	33860,98	16736	12474,2
Среднее	628200,44	483010,44	824215,9	527489	82917,4	12191,6	69990,3	7329	4169,79	2951,1	21125,4	16801,5	12474,2

Примечание: Для анализа тепловых нагрузок были использованы данные по полезному отпуску потребителям тепловой энергии в горячей воде. Полезный отпуск по котельным МУП МУК принят с учетом расчетных тепловых потерь в тепловых сетях в объеме 730 Гкал/год – по угольной котельной и 270 Гкал/год – по дизельной котельной.

* - для АО «Мурманэнергосбыт» приняты показатели 2013 г.

** - отпуск тепловой энергии за 3 месяца 2015г. (котельная №22 была принята на баланс АО «ГУ «ЖКХ» только в сентябре 2015 года)

Таблица 1.131 Расчетный полезный отпуск тепловой энергии

Источник	ПАО «Мурманская ТЭЦ»			АО «Мурманэнергосбыт»					МУП МУК		АО «ММРП»	ПАО «ММТП»	АО "ГУ ЖКХ"
	Мурманская ТЭЦ	Восточная котельная	Южная котельная	Котельная "Северная"	Котельная Роста	Котельная №22	Котельная ТЦ «Росляково -1»	Котельная ТЦ «Росляково Южная»	Угольная котельная	Дизельная котельная	Котельная ММРП	Котельная ММТП	Котельная №22
2011	823267,8	491952,6	897202,4	606361,5	85746,6	12337,6	-	-	-	-	13526,3	19574,1	-
2012	858516,3	510922,3	937936,3	630479,9	89221,5	12831,1	-	-	3260	3045,3	13389,5	19795,5	-
2013	823784,8	492166	897657,7	606804,1	85824,8	12347,2	-	-	3147,7	2927,8	12996,7	24040,5	-
2014	977322,5	593717,1	1024948,4	737910	96933,1	14225,7	67902,7	7711,4	3530,7	3318,4	12828,5	13045,2	-
2015	977322,5	544253,7	1031634,8	728199,7	96933,1	14225,7	67902,7	7711,4	3530,7	3318,4	15304,61	51730,2	12474,2
2016	977322,51	671866,13	1024948,44	705409,99	97256,28	13968,89	74544,9	8329,08	3530,68	3318,44	32367,5	51730,19	12474,28
Среднее	922853,72	562585,05	983425,13	681760,74	93233,76	13519,72	70116,77	7917,29	3399,96	3185,67	20082,62	35136,52	12474,28

Таблица 1.132 Расчетные коэффициенты перевода договорной нагрузки в фактическую

Источник	ПАО «Мурманская ТЭЦ»			АО «Мурманэнергосбыт»					МУП МУК		АО «ММРП»	ПАО «ММТП»	АО "ГУ ЖКХ"
	Мурманская ТЭЦ	Восточная котельная	Южная котельная	Котельная "Северная"	Котельная Роста	Котельная пос. Абрам-Мыс	Котельная ТЦ «Росляково -1»	Котельная ТЦ «Росляково Южная»	Угольная котельная	Дизельная котельная	Котельная ММРП	Котельная ММТП	Котельная №22
2011	0,72	0,99	0,95	0,92	1,00	1,07	-	-	-	-	1,26	-	-
2012	0,71	0,90	0,84	0,91	0,99	1,02	-	-	1,12	0,94	1,47	-	-
2013	0,71	0,95	0,88	0,87	0,93	0,96	-	-	1,10	0,93	1,45	0,67	-
2014	0,63	0,85	0,82	0,71	0,83	0,83	0,99	0,95	1,38	0,99	1,27	1,36	-
2015	0,68	0,89	0,81	0,70	0,86	0,86	1,02	0,90	1,25	0,97	1,17	0,32	1,0
2016	0,67	0,75	0,85	0,72	0,85	0,85	0,99	0,93	1,26	0,81	1,05	0,32	1,0
Среднее	0,68	0,87	0,84	0,78	0,89	0,91	1,00	0,93	1,22	0,93	1,3	0,67	1,00

* - для АО «Мурманэнергосбыт» приняты показатели 2013 г.

Из полученных результатов следует, что расчетный полезный отпуск тепловой энергии источников, подключенная тепловая нагрузка которых менее 30 Гкал/час совпадает с фактическим, средневзвешенное отклонение за 2011-2015 гг. составляет не более 3%, что позволяет сделать вывод. Что договорные нагрузки соответствуют фактическим. Полученные коэффициенты по угольной котельной МУП МУК не являются репрезентативными, так как определение количества отпущенной тепловой энергии осуществляется по нормативам потребления коммунальных услуг на территории города Мурманска.

Коэффициент, полученный для Мурманской ТЭЦ также не является достоверным, так как на ТЭЦ выявлен дефицит установленной мощности в размере 77,72 Гкал/час. Заниженное по сравнению с остальными источниками значение коэффициента объясняется недоотпуском тепловой энергии.

Таким образом, для перевода договорных тепловых нагрузок в фактические приняты следующие коэффициенты:

Для источников теплоснабжения с подключенной тепловой нагрузкой более 30 Гкал/час – 0,9.

Для источников теплоснабжения с подключенной тепловой нагрузкой менее 30 Гкал/час – 1.

Полный перечень источников теплоснабжения и коэффициентов перевода договорной нагрузки их абонентов в фактическую приведен в таблице 1.133.

Таблица 1.133 Коэффициенты перевода договорных нагрузок в фактические

Наименование источника	Коэффициент перевода
Мурманская ТЭЦ	0,9
Южная котельная	0,9
Восточная котельная	0,9
Котельная "Северная"	0,9
Котельная РОСТА	1
Котельная пос. Абрам-Мыс	1
Котельная ТЦ «Росляково -1»	1
Котельная ТЦ «Росляково Южная»	1
Угольная котельная МУП МУК	1
Дизельная котельная МУП МУК	1
Котельная ММРП	1
Котельная ММТП	1
Котельная №22	1

1.5.1. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха

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

Значение потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха приведено в таблице 1.134 и на рисунке 1.58.

Таблица 1.134 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	1 027,74	729,24	265,10	5,31	28,09
Первомайский	350,81	264,03	74,51	0,07	12,19
Октябрьский	410,71	274,27	136,44	0,00	0,00
Ленинский	266,23	190,95	54,14	5,23	15,90

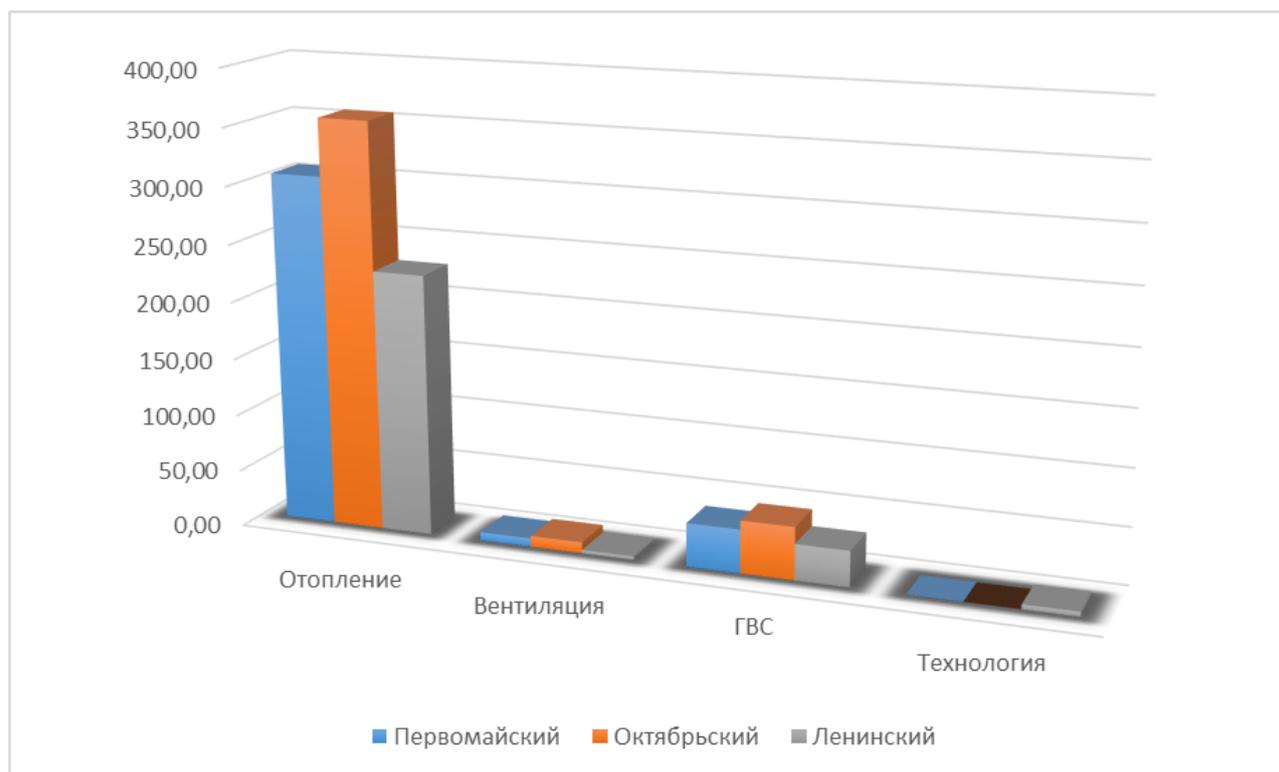


Рисунок 1.58. Потребление тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха

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 города Кола,

находящегося за границами Мурманска. Суммарная подключенная нагрузка составляет 2,278 Гкал/час.

Тепловая нагрузка ОАО «Завода ТО ТБО» не включена в сведения о потреблении тепловой энергии на территории города Мурманска, 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 ПАО «Мурманская ТЭЦ».

После 1990 года на территории города 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. Случаи 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.

1.5.3. Значение потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом

Расчетные значения потребления тепловой энергии за отопительный период и за год в целом приведено в таблице 1.135.

Таблица 1.135 Потребление тепловой энергии за отопительный период и за год в целом

Годовое потребление тепловой энергии, Гкал	Потребление тепловой энергии за отопительный сезон, Гкал
Горячая вода	
ПАО «Мурманская ТЭЦ»	
2674137,09	2483827,56
АО «Мурманэнергосбыт»	
899509,14	844390,32
МУП МУК	
6849,11	6333,46
АО «ММРП»	
32367,5	28267,5
ПАО «ММТП»	
51730,19	47659,61
ЖЭКО №1 ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ	
1374,28	1303,14
ИТОГО	
3665967,31	3411781,59

1.5.4. Значение потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии

Значение потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии представлено в таблице 1.136.

Таблица 1.136 Потребление тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха

Наименование источника	Тепловая нагрузка потребителей, Гкал/час			
	Отопление	Вентиляция	ГВС ср час	Технология
Горячая вода				
Мурманская ТЭЦ	238,2	18,5	27,7	
Южная котельная	237,5	18,5	33,9	
Восточная котельная	123,0	9,4	19,3	1,40
Котельная «Северная»	164,230	12,714	21,586	
Котельная «РОСТА»	23,367	1,011	3,185	
Котельная пос. Абрам Мыс	3,4550		0,4745	
Котельная ТЦ «Росляково -1»	18,7300	0,1220	2,3800	
Котельная ТЦ «Росляково Южная»	2,0980		0,2690	
Угольная котельная пос. Дровяное	0,7702		0,1578	
Дизельная котельная пос. Дровяное	0,8467		0,1032	
Котельная ММРП	11,0			
Котельная ММТП	5,17	6,8	2,06	
Котельная №22	0,369		0,036	
ИТОГО г Мурманск	828,74	67,05	111,15	1,40
Пар				
Котельная «Северная»	-	-	-	4,0
Завод ТО ТБО	-	-	-	15,41*
ИТОГО г Мурманск	-	-	-	4
ВСЕГО г Мурманск	844,55*	67,05	111,15	5,4

Тепловая нагрузка ОАО «Завода ТО ТБО» не включена в итоговые значения потребления тепловой энергии на территории города Мурманска при расчетных температурах наружного воздуха, 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 ПАО «Мурманская ТЭЦ».

Наибольшая тепловая нагрузка подключена к Южной котельной.

1.5.5. Нормативы 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 №71 от 31 мая 2013 года «О внесении изменений в приказ Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Мурманской области от 11.03.2013 №34». Данный приказ вступает в силу с 1 июня 2013 года.

Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление в городе Мурманске представлены в таблице 1.137.

Таблица 1.137 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	0,02801	0,03006	0,03024
4-6	0,02503	0,02410	-
7 и более	0,02766	0,02605	-
Многokвартирные и жилые дома после 1999 года постройки			
1-3	-	-	0,01552
4-6	0,01380	-	-
7 и более	0,01142	0,01247	-

Нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению утверждены Приказом Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Мурманской области №72 от 31 мая 2013 года «О внесении изменений в приказ Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Мурманской области от 11.03.2013 г. №35». Данный приказ вступает в силу с 1 июня 2013 года.

Существующие нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению для населения в жилых помещениях на территории города Мурманска представлены в таблице 1.138.

Таблица 1.138 Нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению для населения города Мурманска

Этажность здания	Горячее водоснабжение	
	Для жилых помещений, куб.м, на 1 человека в месяц	На общедомовые нужды, куб.м, на 1 кв.м, в месяц
1. Полное благоустройство		
1.1. Многоквартирные дома и/или жилые дома с горячим и холодным водоснабжением, водоотведением, оборудованные раковинами, мойками, ваннами сидящими 1200 мм с душем:		
1-3 этажа	-	-
4-6 этажей	2,96	0,03
7 и более этажей	2,96	0,03
1.2. Многоквартирные дома и/или жилые дома с горячим и холодным водоснабжением, водоотведением,		

Этажность здания	Горячее водоснабжение	
	Для жилых помещений, куб.м, на 1 человека в месяц	На общедомовые нужды, куб.м, на 1 кв.м, в месяц
оборудованные раковинами, мойками, ваннами длиной 1500-1550 мм с душем:		
1-3 этажа	3,17	0,015
4-6 этажей	3,17	0,03
7 и более этажей	3,17	0,03
1.3.Многоквартирные дома и/или жилые дома с горячим и холодным водоснабжением, водоотведением, оборудованные раковинами, мойками, ваннами длиной 1650-1700 мм с душем:		
1-3 этажа	3,37	0,015
4-6 этажей	3,37	0,03
7 и более этажей	3,37	0,03
1.4.Многоквартирные дома и/или жилые дома с горячим и холодным водоснабжением, водоотведением, оборудованные раковинами, мойками, ваннами без душа:		
1-3 этажа	2,57	0,015
4-6 этажей	2,57	0,03
7 и более этажей	2,57	0,03
1.5.Многоквартирные дома и/или жилые дома с горячим и холодным водоснабжением, водоотведением, оборудованные раковинами, мойками, душем:		
1-3 этажа	1,97	0,015
4-6 этажей	1,97	0,03
7 и более этажей	1,97	0,03
1.6.Многоквартирные дома и/или жилые дома с горячим и холодным водоснабжением, водоотведением, оборудованные раковинами, мойками:		
1-3 этажа	1,00	0,015
4-6 этажей	1,00	0,03
7 и более этажей	1,00	0,03

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

1.6.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки источников теплоснабжения представлен в таблице 1.139.

Таблица 1.139 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки источников теплоснабжения

Наименование источника	Ед. измерения	Значение показателя
Мурманская ТЭЦ		
Установленная мощность	Гкал/час	260
Располагаемая мощность	Гкал/час	260
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	27,3
то же в %	%	10,50%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	232,70
Потери в тепловых сетях, в т.ч.	Гкал/час	26,023
то же в %	%	9,15%
Потери в тепловых сетях ОАО "Мурманская ТЭЦ"	Гкал/час	13,623
то же в %	%	4,79%
Потери в тепловых сетях ОАО "МЭС"	Гкал/час	12,40
то же в %	%	4,36%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	284,40
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	-77,723
	%	-33,4%
Южная котельная		
Установленная мощность	Гкал/час	461
Располагаемая мощность	Гкал/час	461
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	22,092
то же в %	%	6,52%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	438,9
Потери в тепловых сетях, в т.ч.	Гкал/час	26,671
то же в %	%	9,20%
Потери в тепловых сетях ОАО "Мурманская ТЭЦ"	Гкал/час	11,828
то же в %	%	4,08%
Потери в тепловых сетях ОАО "МЭС"	Гкал/час	14,84
то же в %	%	5,12%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	289,90
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	122,337
	%	27,9%
Восточная котельная		
Установленная мощность	Гкал/час	390
Располагаемая мощность	Гкал/час	390
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	15,227
то же в %	%	8,26%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	374,773
Тепловая мощность, получаемая от ОАО "Завод ТО ТБО»	Гкал/час	15,41
Потери в тепловых сетях, в т.ч.	Гкал/час	16,046
то же в %	%	9,49%
Потери в тепловых сетях ОАО "Мурманская ТЭЦ"	Гкал/час	7,230
то же в %	%	4,27%
Потери в тепловых сетях ОАО "МЭС"	Гкал/час	8,816
то же в %	%	5,21%

Наименование источника	Ед. измерения	Значение показателя
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	153,10
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	221,037
	%	59,0%
АО "Мурманэнергосбыт"		
Котельная "Северная"		
Установленная мощность	Гкал/час	367,700
Располагаемая мощность	Гкал/час	348,400
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	12,08
то же в %	%	5,13%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	336,320
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	20,735
то же в %	%	9,29%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	202,53
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	113,056
	%	33,6%
Котельная поселка Абрам-Мыс		
Установленная мощность	Гкал/час	24,18
Располагаемая мощность	Гкал/час	21,46
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,474
то же в %	%	12%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	20,986
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,530
то же в %	%	13%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	3,93
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	16,527
	%	78,7%
Котельная РОСТА		
Установленная мощность	Гкал/час	159,74
Располагаемая мощность	Гкал/час	59,74
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	2,729
то же в %	%	9,90%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	57,011
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	4,159
то же в %	%	15,09%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	27,56
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	25,289
	%	44,4%
Котельная ТЦ «Росляково - 1»		
Установленная мощность	Гкал/час	50,4
Располагаемая мощность	Гкал/час	32,56
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	1,125
то же в %	%	5,30%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	31,435
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	2,650
то же в %	%	12,48%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	21,23
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	7,553
	%	24,0%
Котельная ТЦ «Росляково Южная»		
Установленная мощность	Гкал/час	7,63
Располагаемая мощность	Гкал/час	5,61
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,125
то же в %	%	5,27%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	5,485
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,125
то же в %	%	5,27%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	2,37
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,994
	%	54,6%

Наименование источника	Ед. измерения	Значение показателя
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	3,112
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,000
то же в %	%	
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	0,928
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,184
	%	70,2%
Дизельная котельная		
Установленная мощность	Гкал/час	2,06
Располагаемая мощность	Гкал/час	2,06
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,0084541
то же в %	%	0,89%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	2,052
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,000
то же в %	%	
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	0,9499
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	1,102
	%	53,70%
ОАО "Завод ТО ТБО"		
Завод ТО ТБО		
Установленная мощность	Гкал/час	60,3
Располагаемая мощность	Гкал/час	30,15
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	6,160
то же в %	%	28,49%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	23,990
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,049
то же в %	%	0,32%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	15,41
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	8,531
	%	35,6%
ММРП		
Установленная мощность	Гкал/час	140
Располагаемая мощность	Гкал/час	112
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	2,00
то же в %	%	13,33%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	110,000
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	2,00
то же в %	%	18,18%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	11,000
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	97,000
	%	88,2%
ММТП		
Установленная мощность	Гкал/час	15,522
Располагаемая мощность	Гкал/час	15,522
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,812
то же в %	%	5,79%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	14,710
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,921
то же в %	%	6,57%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	14,03
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	-0,242
	%	-1,64%
Котельная №22		
Установленная мощность	Гкал/час	14,3

Наименование источника	Ед. измерения	Значение показателя
Располагаемая мощность	Гкал/час	14,3
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,033
то же в %	%	8,24%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	14,267
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,064
то же в %	%	15,81%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	0,41
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	13,798
	%	96,7%
ИТОГО г Мурманск		
Установленная мощность	Гкал/час	1955,962
Располагаемая мощность	Гкал/час	1755,932
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	90,183
то же в %	%	8,77%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	1665,749
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	99,337
то же в %	%	9,67%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	1027,744
Резерв("+)/ Дефицит("-")	Гкал/час	538,668
	%	32,3%

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

Тепловая нагрузка ОАО «Завода 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 ПАО «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. Баланс резервов и дефицитов тепловой мощности нетто

В таблице 1.140 приведен перечень резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии. На рисунках дано графическое представление тепловой мощности нетто источников и ее резервов/дефицитов.

Таблица 1.140 Перечень резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии

Показатель	Размерность	Значение показателя
Мурманская ТЭЦ		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	-77,723
	%	-33,40%
Южная котельная		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	122,337
	%	27,87%
Восточная котельная		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	221,037
	%	58,98%
Котельная "Северная"		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	113,056
	%	33,62%
Котельная РОСТа		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	25,289
	%	44,36%
Котельная пос. Абрам-Мыс		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	16,527
	%	78,75%
Котельная ММРП		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	97,000
	%	82%
Котельная ММТП		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	-0,242
	%	-2%
Угольная котельная пос. Дровяное		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,184
	%	70,18%
Дизельная котельная пос. Дровяное		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	1,102
	%	53,70%
Завод ТО ТБО		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	8,531
	%	35,56%
Котельная ТЦ «Росляково - 1»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	7,553
	%	24,03%
Котельная ТЦ «Росляково Южная»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,994
	%	54,57%
Котельная №22		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	13,798
	%	96,71%

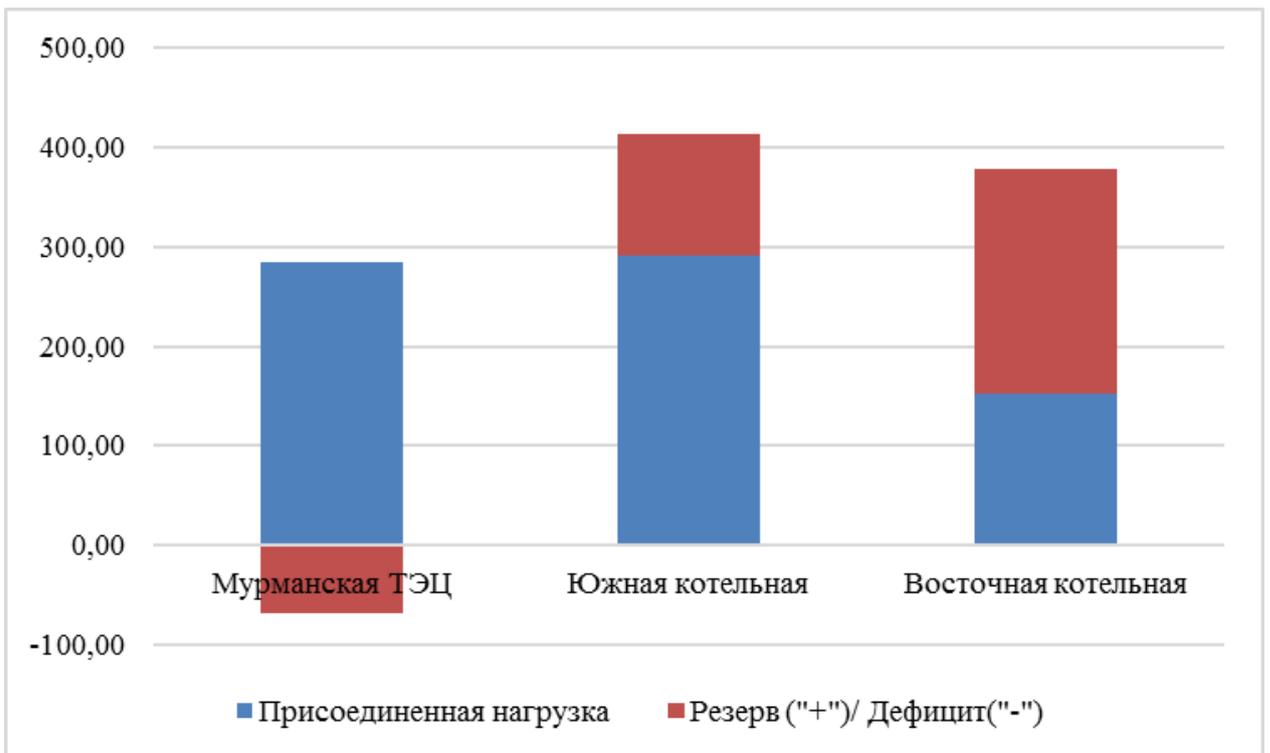


Рисунок 1.59. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто источников ПАО «Мурманская ТЭС»

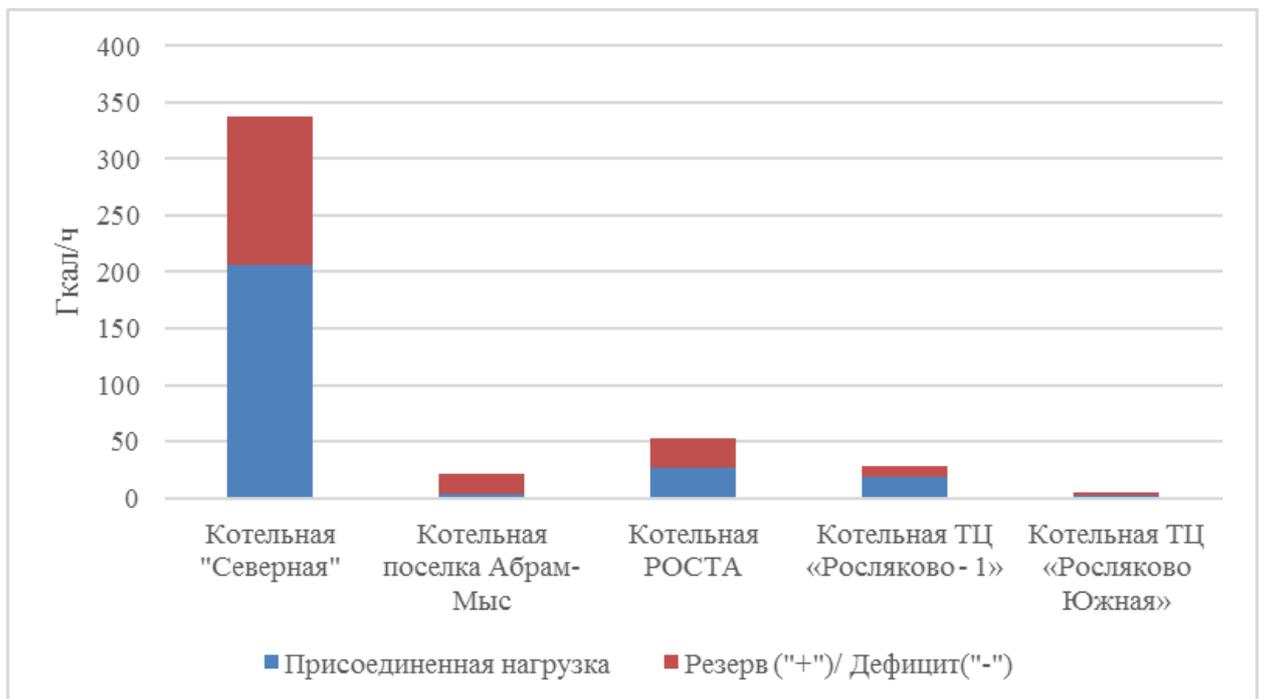


Рисунок 1.60. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто источников АО «Мурманэнергосбыт»

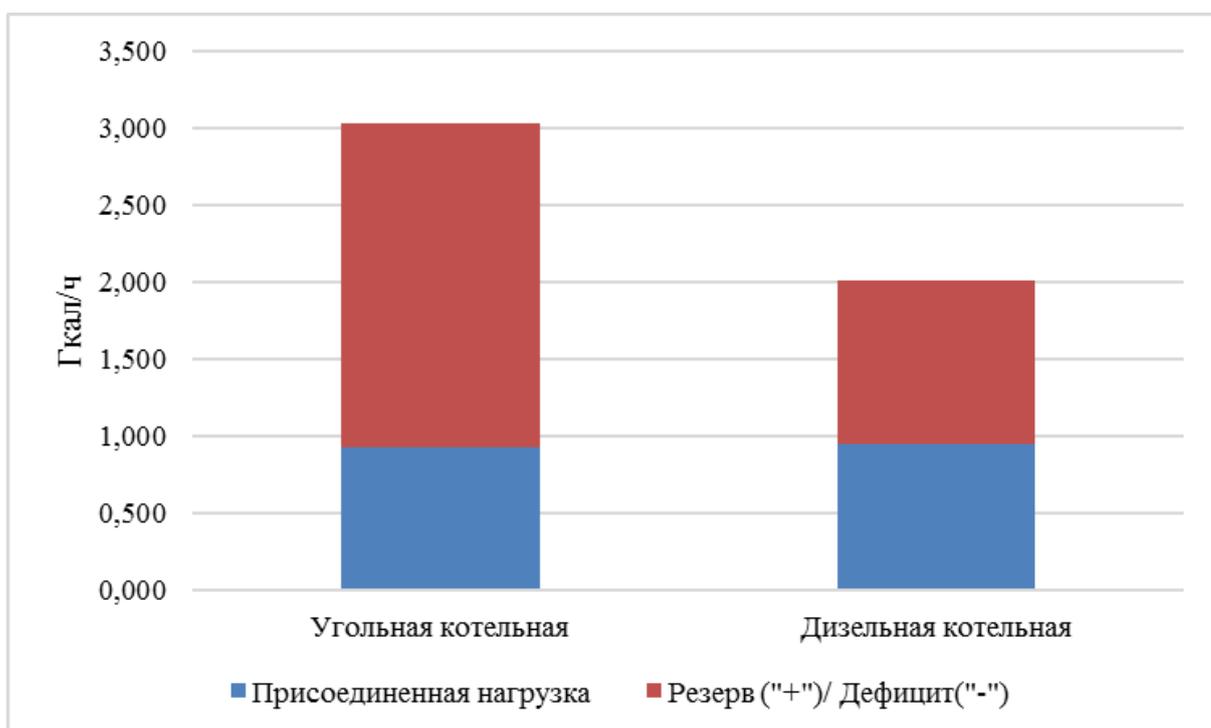


Рисунок 1.61. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто источников МУП МУК

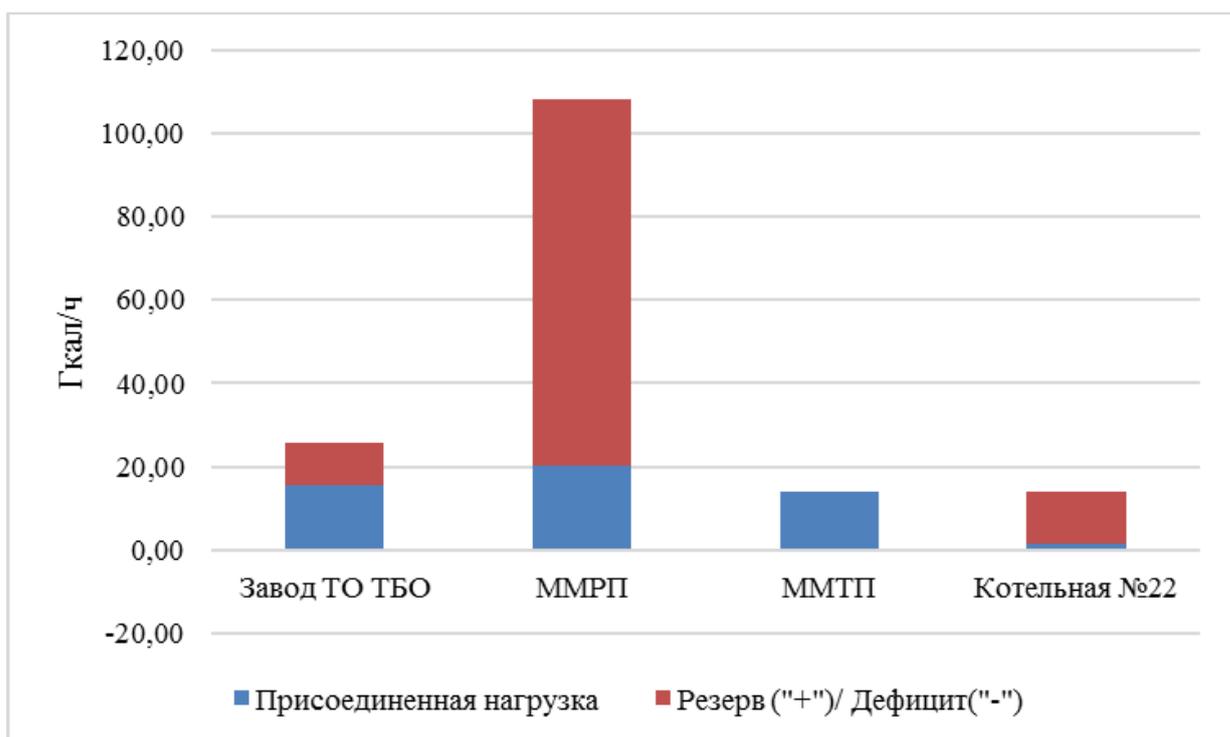


Рисунок 1.62. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто котельной ММРП, котельной ММТП, котельных №22 и завода ТО ТБО и

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.

Мурманская ТЭЦ и котельная ММТП имеют дефицит тепловой мощности, который составляет соответственно 33,4% и 1,64 % тепловой мощности нетто с учетом тепловых потерь в тепловых сетях.

1.6.3. Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой мощности от источника тепловой энергии до самого дальнего потребителя

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

Параметры работы головных участков тепловых сетей от источников теплоснабжения ПАО «Мурманская ТЭЦ» в зимний период приведены в таблице 1.141.

Таблица 1.141 Параметры работы головных участков источников ПАО «Мурманская ТЭЦ»

Источник	P_1 , кгс/см ²	P_2 , кгс/см ²
Мурманская ТЭЦ	10,0	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 1.142.

Таблица 1.142 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

Наименование насосной станции	Параметры до станции, кг/см ²		Параметры после станции, кг/см ²	
	P ₁	P ₂	P ₁	P ₂
НС №3	6,4	4,8	8	6,8

Насосные станции №9, №1, №4, №8, №2 и №3 повышают давление в подающем трубопроводе, НС №7 повышает давление в обратном трубопроводе.

Гидравлический режим работы тепловых сетей головных участков источников теплоснабжения АО «Мурманэнергосбыт» приведен в таблице 1.143.

Таблица 1.143 Гидравлический режим работы головных участков тепловых сетей АО «Мурманэнергосбыт»

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 п. Абрам-Мыс	6	4,5

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

Гидравлический режим работы тепловых сетей котельных МУП МУК представлен в таблице 1.144.

Таблица 1.144 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 от котельной АО «Мурманский морской рыбный порт» подается в паропроводы под давлением 10 кгс/см², возврат конденсата отсутствует.

Пар по паропроводу от завода 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 ПАО «Мурманский морской торговый порт» 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/см^2 , возврат конденсата отсутствует.

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

1.6.4. Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения

В границах города Мурманска расположен один источник с дефицитом тепловой мощности - Мурманская ТЭЦ.

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

Температурный график работы Мурманской ТЭЦ приведен на рисунке 1.63.

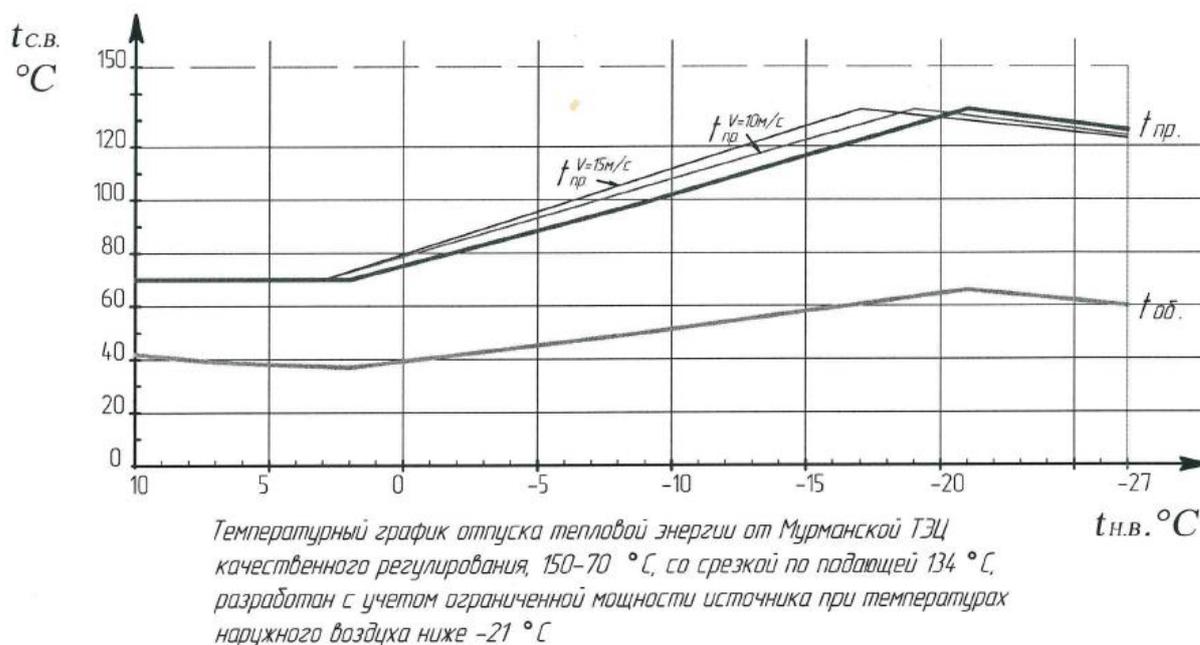


Рисунок 1.63. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии Мурманской ТЭЦ

При температуре наружного воздуха ниже минус 21°C наблюдается понижение температуры теплоносителя в подающем трубопроводе, что характерно для источников с дефицитом 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. Резервы тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможности расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности в зоны с дефицитом тепловой мощности

Все источники тепловой энергии, за исключением Мурманской ТЭЦ, имеют резерв тепловой мощности.

В таблице 1.145 представлена подключенная тепловая нагрузка потребителей по источникам тепловой энергии.

На Мурманской ТЭЦ существует дефицит тепловой мощности, таким образом, зона действия Мурманской ТЭЦ является зоной с дефицитом тепловой мощности.

Таблица 1.145 Подключенная тепловая нагрузка потребителей источников тепловой энергии в г. Мурманск

Наименование источника	Тепловая нагрузка потребителей, Гкал/час			
	Отопление	Вентиляция	ГВС ср час	Технология
Горячая вода				
Мурманская ТЭЦ	238,2	18,5	27,70	
Южная котельная	237,5	18,5	33,90	
Восточная котельная	123,0	9,4	19,30	1,40
Котельная «Северная»	164,230	12,714	21,586	
Котельная «РОСТА»	23,367	1,011	3,185	
Котельная пос. Абрам Мыс	3,4550		0,4745	
Котельная ТЦ «Росляково -1»	18,7300	0,1220	2,3800	
Котельная ТЦ «Росляково Южная»	2,0980		0,2690	
Угольная котельная пос. Дровяное	0,7702		0,1578	
Дизельная котельная пос. Дровяное	0,8467		0,1032	
Котельная ММРП	11,0			
Котельная ММТП	5,17	6,8	2,06	
Котельная №22	0,369		0,036	
ИТОГО г Мурманск	828,74	67,05	111,15	1,40
Пар				
Котельная «Северная»	0	0	0	4,0
Завод ТО ТБО	15,41	0	0	0
ИТОГО г Мурманск	0	0	0	4,0
ВСЕГО г Мурманск	844,15	67,05	111,15	5,4

Тепловая нагрузка ОАО «Завода ТО ТБО» не включена в итоговое значение подключенной тепловой нагрузки потребителей, 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 ПАО «Мурманская ТЭЦ».

Значение резервов тепловой мощности нетто на источниках тепловой энергии приведены в таблице 1.146.

Таблица 1.146 Резервы тепловой мощности нетто источников теплоснабжения

Наименование источника	Резерв тепловой мощности нетто, Гкал/час
------------------------	--

Наименование источника	Резерв тепловой мощности нетто, Гкал/час
Южная котельная	122,337
Восточная котельная	221,037
Котельная "Северная"	113,056
Котельная РОСТА	25,289
Котельная пос. Абрам Мыс	16,527
Угольная котельная пос. Дровяное	2,184
Дизельная котельная пос. Дровяное	1,102
Котельная ММРП	97,000
Завод ТО ТБО	8,527
Котельная №22	13,798
Котельная ТЦ «Росляково - 1»	7,553
Котельная ТЦ «Росляково Южная»	2,994

Дефицит тепловой мощности нетто Мурманской ТЭЦ и ММТП составляет 77,723 и 0,242 Гкал/час соответственно.

К зоне действия Мурманской ТЭЦ прилегают зоны действия следующих источников тепловой энергии: Восточная котельная, Южная котельная, котельная АО «Мурманский морской рыбный порт». Тепловые сети Мурманской ТЭЦ соединены перемычками с тепловыми сетями Южной и Восточной котельных.

На 100 м западнее Мурманской ТЭЦ проходит магистральный паропровод Ду 400 от котельной ММРП. Между паропроводом и ТЭЦ проходит железная дорога.

Дефицит тепловой мощности в зоне действия Мурманской ТЭЦ может быть ликвидирован путем строительства перемычки между паропроводом котельной ММРП и Мурманской ТЭЦ с установкой на ТЭЦ группы пароводяных теплообменников. При использовании существующего резерва тепловой мощности нетто котельной ММРП дефицит тепловой мощности нетто Мурманской ТЭЦ может быть покрыт полностью, данный дефицит может быть 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. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя

ПАО «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 1.147.

Таблица 1.147 Характеристики оборудования ХВО на Мурманской ТЭЦ

Наименование оборудования	Технические характеристики
Na-катионитовые фильтры ФИПа 1 ступени №1,2,3	диаметр фильтра - 1,5м высота фильтра - 3,0 м рабочее давление - бкг/см
Na-катионитовые фильтры ФИПа 2 ступени (№ 5,6,7,8,9)	диаметр фильтра - 1,5м высота фильтра - 3,0 м рабочее давление - бкг/см ²
Подогреватель водяной ППВ	рабочее давление в трубах и межтрубном пространстве - 7 кгС/см ² емкость в корпусе (пар) - 195 л емкость в трубчатой части (вода) - 205 л температура греющего пара - 180 ⁰ С
Насосы для подачи сырой воды на фильтры 1 ступени БК 8/18 (2 шт.)	производительность - 150 м ³ /час
Бак для расходного раствора соли	объем - 1 м ³
Насосы для подачи солевого раствора в солевой бак из ячеек соли 1,5Х-6Д-1-41(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 1.148.

Таблица 1.148 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 1.149.

Таблица 1.149 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

АО «Мурманэнергосбыт»

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 1.150.

Таблица 1.150 Технические характеристики установки ХВО на Северной котельной

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 1.151.

Таблица 1.151 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 - 2,0м 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 1.152.

Таблица 1.152 Технические характеристики установки ХВО на котельной «Абрам-мыс»

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

АО «Мурманский морской рыбный порт»

На котельной для восполнения потерь теплоносителя используют химически обессоленную воду. В процессе водоподготовки применяется двухступенчатое Na - катионирование. Используется также фильтрующий материал КУ-2-8. Исходная вода с жесткостью 300-400 мкг-экв/дм³ умягчается до величины жесткости 5 мкг-экв/дм³ и содержания кислорода 10 мкг/дм³, содержание кислорода в деаэрированной воде доходит до 0,005 мг/ дм³.

Характеристики оборудования ХВО приведены в таблице 1.153.

Таблица 1.153 Характеристики оборудования ХВО на котельной

Наименование оборудования	Технические характеристики
Na-катионитовый фильтр 1 ступени №1	диаметр фильтра - 3,0м
Na-катионитовый фильтр 1 ступени №2,3,4,5	диаметр фильтра - 2,0м
Na-катионитовые фильтры 2 ступени №1	диаметр фильтра - 3,0м
Na-катионитовые фильтры 2 ступени №2,3	диаметр фильтра - 2,0м
Na-катионитовые фильтры 2 ступени №4,5	диаметр фильтра - 1,5м
Баки солерастворители (2шт.)	объем - 3 м ³ объем - 8 м ³
Насосы исходной воды (2 шт.) 4к-8	-
Механические фильтры (фильтрующий материал - кварцевый песок)	-
Ячейки мокрого хранения соли (2 шт.)	-
Насосы раствора соли (2 шт.)	-
Бак солеочиститель	диаметр -1,0м

МУП «МУК»

Установка ХВО предусмотрена на обеих котельных организации. Средний расход воды на ХВО в расчетном периоде на 2014 год составляет 12 тонн (котельная на твердом топливе). На котельной на твердом топливе установлен бак взрыхления.

ПАО «Мурманский морской торговый порт»

На котельной для восполнения потерь теплоносителя используют химически обессоленную воду. В процессе водоподготовки применяется Na - катионирование. Установлено 3 фильтра. Используется фильтрующий материал КУ-2-8. Исходная вода с жесткостью 300-400 мкг-экв/дм³ умягчается до величины жесткости 15 мкг-экв/дм³.

ЖЭКО №1 ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ

На котельной №22 предусмотрена установка ХВО использующая в качестве ионита сульфоуголь. Средний расход воды на ХВО в расчетном периоде на 2015 год составляет 13,12 тонн.

Производительность водоподготовительных установок источников тепловой энергии в г. Мурманск приведена в таблице 1.154.

Таблица 1.154 Производительность водоподготовительных установок источников тепловой энергии в г. Мурманск

Тип и наименование источника	Производительность ВПУ, т/ч
Мурманская ТЭЦ (КТЦ)	200
Южная котельная (КЦ-1)	275
Восточная котельная (КЦ-2)	100
Котлы на ОАО «Завод ТО ТБО»	50
Котельная «Северная»	800
Котельная «Роста»	200
Котельная «Абрам Мыс»	25
Котельная АО «ММРП»	300
Котельная на тв.топливе МУП «МУК»	-
Котельная на ж.топливе МУП «МУК»	-
Котельная ПАО «ММТП»	40
Котельная ТЦ «Росляково-1»	3
Котельная ТЦ «Росляково Южная»	2
Котельная №22	2

Балансы производительности водоподготовительных установок составляются в соответствии с требованиями действующих нормативных документов, чьи требования распространяются на проектирование, строительство и эксплуатацию объектов систем теплоснабжения:

- СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003»;
- РД 34.20.501-95 "Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации" (15-е издание);
- Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок (утв. приказом Минэнерго РФ от 24 марта 2003 г. № 115);
- Порядок определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя (утв. Приказом Минэнерго РФ от 30 декабря 2008 г. № 325).

Согласно Порядку определения нормативов технологических потерь, при передаче тепловой энергии, теплоносителя, утвержденному Приказом Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. № 325, для систем теплоснабжения нормируются технологические затраты и технологические потери теплоносителя.

К нормируемым технологическим затратам теплоносителя относятся:

- затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов и при подключении новых участков тепловых сетей;
- технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования теплового и гидравлического режима, а также защиты оборудования;
- технически обоснованные затраты теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания тепловых сетей и другие регламентные работы.

К нормируемым технологическим потерям теплоносителя относятся технически неизбежные в процессе передачи и распределения тепловой энергии потери теплоносителя с его утечкой через неплотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей в пределах, установленных правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей.

Расход подпиточной воды в рабочем режиме должен компенсировать технологические потери и затраты сетевой воды в системе теплоснабжения.

Среднегодовая утечка теплоносителя ($\text{м}^3/\text{ч}$) из водяных тепловых сетей должна быть не более 0,25 % среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения. Сезонная норма утечки теплоносителя устанавливается в пределах среднегодового значения.

Для компенсации этих расчетных технологических затрат сетевой воды, необходима дополнительная производительность водоподготовительной установки и соответствующего оборудования, которая зависит от интенсивности заполнения трубопроводов. Во избежание гидравлических ударов и лучшего удаления воздуха из трубопроводов максимальный часовой расход воды (G_M) при заполнении трубопроводов тепловой сети с условным диаметром (D_u) не должен превышать значений, приведенных в Таблице 3 П.6.16 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003», либо ниже при условии такого согласования. При этом скорость заполнения тепловой сети должна быть увязана с производительностью источника подпитки и может быть ниже указанных расходов.

В результате для закрытых систем теплоснабжения максимальный часовой расход подпиточной воды (G_3 , м³/ч) составляет:

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

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 1.155.

Таблица 1.155 Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети

Наименование величин	Ед. измерения	Мурманская ТЭЦ	Южная котельная	Восточная котельная	Котельная «Северная»	Котельная "Роста"	Котельная "Абрам-мыс"	Котельная АО «ММПП»	Котельная на тв.топливе	Котельная на ж.топливе	Котельная ПАО «ММТП»	Котлы на ОАО «Завод ТО ТБО»	Котельная ТЦ «Росляково -1»	Котельная ТЦ «Росляково Южная»	Котельная №22
Располагаемая производительность ВПУ	м ³ /ч	200	275	100	800	200	25	300	-	-	40	-	3	2	2
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя теплоносителя	Ед.	0	0	0	6	0	0	2	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	24,54	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	24,54	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	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	0
Максимум подпитки	м ³ /ч	28,0	43,0	23,5	348,9	4,35	0,44	24,54	0,1	0	1,22	0,0005*	1,33	0,10	0,08

Наименование величины	Ед. измерения	Мурманская ТЭЦ	Южная котельная	Восточная котельная	Котельная «Северная»	Котельная "Роста"	Котельная "Абрам-мыс"	Котельная АО «ММРП»	Котельная на тв.топливе	Котельная на ж.топливе	Котельная ПАО «ММТП»	Котлы на ОАО «Завод ТО ТБО»	Котельная ТЦ «Росляково -1»	Котельная ТЦ «Росляково Южная»	Котельная №22
тепловой сети в эксплуатационном режиме															
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м ³ /ч	223,95	344,4	187,8	561,3	34,8	3,52	27,73	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	275,47	-	-	38,8	-	1,7	1,9	1,9
Доля резерва	%	86	84	77	56	98	98	91,82	-	-	97	-	56	95	96

* Примечание – утечки в паропроводе и конденсатопроводе ОАО «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. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление 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 1.156.

Таблица 1.156 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
Котельная АО «ММРП»	27,73
Котельная на тв.топливе	0,8
Котельная на ж.топливе	0,64
Котельная ПАО «ММТП»	9,76
Котельная ТЦ «Росляково -1»	10,6
Котельная ТЦ «Росляково Южная»	0,77
Котельная №22	0,64

1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

На территории города Мурманска функционирует 14 источников тепловой энергии.

- Мурманская ТЭЦ (КТЦ);
- Восточная котельная (КЦ-2);
- Котлы на ОАО «Завод ТО ТБО»;
- Южная котельная (КЦ-1);
- Котельная «Северная»;
- Котельная Роста;
- Котельная в п. Абрам Мыс;
- Котельная ТЦ «Росляково - 1»;
- Котельная ТЦ «Росляково Южная»;
- Котельная АО «ММРП»;
- Котельная на твердом топливе МУП «МУК»;
- Котельная на жидком топливе МУП «МУК»;
- Котельная №22;
- Котельная ПАО «ММТП».

На большинстве источников в качестве основного и резервного топлива используется топочный мазут марки М-100. Исключение составляют котельная на твердом топливе МУП «МУК» и котельная на жидком топливе МУП «МУК», на которых в качестве топлива используется каменный уголь и дизельное топливо соответственно. На котлах Завода ТО ТБО перерабатываются несортированные твердые бытовые отходы.

В качестве основного и резервного топлива на котельных АО «Мурманэнергосбыт» (кроме котельной ТЦ «Росляково Южная») используется мазут марки М-100 калорийностью 9351 Ккал/кг. Основным топливом котельной ТЦ «Росляково Южная» является уголь.

Количественное соотношение видов топлива, используемых на источниках тепловой энергии города Мурманска представлено в виде диаграммы на рисунке 1.64.

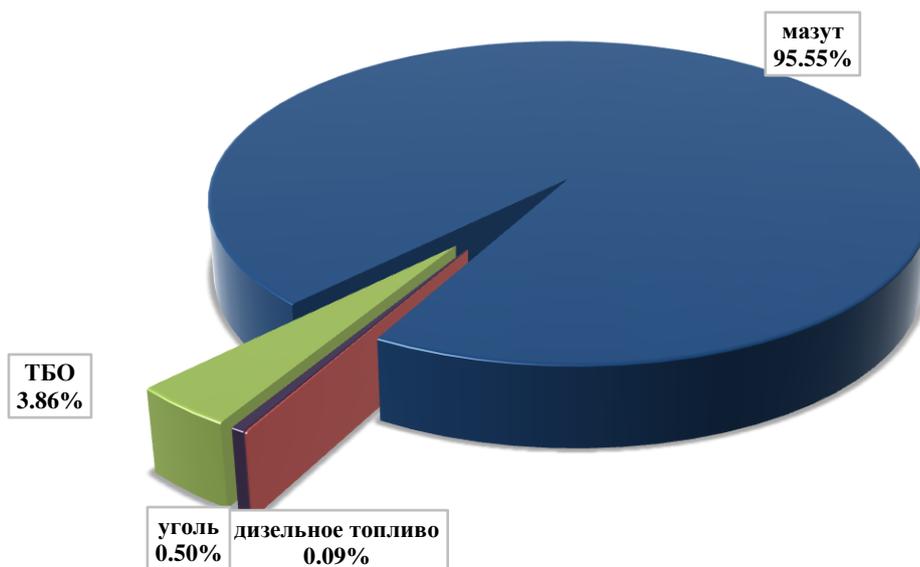


Рисунок 1.64. Количественное соотношение видов топлива, используемых на источниках тепловой энергии города Мурманска

1.8.1. Виды и количество используемого основного топлива Мурманской ТЭЦ

На Мурманской ТЭЦ в качестве основного и резервного топлива используется топочный мазут марки М-100.

Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на Мурманскую ТЭЦ за последние четыре года, представлена в таблице 1.157.

Таблица 1.157 Низшая теплотворная способность топлива

Год	2012	2013	2014	2015	2016
Низшая теплотворная способность (влажного топлива), ккал/кг	8 878	8 828	8 862	8950	8903

Топливо-энергетические балансы Мурманской ТЭЦ за 2012-2016 гг представлены в таблице 1.158. Расход условного топлива на Мурманской ТЭЦ графически в виде диаграммы представлен на рисунке 1.65.

Таблица 1.158 Топливо-энергетические балансы Мурманской ТЭЦ

Наименование показателя	Ед. измер.	2012	2013	2014	2015	2016
Расход топлива						
условного (на отпуск т.эн.)	т.у.т.	123697	120172	126204	112811	115951,5
натурального (сухое)	т	91769	88139	92506	88232	91 249
Производство тепловой энергии	Гкал	778360	763945	817953	781173	784 372
Собственные нужды	Гкал	98054	104939	121868	111 503	99 890
Расход тепловой энергии на выработку электрической энергии	Гкал	19268	18624	19038	19 532	19 302
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	678 782	656 339	696 085	669 670	684 482



Рисунок 1.65. Расход условного топлива на Мурманской ТЭЦ

Ниже представлены паспорта качества топлива (в зависимости от мест поставки), используемого на источниках ПАО «Мурманская ТЭЦ».



ОАО «Славнефть-ЯНОС»
Российская Федерация, 150023, г. Ярославль, Московский проспект, дом 130,
e-mail: roz@yunos.slavneft.ru; телефон/факс: (4852)49-81-00-40-76-76



Сертификат соответствия системы менеджмента качества
требованиям ISO 9001:2008 №: 14.0729.026 действителен до 11.07.2017

ПАСПОРТ № 310

Мазут топочный 100, 3,00 %, малозольный, 25°C

Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 013/2011 "О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту" (Решение Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011 №826)

ГОСТ 10585-2013
ОКП 02 5211

Декларация о соответствии ТС N RU Д-РУ.НХ10.В.01214
действительна с 18.12.2014 по 18.12.2019

Партия № 310
Резервуар № 202
Масса нетто 5618 т
Дата изготовления 26 апреля 2016 г.
Дата отбора проб 26 апреля 2016 г.
Дата проведения испытаний 26 апреля 2016 г.

№ п/п	Наименование показателя	Метод испытаний	Норма ТР ТС	Норма ГОСТ	Фактическое значение
1.	Вязкость условная при 100°C, градусы ВУ	ГОСТ 6258	-	не более 6,80	6,60
2.	Зольность, %	ГОСТ 1461	-	не более 0,05	0,045
3.	Массовая доля механических примесей, %	ГОСТ 6370	-	не более 1,0	0,03
4.	Массовая доля воды, %	ГОСТ 2477	-	не более 1,0	0,3
5.	Содержание водорастворимых кислот и щелочей	ГОСТ 6307	-	отсутствие	отс.
6.	Массовая доля серы, %	ГОСТ Р 51947	не более 3,5	не более 3,0	2,8
7.	Содержание сероводорода, ppm	ГОСТ Р 53716	не более 10	не более 10,0	2,0
8.	Температура вспышки в открытом тигле, °C	ГОСТ 4333, ASTM D 92*	не ниже 90	не ниже 110	128
9.	Температура застывания, °C	ГОСТ 20287	-	не выше 25	23
10.	Теплота сгорания(низшая) и пересчете на сухое топливо (небразовочная) кДж/кг	ГОСТ 21261	-	не менее 39900	42140
11.	Плотность при 15°C, кг/м ³	ГОСТ Р 51069	-	не нормируется	981,2
12.	Выход фракции, выкипающей до 350 °C, % об.	ASTM D 1160	не более 17	не нормируется	15
13.	Температура вспышки в закрытом тигле, °C	ASTM D 93	-	не ниже 80	90
14.	Фракционный состав:	ASTM D 86			
	температура начала кипения, °C		-	не ниже 200	202
	при температуре 250°C перегоняется*, % об.		-	-	2,0
	при температуре 350°C перегоняется*, % об.		-	-	26,0

* согласно письма введ. №10855 от 15.10.2015г.

п.13, п.14 согласно примечания 3 ГОСТ 10585-2013

Заключение: Мазут топочный 100, 3,00%, малозольный, 25°C 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" (Приложение 4) и ГОСТ 10585-2013

Мазут не содержит присадок.

Дополнительная информация:

-отбор проб по ГОСТ 2517,

-транспортирование и хранение - по ГОСТ 1510,

-гарантийный срок хранения - 5 лет с даты изготовления.

Зам. начальника ЦЭЛ (ОГК) - начальник товарной
лаборатории

Лаборант химического анализа

Дата выдачи паспорта



Е.Н. Кузрянцева

Г.Р. Дарисов

26 апреля 2016 г.

Филиал публичного акционерного общества
«А. Исканерная нефтяная Компания «Башнефть»
«Башнефть-Новоил»
450037, Российская Федерация,
Республика Башкортостан, г. Уфа-37
тел. +7 347 235-85-60, факс +7 347 235-85-10
или 0274051582, ОКПО 67826761
www.bashneft.ru



Branch of Public Joint Stock Oil Company bashneft
Bashneft-Novoil
10A-37,
Republic of Bashkortostan,
Russian Federation, 450037
phone +7 347 235-85-60, fax +7 347 235-85-10
TIN 0274051582, OKPO 67826761
www.bashneft.ru

Юридический адрес: 450077, Российская Федерация, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Карла Маркса, д.30, к.1

ПАСПОРТ ПРОДУКЦИИ № 156
Мазут топочный 100, 3,00%, зольный, 25 °С
ГОСТ 10585-2013



Декларация о соответствии ТС № RU Д-РУ. АЯ36.В.02174. Срок действия с 16.12.2014г. по 15.12.2017г.

Код ОКЛ 02 5211

Номер резервуара 115 Замер резервуара 890 см Масса, предназначенная для отгрузки 8100 т

Дата изготовления 01.03.2016г. Дата отбора 03.03.2016г. Масса отгруженного продукта _____ кг

Дата проведения испытаний 03.03.2016г. Дата выдачи паспорта _____ Отбор произведен по ГОСТ 2517

№	Наименование показателя	Метод испытания	Норма по ТР ТС 013/2011	Норма по ГОСТ 10585-2013	Фактическое значение
1	Вязкость условная при 100 °С, градусы ВУ, не более	ГОСТ 6258		6,80	6,6
2	Зольность, %, не более, для мазута: зольного	ГОСТ 1461		0,14	0,090
3	Массовая доля механических примесей, %, не более	ГОСТ 6370		1,0	0,70
4	Массовая доля воды, %, не более	ГОСТ 2477		1,0	0,1
5	Содержание водорастворимых кислот и щелочей	ГОСТ 6307		Отсутствие	Отсутствие
6	Массовая доля серы, %, не более	ГОСТ Р 51947	3,5	3,00	2,63
7	Содержание сероводорода, ppm (мг/кг), не более	ГОСТ Р 53716	10	10	4,3
8	Температура вспышки, °С, не ниже: в открытом тигле	ГОСТ 4333	90	110	120
9	Температура застывания, °С, не выше	ГОСТ 20287 (метод Б)		25	14
10	Теплота сгорания (низшая) в пересчете на сухое топливо (нобраковочная), кДж/кг, не менее, для мазута с содержанием серы, %: 3,00	ГОСТ 21261		39900	39420
11	Плотность при 15 °С, кг/м³	ГОСТ Р 51069		Не нормируется, определение обязательно	1027,9
12	Выход фракции, выкипающей до 350 °С, % об., не более	ASTM D 1160	17		15,1

Примечание: показатель по п.10 является браковочным по условиям договоров и контрактов на поставку мазута. Продукт не содержит присадок.

Заключение: продукт соответствует требованиям технического регламента Таможенного союза «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (ТР ТС 013/2011) и ГОСТ 10585-2013.

Изготовитель гарантирует соответствие качества продукта требованиям настоящего стандарта и технического регламента в течение 5 лет со дня изготовления при соблюдении потребителем условий транспортировки и хранения по ГОСТ 1510.

№ 51663037,51607885,51600906,51464998,51597516,51519197,
51522183,53859542,51697753,51723914,53922100,51675288,51659944,
53975090,51660413,51659449,51143485,

Начальник ОТК (доверенность №ДОВ/С/32/159/16/ОТК): подпись Белова Т.В.

Начальник лаборатории: подпись Сулова З.В.

Старший лаборант: Бикбулатова З.В.





ТОВ

**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
"ГАЗПРОМНЕФТЬ - МОСКОВСКИЙ НПЗ"**



109429 Россия, г. Москва, Капотов, 2 квартал, дом 1, корпус 3, тел.: +7(495) 734-92-00, факс: 355-62-52
ТЕЛЕФАКС: 111150, МОСКВА БИТУМ e-mail: bitum@nprz.ru, http://www.nprz.ru

ПАСПОРТ № 278



Продукция: Мазут топочный 100, 3,00%, зольный, 25°C

ГОСТ 10585-2013

Декларация о соответствии: ТС № RU Д- RU.A902.B.00666 от 18.12.2014 г. по 17.12.2019 г., выдана ОС продукции ООО «ЦСМВ».

Номер резервуара: 533	Дата изготовления продукта: 11.09.2015
Номер партии: 278	Дата отбора проб: 11.09.2015
Уровень наполнения резервуара / масса: 1582 см / 24370 т	Дата проведения анализов: 11.09.2015

№ п/п	Наименование показателя	Нормы ТР ТС	Нормы ГОСТ	Фактическое значение
1	Вязкость при 100°C, условная, градусы ВУ	-----	не более 6,8	6,3
2	Зольность, %	-----	не более 0,14	0,051
3	Массовая доля механических примесей, %*	-----	не более 1,0	0,1000
4	Массовая доля воды, %	-----	не более 1,0	следы
5	Содержание водорастворимых кислот и щелочей*	-----	отсутствие	отсутствие
6	Массовая доля серы, %	не более 3,5	не более 3,00	2,59
7	Содержание сероводорода, ppm (мг/кг)	не более 10	не более 10	7,0
8	Температура вспышки в открытом тигле, °C	не ниже 90	не ниже 110	136
9	Температура застывания, °C	-----	не выше 25	7
10	Теплота сгорания (низшая) в пересчете на сухое топливо (небраковочная), КДж/кг*	-----	не менее 39900	40325
11	Плотность при 15°C, кг/м ³	-----	не нормируется	987,6
12	Выход фракции, выкипающей до 350°C, % (об)	не более 17	-----	10,3

Дополнительные информационные показатели:				
Температура вспышки в закрытом тигле, °C	-----	не ниже 80°C	84	
Фракционный состав:				
- температура начала кипения, °C	-----	не ниже 200°C	250	
- перегоняется при температуре 250°C, % (об.)	-----	-----	0,0	
Вязкость при 50°C, кинематическая, мм ² /с (сСт)	-----	-----	515,2	
Вязкость при 80°C, условная, градусы ВУ	-----	-----	14,8	

* - показатель определяют периодически в соответствии с НД

Заключение: Мазут топочный 100, 3,00%, зольный, 25°C соответствует требованиям Технического регламента Таможенного союза "О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту" (ТР ТС 012/2011) и ГОСТ 10585-2013

Испытания проведены в аккредитованной Федеральной службой по аккредитации в качестве Испытательной лаборатории (центра) Аттестат аккредитации № RA.RU.22HX05

Начальник ЦККП/ИЦ		Дата выдачи	11.09.2015
Контролер качества		Время выдачи	11:23:00



ОАО

«ГАЗПРОМНЕФТЬ - МИНСК»



Акционерное общество
"РЯЗАНСКАЯ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩАЯ КОМПАНИЯ"

Российская Федерация, город Рязань
e-mail: nprk@rosneft.ru, тел.: (4912) 933240, факс: (4912) 933084



РОСНЕФТЬ

Система менеджмента качества соответствует требованиям ISO 9001:2008,
сертификат 31100440 QM08, действителен до 30 июня 2018 г.

ПАСПОРТ № 15471

Мазут топочный 100, 3,00 %
малозольный, 25°C по ГОСТ 10585-2013

* Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 013/2011 "О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту"
(Решение Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011 г. №826) с изменениями
(Решение Совета Евразийской экономической комиссии от 23.06.2014 г. №43)
* ГОСТ 10585-2013

Протокол испытаний №: 6477
Партия №: 15471
Резервуар №: 2
Масса НЕТТО: 9128 тонн
Уровень наполнения: 15150 мм

* ОКП 02 5211

Дата изготовления: 12.08.2015

* Декларация о соответствии:

Дата отбора пробы: 12.08.2015

ТС.M RU Д-РУ.МТ23.В.00179, срок действия до 24.12.2019 г.

Дата проведения испытаний: 12.08.2015

Испытания проведены в Испытательной лаборатории ЗАО "РНПК".

Аттестат аккредитации № RA.RU.21HK40, дата внесения сведений в реестр аккредитованных лиц 27.01.2015 г.

№ п/п	Наименование показателя	Метод испытаний	Норма по ТР ТС	Норма по ГОСТ 10585-2013	Фактическое значение
1	Вязкость условная при 100°C, градусы ВУ	ГОСТ 6258	-	не более 6,80	6,8
2	Зольность, %	ГОСТ 1461	-	не более 0,05	0,049
3	Массовая доля механических примесей, %	ГОСТ 6370	-	не более 1,0	0,029
4	Массовая доля воды, %	ГОСТ 2477	-	не более 1,0	0,21
5	Содержание водородоокислительных кислот и щелочей	ГОСТ 6307 с доп. приложением по 7.5 ГОСТ 10585	-	Отсутствие	Отсутствует
6	Массовая доля серы, %	ГОСТ Р 51947	не более 3,5	не более 3,00	2,64
7	Содержание сероводорода, ppm (мг/кг)	ГОСТ Р 53716	не более 10	не более 10	1,99
8	Температура вспышки в открытом тигле, °C	ГОСТ 4333	не ниже 90	не ниже 110	139
9	Температура застывания, °C	ГОСТ 20287 (метод В)	-	не выше 25	10
10	Теплота сгорания (низшая) и пересчета на сухое топливо (испаривочная), кДж/кг	ГОСТ 21261	-	не менее 39900	40221
11	Плотность при 15°C, кг/м3	ГОСТ Р 51069	-	Не нормируется. Определяется обязательно	987,0
12	Выход фракции, выкипающей до 350°C, % об.	ASTM Д 1160	не более 17	-	16,5
13	Фракционный состав: температура начала кипения, °C	ASTM Д 86	-	не ниже 200	228,0
14	Температура вспышки в закрытом тигле, °C	ASTM Д 93	-	не ниже 80	105,0

Заключение: Мазут топочный 100, 3,00 %, малозольный, 25°C по ГОСТ 10585-2013 соответствует:

* Техническому регламенту Таможенного союза ТР ТС 013/2011 "О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту" с изменениями (Приложение 4);
* ГОСТ 10585-2013.

Топливо не содержит присадок.

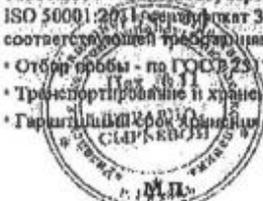
Дополнительная информация:

* Продукция изготовлена под управлением, установленным в Системе менеджмента качества, соответствующей требованиям ISO 9001:2008, сертификат 31100440 QM08; Системе экологического менеджмента, соответствующей требованиям ISO 14001:2004 + Cor.1:2009, сертификат 31100440 UM; Системе энергетического менеджмента, соответствующей требованиям ISO 50001:2011, сертификат 31100440 EM8; Системе менеджмента безопасности труда и охраны здоровья, соответствующей требованиям BS OHSAS 18001:2007, сертификат 31100440 BSOH.

* Отбор пробы - по ГОСТ 2317.

* Транспортирование и хранение - по ГОСТ 1510.

* Гарантийный срок хранения - 5 лет со дня изготовления.



Сменный инженер-технолог цеха № 11 _____ Д.А. Луезик

(дирекция № 151 от 09.02.2015 г.)

Дата, время выдачи паспорта: 13.08.2015 01:38



К особенностям поставки топлива 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.

1.8.2. Виды и количество используемого основного топлива Восточной котельной

На Восточной котельной в качестве основного топлива используется топочный мазут марки М-100. Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на Восточную котельную за последние три года, представлена в таблице 1.159.

Таблица 1.159 Низшая теплотворная способность топлива

Год	2012	2013	2014	2015	2016
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	8986	9023	8921	8901	8889

Топливо-энергетические балансы Восточной котельной за 2012-2016 гг. представлены в таблице 1.160. Расход условного топлива Восточной котельной графически в виде диаграммы представлен на рисунке 1.66.

Таблица 1.160 Топливо-энергетические балансы Восточной котельной

Наименование показателя	Ед. измер.	2012	2013	2014	2015	2016
Расход топлива:						
условного (мазут)	т.у.т.	78364	74747	73764	70711	71963,83
натурального (сухое)	т	57060	54389	57880	55609	56671
Производство тепловой энергии	Гкал	508732	482706	514069	489845	507605
Собственные нужды	Гкал	52977	47837	64409	54645	53733
Отпуск тепловой энергии с коллекторов	Гкал	542874	517720	540865	435200	453872
в т.ч. от использования т. эн. ОАО "Завод ТО ТБО"	Гкал	87119	82851	91205	78828	76324
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	541666	516315	540865	514028	530196



Рисунок 1.66. Расход условного топлива на Восточной котельной

1.8.3. 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 1200 ккал/кг до 2200 ккал/кг, в среднем калорийность составляет 1600 ккал/кг. Низшая теплота сгорания топочного мазута М-100 составляет 9500 ккал/кг.

Топливо-энергетические балансы завода ТО ТБО за 2012 – 2016 гг. представлены в таблице 1.161. Расход условного топлива завода ТО ТБО графически в виде диаграммы представлен на рисунке 1.67.



Рисунок 1.67. Расход условного топлива на Заводе ТБО

Таблица 1.161 Топливо-энергетические балансы котельной Завода ТО ТБО

Наименование показателя	Ед. измер.	2012	2013	2014	2015	2016
Расход топлива						
Твердого (ТБО)						
твердого топлива	т	90091	89490	85255	77624	67736
условного	т.у.т	20592	20455	19487	17742,6	18510
Жидкого (мазут)						
жидкого	т	1066	474	1138	244	223
условного	т.у.т	1447	643	1544	331	305
Производство тепловой энергии	Гкал	148095	146240	145355	129284	121641
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	97052	92090	91205	78827	76324

1.8.4. Виды и количество используемого основного топлива Южной котельной

На Южной котельной в качестве основного топлива используется топочный мазут марки М-100. Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на Южную котельную за последние три года, представлена в таблице 1.162.

Таблица 1.162 Низшая теплотворная способность топлива

Год	2012	2013	2014	2015	2016
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	9040	8982	8936	9076	8916

Топливо-энергетические балансы Южной котельной за 2012-2016 гг. представлены в таблице 1.163. Расход условного топлива Южной котельной графически в виде диаграммы представлен на рисунке 1.68.

Таблица 1.163 Топливо-энергетические балансы Южной котельной

Наименование показателя	Ед. измер.	2012	2013	2014	2015	2016
Расход топлива условного	т.у.т.	158399	148071	146809	139026	141383,61
натурального (мазут)	т	115243	108974	115003	107226	111 001
Производство тепловой энергии	Гкал	1001372	932637	992451	936590	968 850
Собственные нужды	Гкал	67936	62439	66521	66099	67 152
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	931713	868513	925930	870491	901698

**Рисунок 1.68. Расход условного топлива на Южной котельной**

1.8.5. Виды и количество используемого основного топлива Северной котельной

На Северной котельной в качестве основного топлива используется топочный мазут марки М-100. Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на Северную котельную за последние три года, представлена в таблице 1.164.

Таблица 1.164 Низшая теплотворная способность топлива

Год	2012	2013	2014	2015	2016
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	9590	9520	9520	9590	9660

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

Топливо-энергетические балансы Северной котельной за 2012-2016 гг. представлены в таблице 1.165. Расход условного топлива Северной котельной графически в виде диаграммы представлен на рисунке 1.69.



Рисунок 1.69. Расход условного топлива на Северной котельной

Таблица 1.165 Топливо-энергетические балансы Северной котельной

Наименование показателя	Ед. измер.	2012	2013	2014*	2015	2016
Расход топлива						
условного	т.у.т.	105768	99072	99072	96975	98245,7
натурального (мазут)	т	77245	72847	72847	70857	71336,1
Производство тепловой энергии	Гкал	674575	628865	628865	601554	600186
Собственные нужды	Гкал	35231	32940	32940	32900	31972
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	639344	595925	595925	569357	568214

* - приняты показатели 2013 г.

1.8.6. 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 последние три года, представлена в таблице 1.166.

Таблица 1.166 Низшая теплотворная способность топлива

Год	2012	2013	2014	2015	2016
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	9590	9520	9520	9590	9660

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

Топливо-энергетические балансы котельной «РОСТА» за 2012 – 2016 гг. представлены в таблице 1.167. Расход условного топлива котельной «РОСТА» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 1.70.



Рисунок 1.70. Расход условного топлива на котельной «РОСТа»

Таблица 1.167 Топливно-энергетические балансы котельной «РОСТа»

Наименование показателя	Ед. измер.	2012	2013	2014*	2015	2016
Расход топлива						
условного	т.у.т.	17400	17192	17192	16645	16788,8
натурального (мазут)	т	12708	12641	12641	12168	12188,67
Производство тепловой энергии	Гкал	113177	104741	104741	109051	106889
Собственные нужды	Гкал	10344	10238	10238	10788	10585
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	102833	94503	94503	98263	96304

* - приняты показатели 2013 г.

1.8.7. Виды и количество используемого основного топлива котельной в пос. Абрам Мыс

На котельной в пос. Абрам Мыс в качестве основного топлива используется топочный мазут марки М-100. Низшая теплота сгорания мазута составляет 9350 ккал/кг.

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

Топливо-энергетические балансы котельной в пос. Абрам Мыс за 2012 - 2016 гг. представлены в таблице 1.168. Расход условного топлива котельной в пос. Абрам Мыс графически в виде диаграммы представлен на рисунке 1.71.



Рисунок 1.71. Расход условного топлива на котельной в пос. Абрам Мыс

Таблица 1.168 Топливо-энергетические балансы котельной в пос. Абрам Мыс

Наименование показателя	Ед. измер.	2012	2013	2014*	2015	2016
Расход топлива						
условного	т.у.т.	3362	3190	3190	3101	3086,77
жидкого (мазут)	т	2456	2345	2345	2266	2238,84
Производство тепловой энергии	Гкал	16974	15400	15400	15985	15639
Собственные нужды	Гкал	1929	1662	1662	1941	1886
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	15045	13738	13738	14044	13753

* - приняты показатели 2013 г.

1.8.8. Виды и количество используемого основного топлива котельной АО «ММРП»

На котельной АО «ММРП» в качестве основного топлива используется топочный мазут марки М-100. Низшая теплота сгорания мазута составляет 9590 ккал/кг.

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

Топливо-энергетические балансы котельной АО «ММРП» за 2012- 2016 гг. представлены в таблице 1.169. Расход условного топлива котельной АО «ММРП» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 1.72.



Рисунок 1.72. Расход условного топлива на котельной АО «ММРП»

Таблица 1.169 Топливо-энергетические балансы котельной АО «ММРП»

Показатель	Ед. изм.	2012	2013	2014	2015	2016
Расход топлива						
условного	т.у.т.	17351	17620	13610	10172	9003,6
жидкого (мазут)	т	12665	12861	9934	7425	6572
Производство тепловой энергии	Гкал	111623	113204	87767	67758	59539
Собственные нужды	Гкал	13627	13039	11210	9443	8053
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	97996	100165	76557	58315	51486

1.8.9. Виды и количество используемого основного топлива котельной на твердом топливе МУП «МУК»

На котельной на твердом топливе МУП «МУК» в пос. Дровяное в качестве основного топлива используется каменный уголь марки Д, крупностью 50-200(300) мм (ДПК 50-300 мм). Низшая теплота сгорания топлива составляет 5500 ккал/кг.

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

Топливо-энергетические балансы котельной на твердом топливе МУП «МУК» за 2012-2016 гг. представлены в таблице 1.170. Расход условного топлива котельной МУП «МУК» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 1.73.



Рисунок 1.73. Расход условного топлива на котельной на твердом топливе МУП «МУК»

Таблица 1.170 Топливо-энергетические балансы котельной на твердом топливе МУП «МУК»

Показатель	Ед. изм.	2012	2013	2014	2015	2016
Расход топлива						
условного	т.у.т	2088,8	2007,4	2323,11	2101,85	2127,7
твердого (уголь)	т	2658,5	2554,9	2956,69	2675,08	2707,96
Производство тепловой энергии	Гкал	4459,8	4286,1	4960,076	4487,612	4 547,468
Собственные нужды	Гкал	84,7	81,4	94,241	85,26	86,39
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	4375,1	4204,6	4865,835	4402,356	4 461,073

1.8.10. Виды и количество используемого основного топлива котельной на жидком топливе МУП «МУК»

На котельной на жидком топливе МУП «МУК» в пос. Дровяное в качестве основного топлива используется топливо дизельное Л-0,2-62. Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на котельную, составляет 10 023 ккал/кг.

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

Топливо-энергетические балансы котельной на жидком топливе МУП «МУК» за 2012-2016 гг. представлены в таблице 1.171. Расход условного топлива котельной МУП «МУК» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 1.74.

Таблица 1.171 Топливо-энергетические балансы котельной на жидком топливе МУП «МУК»

Показатель	Ед. изм.	2012	2013	2014	2015	2016
Расход топлива						
условного	т.у.т	492,9	472,9	516,38	505,85	411,0
жидкого топлива (диз.топливо)	т	344,2	330,3	360,636	353,283	287,04
Производство тепловой энергии	Гкал	3164,0	3022,6	3308,14	3240,87	2698,9
Собственные нужды	Гкал	28,4	27,2	29,75	29,17	24,3
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	3135,6	2995,4	3278,39	3211,7	2674,6

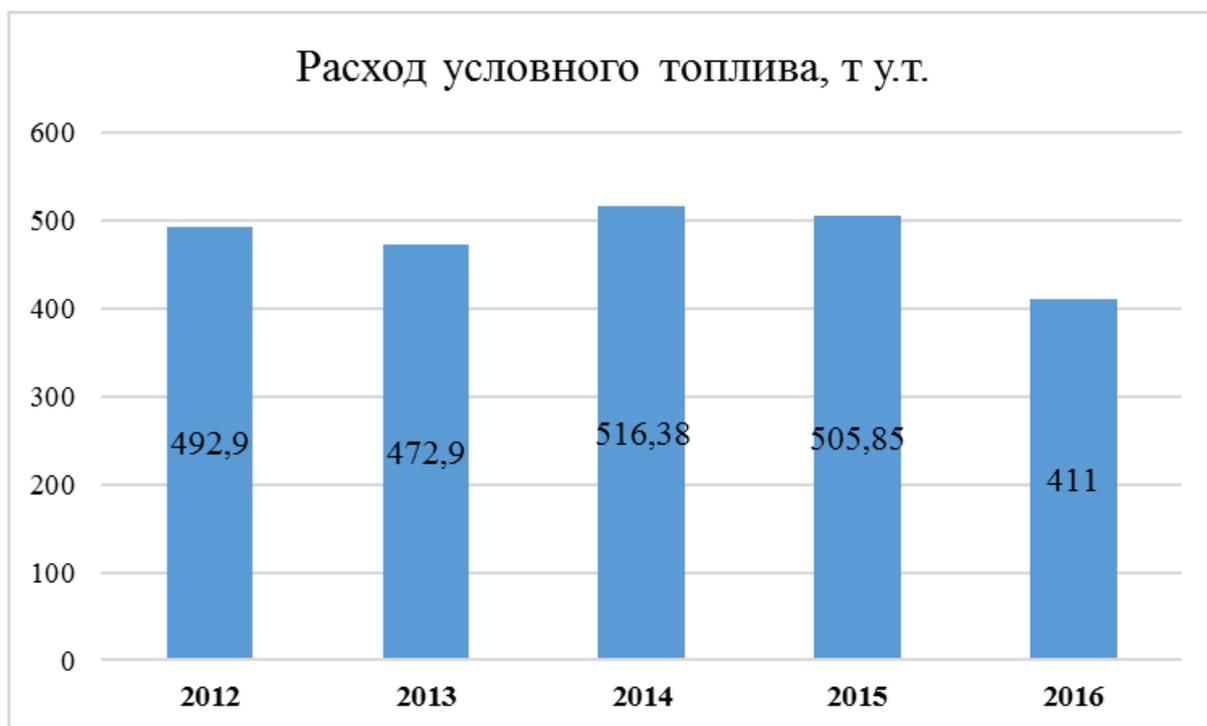


Рисунок 1.74. Расход условного топлива на котельной на жидком топливе МУП «МУК»

1.8.11. Виды и количество используемого основного топлива котельной ПАО «ММТП»

На котельной ПАО «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 ПАО «ММТП» за последние три года, представлена в таблице 1.172.

Таблица 1.172 Низшая теплотворная способность (влажного топлива)

Год	2012	2013	2014	2015	2015
Низшая теплотворная способность (влажного топлива), ккал/кг	9871	9920	9928	9928	9920

Топливо-энергетические балансы котельной ПАО «ММТП» за 2012-2016 гг. представлены в таблице 1.173. Расход условного топлива котельной ПАО «ММТП» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 1.75.



Рисунок 1.75. Расход условного топлива на котельной ПАО «ММТП»

Таблица 1.173 Топливо-энергетические балансы котельной ПАО «ММТП»

Наименование показателя	Ед. измер.	2012	2013	2014	2015	2016
Расход топлива						
условного топлива	т.у.т.	4223	3603	4018	3666,3	3087
жидкого топлива (мазут)	т	2995	2543	2833	2585	2253
Производство тепловой энергии	Гкал	22247	18963	21012	19217	19217

Наименование показателя	Ед. измер.	2012	2013	2014	2015	2016
Собственные нужды	Гкал	1807	1780	1515	1681	1218
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	20783	20467	17446	19331	17999

1.8.12. 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 9952,2 Ккал/кг. Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Ввиду того, что котельная передана в эксплуатацию ЖЭКО №1 ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ лишь в 2015 году, ниже приводятся сведения о работе источника лишь за 2 месяца 2015 года:

- Производство тепловой энергии – 2794,01 Гкал;
- Собственные нужды – 15,66 Гкал;
- Отпуск тепловой энергии в сеть – 2778,35 Гкал;
- Расход топлива:
 - условного топлива – 601,13 т у.т.
 - жидкого топлива (мазут) – 422,81 т.

Данные о работе источника в 2016 году, полученные из открытых источников информации, приведены ниже:

- Производство тепловой энергии – 14356 Гкал;
- Собственные нужды – 1093 Гкал;
- Отпуск тепловой энергии в сеть – 13263 Гкал;
- Расход топлива:
 - условного топлива – 2970 т у.т.
 - жидкого топлива (мазут) – 2168 т.

1.8.13. 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, составляет 9351 Ккал/кг. Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Топливо-энергетический баланс котельной ТЦ «Росляково-1» за 2014-2015 гг. представлены в таблице 1.174.

Таблица 1.174 Топливо-энергетический баланс котельной ТЦ «Росляково-1»

Наименование показателя	Ед. измер.	2014	2015	2016
Расход топлива:				
условного топлива	т.у.т.	16244,13	15400,6	14738,8
жидкого топлива (мазут)	т	11883,57	11286,9	10682,7
Производство тепловой энергии	Гкал	91291	92322	90514
Собственные нужды	Гкал	11391	9140	8390
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	79900	83182	82124

1.8.14. Виды и количество используемого основного топлива котельной ТЦ «Росляково Южная»

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

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

Топливо-энергетический баланс котельной ТЦ «Росляково Южная» за 2014-2016 гг. представлены в таблице 1.175.

Таблица 1.175 Топливо-энергетический баланс котельной ТЦ «Росляково Южная»

Наименование показателя	Ед. измер.	2014	2015	2016
Расход топлива:				
условного топлива	т.у.т.	3654,48	3776,25	3709,02
твердого топлива)	т	4625,91	4788,63	4906,2
Производство тепловой энергии	Гкал	8895	13833	15440
Собственные нужды	Гкал	469	605	618
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	8426	13228	14822

1.9. Надёжность теплоснабжения

1.9.1. Общие положения

1. Настоящая методика по анализу показателей, используемых для оценки надёжности систем теплоснабжения, разработана в соответствии с пунктом 2 постановления Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, №34, ст. 4734).

2. Для оценки надёжности системы теплоснабжения используются следующие показатели установленные в соответствии с пунктом 123 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утверждённым постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. № 808:

- показатель надёжности электроснабжения источников тепловой энергии;
- показатель надёжности водоснабжения источников тепловой энергии;
- показатель надёжности топливоснабжения источников тепловой энергии;
- показатель соответствия тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам потребителей;
- показатель уровня резервирования источников тепловой энергии и элементов тепловой сети путём их кольцевания и устройств перемычек;
- показатель технического состояния тепловых сетей, характеризующий наличием ветхих, подлежащих замене трубопроводов;
- показатель интенсивности отказов систем теплоснабжения;
- показатель относительного аварийного недоотпуска тепла;
- показатель готовности теплоснабжающих организаций к проведению аварийно-восстановительных работ в системах теплоснабжения (итоговый показатель);
- показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом;
- показатель оснащённости машинами, специальными механизмами и оборудованием;
- показатель наличия основных материально-технических ресурсов;

– показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания для ведения аварийно-восстановительных работ.

3. В методике используются понятия, термины и определения, установленные законодательством Российской Федерации, регулирующим правоотношения в сфере теплоснабжения и горячего водоснабжения.

1.9.2. Анализ и оценка надёжности системы теплоснабжения

1. Надёжность системы теплоснабжения обеспечивается надёжной работой всех элементов системы теплоснабжения, а также внешних, по отношению к системе теплоснабжения, систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии.

2. Показатели надёжности системы теплоснабжения:

а) показатель надёжности электроснабжения источников тепловой энергии ($K_э$) характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

$K_э=1,0$ – при наличии резервного электроснабжения;

$K_э=0,6$ – при отсутствии резервного электроснабжения;

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_э^{общ} = \frac{Q_i * K_э^{уст.i} + \dots + Q_n * K_э^{уст.n}}{Q_i + Q_n}, \quad (1)$$

где $K_э^{уст.i}$, $K_э^{уст.n}$ - значения показателей надёжности отдельных источников тепловой энергии;

$$Q_i = \frac{Q_{факт}}{t_ч}, \quad (2)$$

где Q_i, Q_n - средние фактические тепловые нагрузки за предшествующие 12 месяцев по каждому i -му источнику тепловой энергии;

$t_ч$ – количество часов отопительного периода за предшествующие 12 месяцев.

n – количество источников тепловой энергии.

б) показатель надёжности водоснабжения источников тепловой энергии ($K_в$) характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

$K_g = 1,0$ – при наличии резервного водоснабжения;

$K_g = 0,6$ – при отсутствии резервного водоснабжения;

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_g^{общ} = \frac{Q_i * K_g^{уст.i} + \dots + Q_n * K_g^{уст.n}}{Q_i + Q_n}, \quad (3)$$

где $K_g^{уст.i}$, $K_g^{уст.n}$ - значения показателей надёжности отдельных источников тепловой энергии;

в) показатель надёжности топливоснабжения источников тепловой энергии (K_m) характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

$K_m = 1,0$ – при наличии резервного топливоснабжения;

$K_m = 0,5$ – при отсутствии резервного топливоснабжения;

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_m^{общ} = \frac{Q_i * K_m^{уст.i} + \dots + Q_n * K_m^{уст.n}}{Q_i + Q_n}, \quad (4)$$

где $K_m^{уст.i}$, $K_m^{уст.n}$ - значения показателей надёжности отдельных источников тепловой энергии;

г) показатель соответствия тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам потребителей (K_δ) характеризуется долей (%) тепловой нагрузки, не обеспеченной мощностью источников тепловой энергии и/или пропускной способностью тепловых сетей:

$K_\delta = 1,0$ – полная обеспеченность;

$K_\delta = 0,8$ – не обеспечена в размере 10% и менее;

$K_\delta = 0,5$ – не обеспечена в размере более 10%.

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_{\sigma}^{общ} = \frac{Q_i * K_{\sigma}^{ист.i} + \dots + Q_n * K_{\sigma}^{ист.n}}{Q_i + Q_n}, \quad (5)$$

где $K_{\sigma}^{ист.i}$, $K_{\sigma}^{ист.n}$ - значения показателей надёжности отдельных источников тепловой энергии;

д) показатель уровня резервирования источников тепловой энергии и элементов тепловой сети путём их кольцевания и устройства перемычек (K_p), характеризуемый отношением резервируемой расчётной тепловой нагрузки к сумме расчётных тепловых нагрузок (%), подлежащих резервированию согласно схеме теплоснабжения поселений, городских округов, выраженный в %:

Оценку уровня резервирования (K_p):

от 90% до 100% - $K_p = 1,0$;

от 70% до 90% включительно - $K_p = 0,7$;

от 50% до 70% включительно - $K_p = 0,5$;

от 30% до 50% включительно - $K_p = 0,3$;

менее 30% включительно - $K_p = 0,2$.

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_p^{общ} = \frac{Q_i * K_p^{ист.i} + \dots + Q_n * K_p^{ист.n}}{Q_i + Q_n}, \quad (6)$$

где $K_p^{ист.i}$, $K_p^{ист.n}$ - значения показателей надёжности отдельных источников тепловой энергии;

е) показатель технического состояния тепловых сетей (K_c), характеризуемый долей ветхих, подлежащих замене трубопроводов, определяется по формуле:

$$K_c = \frac{S_c^{экспл} - S_c^{ветх}}{S_c^{экспл}}, \quad (7)$$

где $S_c^{экспл}$ - протяжённость тепловых сетей, находящихся в эксплуатации;

$S_c^{ветх}$ - протяжённость ветхих тепловых сетей, находящихся в эксплуатации.

ж) показатель интенсивности отказов тепловых сетей ($K_{отк.мс}$), характеризуемый количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением:

$$I_{отк.мс} = \frac{n_{отк}}{S} [1/(км*год)], \quad (8)$$

где

$n_{отк}$ – количество отказов за предыдущий год;

S – протяжённость тепловой сети (в двухтрубном исчислении) данной системы теплоснабжения [км].

В зависимости от интенсивности отказов ($I_{отк.мс}$) определяется показатель надёжности тепловых сетей ($K_{отк.мс}$):

до 0,2 включительно - $K_{отк.мс} = 1,0$;

от 0,2 до 0,6 включительно - $K_{отк.мс} = 0,8$;

от 0,6 до 1,2 включительно - $K_{отк.мс} = 0,6$;

свыше 1,2 - $K_{отк.мс} = 0,5$.

з) показатель относительного аварийного недоотпуска тепла ($K_{нед}$) в результате внеплановых отключений теплопотребляющих установок потребителей определяется по формуле:

$$Q_{нед} = \frac{Q_{откл} * 100}{Q_{факт}} [\%], \quad (9)$$

где

$Q_{откл}$ – недоотпуск тепла;

$Q_{факт}$ – фактический отпуск тепла системой теплоснабжения.

В зависимости от величины относительного недоотпуска тепла ($Q_{нед}$) определяется показатель надёжности ($K_{нед}$):

до 0,1% включительно - $K_{нед} = 1,0$;

от 0,1% до 0,3% включительно - $K_{нед} = 0,8$;

от 0,3% до 0,5% включительно - $K_{нед} = 0,6$;

от 0,5% до 1,0% включительно - $K_{нед} = 0,5$;

свыше 1,0% - $K_{нед} = 0,2$.

и) показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом (K_n) определяется как отношение фактической численности к численности по действующим нормативам, но не более 1,0.

к) показатель оснащённости машинами, специальными механизмами и оборудованием (K_m) принимается как среднее отношение фактического наличия к количеству, определённое по нормативам, по основной номенклатуре:

$$K_m = \frac{K_m^f + K_m^n}{n}, \quad (10)$$

где

K_m^f , K_m^n - показатели, относящиеся к данному виду машин, механизмов, оборудования;

n – число показателей, учтённых в числителе.

л) показатель наличия основных материально-технических ресурсов (K_{mp}) определяется аналогично по формуле (10) по основной номенклатуре ресурсов (трубы, компенсаторы, арматура, сварочные материалы и т.п.). Принимаемые для определения значения общего K_{tot} частные показатели не должны превышать 1,0.

м) показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания ($K_{ист}$) для ведения аварийно-восстановительных работ вычисляется как отношений фактического наличия данного оборудования (в единицах мощности – кВт) к потребности.

н) показатель готовности теплоснабжающих организаций к проведению аварийно восстановительных работ в системах теплоснабжения (общий показатель) базируется на показателях:

укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом;
оснащённости машинами, специальными механизмами и оборудованием;
наличия основных материально-технических ресурсов;
укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания для ведения аварийно-восстановительных работ.

Общий показатель готовности теплоснабжающих организаций к проведению восстановительных работ в системах теплоснабжения к выполнению аварийно-восстановительных работ определяется следующим образом:

$$K_{tot} = 0,25 * K_n + 0,35 * K_m + 0,3 * K_{mp} + 0,1 * K_{ист} \quad (11)$$

Общая оценка готовности даётся по следующим категориям:

K_{tot}	K_n ; K_m ; K_{tr}	Категория готовности
0,85-1,0	0,75 и более	удовлетворительная готовность
0,85-1,0	до 0,75	ограниченная готовность
0,7-0,84	0,5 и более	ограниченная готовность
0,7-0,84	до 0,5	неготовность
менее 0,7	-	неготовность

3. Оценка надёжности систем теплоснабжения.

а) оценка надёжности источников тепловой энергии.

В зависимости от полученных показателей надёжности $K_э$, $K_г$, K_m и источники тепловой энергии могут быть оценены как:

надёжные - при $K_э=K_г=K_m=1$;

малонадёжные - при значении меньше 1 одного из показателей $K_э$, $K_г$, K_m .

ненадёжные - при значении меньше 1 у 2-х и более показателей $K_э$, $K_г$, K_m .

б) оценка надёжности тепловых сетей.

В зависимости от полученных показателей надёжности тепловые сети могут быть оценены как:

высоконадёжные - более 0,9;

надёжные - 0,75 - 0,9;

малонадёжные - 0,5 – 0,74;

ненадёжные - менее 0,5.

в) оценка надёжности систем теплоснабжения в целом.

Общая оценка надёжности системы теплоснабжения определяется исходя из оценок надёжности источников тепловой энергии и тепловых сетей:

$$K_{над} = \frac{K_э + K_г + K_m + K_б + K_p + K_c + K_{отк.мс} + K_{нед}}{8} \quad (12)$$

Общая оценка надёжности системы теплоснабжения определяется как наихудшая из оценок надёжности источников тепловой энергии и тепловых сетей.

1.9.3. Расчёт показателей надёжности системы теплоснабжения г. Мурманска

Результаты расчёта показателей надёжности системы теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ, на основании формул пункта 2, представлены в таблице 1.176.

Таблица 1.176 Показатели надёжности системы теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ г. Мурманска

№ 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	$K_т$	0,5
4.	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчётным 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_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: $K_{над} = 0,742$.

По общему показателю надёжности система теплоснабжения Мурманская ТЭЦ г. Мурманска попадает в область малонадёжных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадёжна.

Результаты расчёта показателей надёжности системы теплоснабжения от «Южной» котельной представлены в таблице 1.177.

Таблица 1.177 Показатели надёжности системы теплоснабжения от «Южной» котельной

№ 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	$K_т$	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	$K_р$	-

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
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	$K_{нед}$	-
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	$K_{мр}$	-
12.	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_э$	-
13.	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	-

Общий показатель надёжности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,824$.

По общему показателю надёжности система теплоснабжения от «Южной» котельной попадает в область надёжных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадёжна.

Результаты расчёта показателей надёжности системы теплоснабжения от «Восточной» котельной представлены в таблице 1.178.

Таблица 1.178 Показатели надёжности системы теплоснабжения от «Восточной» котельной

№ 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	$K_т$	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_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	$K_{нед}$	-
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	$K_{мр}$	-
12.	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_э$	-
13.	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	-

Общий показатель надёжности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,764$.

По общему показателю надёжности система теплоснабжения от «Восточной» котельной попадает в область надёжных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система ненадёжна.

Результаты расчёта показателей надёжности системы теплоснабжения от «Северной» котельной представлены в таблице 1.179.

Таблица 1.179 Показатели надёжности системы теплоснабжения от «Северной» котельной

№ 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	$K_т$	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	$K_с$	-
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	$K_н$	-
10.	Показатель оснащённости машинами, специальными механизмами и оборудованием	$K_м$	-
11.	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{мр}$	-
12.	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_э$	-
13.	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	-

Общий показатель надёжности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,7$

По общему показателю надёжности система теплоснабжения от «Северной» котельной попадает в область малонадёжных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадёжна.

Результаты расчёта показателей надёжности системы теплоснабжения от котельной «РОСТА» представлены в таблице 1.180.

Таблица 1.180 Показатели надёжности системы теплоснабжения от котельной «РОСТА»

№ 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	$K_т$	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	$K_с$	-
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	$K_н$	-

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
10.	Показатель оснащённости машинами, специальными механизмами и оборудованием	K_M	-
11.	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	K_{mp}	-
12.	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	K_3	-
13.	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	K_{zom}	-

Общий показатель надёжности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,7$

По общему показателю надёжности система теплоснабжения от котельной «РОСТА» попадает в область малонадёжных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадёжна.

Результаты расчёта показателей надёжности системы теплоснабжения пос. Абрам-Мыс представлены в таблице 1.181.

Таблица 1.181 Показатели надёжности системы теплоснабжения пос.Абрам-Мыс

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1.	Показатель надёжности электроснабжения котельной	K_3	1
2.	Показатель надёжности водоснабжения котельной	K_6	1
3.	Показатель надёжности топливоснабжения котельной	K_m	0,5
4.	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам	K_6	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	$K_{отк.мс}$	-
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_{mp}	-
12.	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	K_3	-
13.	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	K_{zom}	-

Общий показатель надёжности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,7$

По общему показателю надёжности система теплоснабжения пос. Абрам-Мыс попадает в область малонадёжных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадёжна.

Результаты расчёта показателей надёжности системы теплоснабжения от котельной АО «ММРП» представлены в таблице 1.182.

Таблица 1.182 Показатели надёжности системы теплоснабжения от котельной АО «ММРП»

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1.	Показатель надёжности электроснабжения котельной	$K_{э}$	1
2.	Показатель надёжности водоснабжения котельной	$K_{в}$	0,6
3.	Показатель надёжности 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	$K_{с}$	-
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	$K_{п}$	-
10.	Показатель оснащённости машинами, специальными механизмами и оборудованием	$K_{м}$	-
11.	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{мр}$	-
12.	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_{э}$	-
13.	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	-

Общий показатель надёжности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,62$

По общему показателю надёжности система теплоснабжения от котельной АО «ММРП» попадает в область малонадёжных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадёжна.

Результаты расчёта показателей надёжности системы теплоснабжения от котельной ПАО «ММТП» представлены в таблице 1.183.

Таблица 1.183 Показатели надёжности системы теплоснабжения от котельной ПАО «ММТП»

№ 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	$K_{т}$	0,5
4.	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам	$K_{б}$	0,5
5.	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	$K_{р}$	-
6.	Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_{с}$	-
7.	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.мс}$	-
8.	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нео}$	-
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	$K_{мр}$	-
12.	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_{э}$	-
13.	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	-

Общий показатель надёжности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,6$

По общему показателю надёжности система теплоснабжения от котельной ПАО «ММТП» попадает в область малонадёжных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадёжна.

Результаты расчёта показателей надёжности системы теплоснабжения от угольной котельной МУП «МУК» представлены в таблице 1.184.

Таблица 1.184 Показатели надёжности системы теплоснабжения от угольной котельной МУП «МУК»

№ 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	$K_т$	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	$K_с$	-
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 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: $K_{над} = 0,7$

По общему показателю надёжности система теплоснабжения от угольной котельной МУП «МУК» попадает в область малонадёжных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадёжна.

Результаты расчёта показателей надёжности системы теплоснабжения от дизельной котельной МУП «МУК» представлены в таблице 1.185.

Таблица 1.185 Показатели надёжности системы теплоснабжения от дизельной котельной МУП «МУК»

№ 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	$K_т$	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	$K_с$	-

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
7.	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.мс}$	-
8.	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	-
9.	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	K_n	-
10.	Показатель оснащённости машинами, специальными механизмами и оборудованием	K_m	-
11.	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{мп}$	-
12.	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_э$	-
13.	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	K_{com}	-

Общий показатель надёжности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,7$

По общему показателю надёжности система теплоснабжения от дизельной котельной МУП «МУК» попадает в область малонадёжных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадёжна.

Результаты расчёта показателей надёжности системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Рослякова-1» представлены в таблице 1.186.

Таблица 1.186 Показатели надёжности системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Рослякова-1»

№ 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	0,15
7.	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.мс}$	-
8.	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	-
9.	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	K_n	-
10.	Показатель оснащённости машинами, специальными механизмами и оборудованием	K_m	-
11.	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{мп}$	-
12.	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_э$	-
13.	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	K_{com}	-

Общий показатель надёжности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,73$.

По общему показателю надёжности система теплоснабжения от котельной ТЦ «Рослякова-1» попадает в область надёжных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадёжна.

Результаты расчёта показателей надёжности системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Рослякова Южная» представлены в таблице 1.187.

Таблица 1.187 Показатели надёжности системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Рослякова Южная»

№ 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	$K_т$	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	$K_{мп}$	-
12.	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_э$	-
13.	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	-

Общий показатель надёжности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,77$.

По общему показателю надёжности система теплоснабжения от котельной ТЦ «Рослякова Южная» 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 1.188.

Таблица 1.188 Показатели надёжности системы теплоснабжения от котельной №22

№ 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	$K_т$	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	$K_{мп}$	-
12.	Показатель укомплектованности передвижными автономными	$K_э$	-

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
	источниками электропитания		
13.	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	K_{com}	-

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 ПАО «Мурманская ТЭЦ»

ПАО «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
 ПАО «Мурманская ТЭЦ» представлена в таблицах 1.189 и 1.190.

Таблица 1.189 Основные затраты

№ п/п	Показатели	Единица измерения	2011	2012	2013	2014	2015
1	Операционные расходы	тыс.руб.	608 775,70	619 630,97	640 191,88	649 011,85	769 884,23
2	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	511 094,60	443 024,72	1 240 651,20	799 079,24	832 068,69
3	Расходы на приобретение энергетических ресурсов, в том числе	тыс.руб.	3 047 318,70	3 131 026,59	2 830 294,41	3 426 944,43	2 402 860,04
	Расходы на топливо	тыс.руб.	2 595 579,60	2 875 935,62	2 560 563,42	3 131 634,54	2 099 790,03
	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	339 113,33	133 560,61	146 901,47	169 294,46	175 564,39
	Расходы на тепловую энергию	тыс.руб.	95 792,22	106 414,38	105 129,50	106 160,55	107 445,86
	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	16 833,56	15 115,99	17 700,02	19 854,87	20 059,76
4	Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования	тыс.руб.	-	-	-	-	538 923,90
5	Прибыль	тыс.руб.	-	-	1 536,00	1 005,00	68 298,38
	Итого НВВ на производство и передачу	тыс.руб.	4 167 189,00	4 193 682,28	4 712 673,49	4 876 040,52	4 612 035,24

Таблица 1.190 Основные финансовые показатели

Финансовые показатели		2014	2015	2016
Выручка (нетто) от реализации продукции (услуг), всего	тыс.руб.	5 457 688,19	6 050 960,00	5 619 840,00
Себестоимость продукции (услуг), всего	тыс.руб.	-4 693 457,32	-4 125 919,00	-4 127 661,00
Валовая прибыль, всего	тыс.руб.	764 230,87	1 925 041,00	1 492 179,00
Чистая прибыль (убыток)	тыс.руб.	56 143,97	81 297,00	198 234,00

1.10.2. Техничко-экономические показатели АО «Мурманэнергосбыт»

АО «Мурманэнергосбыт» 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 «Мурманэнергосбыт» представлена в таблицах 1.191 и 1.192. АО «Мурманэнергосбыт» начало осуществлять деятельность по теплоснабжению с 01.09.2011 года, таким образом информация по основным показателям финансово-хозяйственной деятельности за 2011 год предоставлена за 4 месяца.

Таблица 1.191 Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «Мурманэнергосбыт» по производству тепловой энергии

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	2011	2012	2013	
1	Вид регулируемой деятельности		производство тепловой энергии			
2	Выручка от регулируемой деятельности	тыс.руб.	449 335	1 351 613	1 411 801	
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе:	тыс.руб.	563 737	1 638 205	1 504 208	
3.1.	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс.руб.				
3.2.	Расходы на топливо, всего	тыс.руб.	389 731	1 079 459	931 654	
	в том числе по видам топлив					
3.2.1.	мазут М-100	Стоимость	тыс.руб.	389 731,18	1 079 459,33	931 653,95
		Объем	тн	30 107,15	92 409,29	87 833,88
		Стоимость 1 -й единицы объема с учетом (транспортировки) Способ приобретения	тыс.руб.	12,945	11,681	10,607
3.2.2.	уголь каменный	Стоимость	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
		Объем	тн			
		Стоимость 1 -й единицы объема с учетом (транспортировки) Способ приобретения	тыс.руб.			
3.2.3.	прочие виды топлив (ДТ, флотский мазут)	Стоимость	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
		Объем	тн			
		Стоимость 1 -й единицы объема с учетом (транспортировки) Способ приобретения	тыс.руб.			
3.3.	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	тыс.руб.	18 346	47 621	54 127	
3.3.1.	Средневзвешенная стоимость 1 кВт/ч	руб.	2,126	2,059	2,412	
3.3.2.	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт/ч	8 630	23 123	22 445	
3.4.	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб.	2 233	7 924	8 832	
3.5.	Расходы на материалы на производственные нужды	тыс.руб.	2 413	16 578	1 374	
3.6.1.	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс.руб.			1 489	
3.6.2.	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.			461	
3.7.1.	Расходы на амортизацию основных производственных средств, используемых в	тыс.руб.				

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	2011	2012	2013
	технологическом процессе				
3.7.2.	Аренда имущества, используемого в технологическом процессе	тыс.руб.	17 353	66 050	76 188
3.8.	Общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе	тыс.руб.	85	1 739	18 864
3.8.1.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.			738
3.8.2.	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.			225
3.9.	Общепроизводственные (управленческие) расходы	тыс.руб.	6 529	27 580	39 799
3.9.1.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.			
3.9.2.	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.			
3.10.	Расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс.руб.	987	1328	
3.11.	Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс.руб.	126 061	389 926	355 602
3.12.	Выпадающие доходы, сложившиеся в результате установления тарифов в рамках предельного уровня роста	тыс.руб.			
4	Валовая прибыль от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс.руб.	-114 402	-286 592	-92 407
5	Чистая прибыль от регулируемого вида деятельности	тыс.руб.	0	0	0
5.1.	В том числе чистая прибыль на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой по развитию системы теплоснабжения	тыс.руб.			
6.	Изменение стоимости основных фондов	тыс.руб.			37 547
6.1.	В том числе за счёт ввода (вывода) их из эксплуатации	тыс.руб.			37 547
7	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	552,00	552,00	551,88
8	Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	227,32	264,65	252,48
9	Объём вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	278,443	787,584	749,006
9.1.	Справочно объём тепловой энергии на технологические нужды производства	тыс. Гкал	15,272	30,454	44,840
10	Объём покупаемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00
11	Объём тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал	237,448	681,908	630,561
12	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	%	9,77%	9,90%	10,40%
13	Справочно потери тепла через изоляцию труб	тыс. Гкал			
14	Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов (в двухтрубном исчислении)	км	217 176,70	217,90	
15	Протяженность разводящих сетей (в однострубно исчислении)	км			
16	Количество теплоэлектростанций	ед.	0,00	0,00	0,00
17	Количество тепловых станций и котельных	ед.	3,0	3,0	3,0
18	Количество тепловых пунктов	ед.	13,00	34,00	
19	Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел.			5

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	2011	2012	2013
20	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кг у.т./Гкал	157,58	167,09	169,64
21	Удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кВт.ч/Гкал	32,79	30,54	31,87
22	Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	м ³ /Гкал	не устанавливается		0,61

Таблица 1.192 Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «Мурманэнергосбыт» по передаче тепловой энергии

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	2011	2012	2013	
1	Вид регулируемой деятельности		передача тепловой энергии			
2	Выручка от регулируемой деятельности	тыс.руб.	123 908	378 630	404 810	
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе:	тыс.руб.	127 453	385 883	423 072	
3.1.	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс.руб.	64 053	207 278	226 294	
3.2.	Расходы на топливо, всего	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	
	в том числе по видам топлив					
3.2.1.	мазут М-100	Стоимость	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
		Объем	тн	0,00	0,00	0,00
		Стоимость 1 -й единицы объема с учетом (транспортировки)	тыс.руб.			
		Способ приобретения				
3.2.2.	уголь каменный	Стоимость	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
		Объем	тн	0,00	0,00	0,00
		Стоимость 1 -й единицы объема с учетом (транспортировки)	тыс.руб.			
		Способ приобретения				
3.2.3.	прочие виды топлив (ДТ, флотский мазут)	Стоимость	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
		Объем	тн	0,00	0,00	0,00
		Стоимость 1 -й единицы объема с учетом (транспортировки)	тыс.руб.			
		Способ приобретения				
3.3.	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	тыс.руб.	4 060	10 727	11 843	
3.3.1.	Средневзвешенная стоимость 1 кВт/ч	руб.	3,359	3,335	3,710	

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	2011	2012	2013
3.3.2.	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт/ч	1 209	3 216	3 192
3.4.	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб.	20	61	
3.5.	Расходы на материалы на производственные нужды	тыс.руб.	61	3 573	
3.6.1.	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
3.6.2.	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
3.7.1.	Расходы на амортизацию основных производственных средств, используемых в технологическом процессе	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
3.7.2.	Аренда имущества, используемого в технологическом процессе	тыс.руб.	20 400	54 322	56 336
3.8.	Общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе	тыс.руб.	352	1 255	2 068
3.8.1.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
3.8.2.	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
3.9.	Общепроизводственные (управленческие) расходы	тыс.руб.	2 212	6 201	8 281
3.9.1.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
3.9.2.	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
3.10.	Расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс.руб.	118	19	
3.11.	Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс.руб.	36 178	102 447	114 879
3.12.	Выпадающие доходы, сложившиеся в результате установления тарифов в рамках предельного уровня роста	тыс.руб.			3 372
4	Валовая прибыль от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс.руб.	-3 546	-7 253	-18 263
5	Чистая прибыль от регулируемого вида деятельности	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
5.1.	В том числе чистая прибыль на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой по развитию системы теплоснабжения	тыс.руб.	0,00	0,00	
6.	Изменение стоимости основных фондов	тыс.руб.	0,00	0,00	
6.1.	В том числе за счёт ввода (вывода) их из эксплуатации	тыс.руб.	0,00	0,00	
7	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,00	0,00	
8	Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	627,20	264,65	
9	Объём вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал			
9.1.	Справочно объем тепловой энергии на технологические нужды производства	тыс. Гкал			
10	Объем покупаемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	38,70	119,43	
11	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал	610,683	1 782,659	
12	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	%		9,90	
13	Справочно потери тепла через изоляцию труб	тыс. Гкал	0,00	85,62	

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	2011	2012	2013
14	Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов (в двухтрубном исчислении)	км	152 210,90	143,27	
15	Протяженность разводящих сетей (в однострубно́м исчислении)	км			
16	Количество теплоэлектростанций	ед.			
17	Количество тепловых станций и котельных	ед.			
18	Количество тепловых пунктов	ед.	21,00	34,00	
19	Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел.	0,00	0,00	
20	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кг у.т./Гкал			
21	Удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кВт.ч/Гкал			
22	Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	м ³ /Гкал	не устанавливается		

1.10.3. Техничко-экономические показатели АО «Мурманский морской рыбный порт»

АО «Мурманский морской рыбный порт» является теплоснабжающей организацией и осуществляет деятельность по производству пара котельной.

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности АО «Мурманский морской рыбный порт» представлена в таблице 1.193.

Таблица 1.193 Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «Мурманский морской рыбный порт»

№ п/п	Наименование показателя		Единица измерения	2011	2012	2013
1	Вид регулируемой деятельности			Производство и сбыт тепловой энергии		
2	Выручка от регулируемой деятельности		тыс. руб.	165 100,48	172 412,55	194 839,38
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе:		тыс. руб.	164 330,23	230 301,97	194 108,05
3.1	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)		тыс. руб.			
3.2	Расходы на топливо, всего		тыс. руб.	98 566,73	132 670,87	118 019,36
	в том числе по видам топлив		тыс. руб.			
3.2.1	мазут	Стоимость	тыс. руб.	98 566,73	132 670,87	118 019,36
		Объем	тыс. тонн	12 117,51	12,696	11 865,734
		Стоимость 1-й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс. руб.	8,13424	10,44982	9,94623
		Способ приобретения		Покупка на основании проведенных открытых конкурсов		
3.2.2	уголь каменный	Стоимость	тыс.руб.			
		Объем	тн			
		Стоимость 1-й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс.руб.			
		Способ приобретения				
3.2.3	электроэнергия	Стоимость	тыс.руб.			
		Объем	тыс. кВтч			
		Стоимость 1-й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	руб.			
		Способ приобретения				
3.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе		тыс. руб.	5 852,03	4 391,01	4 301,05
3.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт/ч		руб.	2,13	1,525	1,7269
3.3.2	Объем приобретенной электрической энергии		тыс. кВт/ч	2 746,76	2 878,58	2 490,55
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технолог.проц.		тыс. руб.	4 947,78	4 692,09	5 123,16
3.5	Расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе		тыс. руб.			
3.6.1	Расходы на оплату труда основного производственного персонала		тыс. руб.	20 134,75	21 977,44	22 266,67
3.6.2	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала		тыс. руб.	6 921,50	6 620,58	6 778,45
3.7.1	Расходы на амортизацию основных производственных средств, используемых в производственном процессе		тыс. руб.	2 326,70	1 970,64	2 192,90
3.7.2	Аренда имущества, используемого в технологическом процессе		тыс. руб.			
3.8	Общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе		тыс. руб.	5 123,21	9 340,70	4 837,34
3.8.1	Расходы на оплату труда		тыс. руб.			

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2011	2012	2013
2.8.2	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.			
3.9	Общехозяйственные (управленческие) расходы	тыс. руб.	11 771,58	31 732,09	19 497,52
3.9.1	Расходы на оплату труда	тыс. руб.			
3.9.2	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.			
3.10	Расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс. руб.	8 685,95	7 818,78	9 111,56
3.11	Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс. руб.			1 980,04
4	Валовая прибыль от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	770,25	57 889,42	731,32
5	Чистая прибыль от регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	616,20		585,06
5.1	В том числе чистая прибыль на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой по развитию схемы теплоснабжения	тыс. руб.			
6	Изменение стоимости основных фондов	тыс. руб.			
6.1	В том числе за счет ввода (вывода) их из эксплуатации	тыс. руб.			
7	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	175,00	175,00	175,00
8	Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	32,5	32,5	32,5
9	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	106,13	111,62	104,06
9.1	Справочно объем тепловой энергии на технологические нужды производства	тыс. Гкал			
10	Объем покупаемой регулируемой тепловой энергии	тыс. Гкал			
11	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе:	тыс. Гкал	80,303	82,167	86,25
11.1	По приборам учета	тыс. Гкал			
11.2	По нормативам потребления	тыс. Гкал			
12	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	%	20,03	16,15	13,89
13	Справочно потери тепла через изоляцию труб	тыс. Гкал			
14	Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов (в однострубно́м исчислении)	км	7,10	7,10	7,10
15	Протяженность разводящих сетей (в однострубно́м исчислении)	км	15,90	15,90	15,90
16	Количество теплоэлектростанций	ед.			
17	Количество тепловых станций и котельных	ед.	1	1	1
18	Количество тепловых пунктов	ед.	2	2	2
19	Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел.	87	81	80
20	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кг у.т./Гкал	156,52	155,44	155,64
21	Удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кВт.ч/Гкал	0,02588	0,02579	0,02393
22	Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	м ³ /Гкал	1,53	1,38	1,467

1.10.4. Техничко-экономические показатели МУП «Мурманская управляющая компания»

МУП «Мурманская управляющая компания» является теплоснабжающей организацией и осуществляет деятельность по производству пара и горячей воды (тепловой энергии) котельными, передаче и распределению пара и горячей воды (тепловой энергии), обеспечению работоспособности котельных и тепловых сетей.

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности МУП «Мурманская управляющая компания» представлена в таблицах 1.194-1.195.

Таблица 1.194 Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности МУП «Мурманская управляющая компания» (угольная котельная)

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	За 2013 год	За 2014 год	За 2015 год	За 2016 год	
1	Вид регулируемой деятельности	х	выработка тепловой энергии	выработка тепловой энергии	выработка тепловой энергии	производство пара и горячей воды (тепловой энергии) котельными	
a	Выручка от регулируемой деятельности	тыс. руб.	6 373,000	8 148,415	7 974,600	8 639,800	
2.	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе:	тыс. руб.	25 168,156	26 834,445	25 722,100	27 039,952	
2.1.	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.					
2.2.	Расходы на топливо, всего	тыс. руб.	11 514,076	12 529,233	11 535,288	11 529,636	
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.	11 514,076	12 529,233	11 535,288	11 529,636
		Объем	тн	2 555,000	2 956,690	2 722,330	2 707,963
		Стоимость 1-й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс. руб.	4,506	4,238	4,237	4,258
		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				

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	За 2013 год	За 2014 год	За 2015 год	За 2016 год
2.3.	Расход на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемым в технологическом процессе	тыс. руб.	709,667	819,815	874,473	899,115
2.3.1.	Средневзвешенная стоимость 1 кВт/ч	руб.	2,89438	3,1461	3,3922	3,8286
2.3.2.	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт/ч	245,188	260,580	257,790	234,840
2.4.	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	66,940	23,915	38,441	54,010
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
2.6.1.	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	4 509,640	5 439,481	5 733,601	5 929,175
2.6.2.	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	1 430,676	1 807,030	1 983,567	2 062,102
2.7.	Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.				3 981,644
2.7.1.	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	3 708,400	3 024,326	2 912,674	3 124,552
2.7.2.	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	936,100	763,463	795,478	857,092
2.8.	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	245,126	245,126	245,126	245,126
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.	689,990			
2.11.	Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт	тыс. руб.	753,880	1 226,942	845,047	922,216
2.12.	Расходы на капитальный и текущий ремонт	тыс. руб.				

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	За 2013 год	За 2014 год	За 2015 год	За 2016 год
	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)					
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.	393,025	501,121	388,566	511,822
2.14.	Прочие расходы, которые отнесены на регулируемые виды деятельности, в соответствии с Основами ценообразования в сфере теплоснабжения	тыс. руб.	210,636	453,993	369,839	905,106

Таблица 1.195 Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности МУП «Мурманская управляющая компания» (дизельная котельная)

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	За 2013 год	За 2014 год	За 2015 год	За 2016 год	
1	Вид регулируемой деятельности	х	выработка тепловой энергии	выработка тепловой энергии	выработка тепловой энергии	производство пара и горячей воды (тепловой энергии) котельными	
а	Выручка от регулируемой деятельности	тыс. руб.	10 613,000	12 986,703	12 153,600	7 906,800	
2.	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе:	тыс. руб.	15 517,200	16 425,785	15 920,200	14 859,396	
2.1.	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.					
2.2.	Расходы на топливо, всего	тыс. руб.	10 079,900	11 025,775	10 266,872	9 393,989	
2.2.1.	дизельное топливо	Стоимость	тыс. руб.	10 079,900	11 025,775	10 266,872	9 393,989
		Объем	тн	330,300	360,636	329,772	287,043
		Стоимость 1-й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс. руб.	30,517	30,573	31,133	32,727
		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.				

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	За 2013 год	За 2014 год	За 2015 год	За 2016 год
	Объем	едн. изм.				
	Стоимость 1-й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс. руб.				
	Способ приобретения	X				
2.3.	Расход на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемым в технологическом процессе	тыс. руб.	272,776	304,865	294,632	378,380
2.3.1.	Средневзвешенная стоимость 1 кВт/ч	руб.	2,90558	3,1466	3,4102	3,8246
2.3.2.	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт/ч	93,880	96,887	86,397	98,934
2.4.	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	10,720	10,860	18,698	24,497
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
2.6.1.	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	1 407,020	1 960,663	2 113,017	1 862,082
2.6.2.	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	413,660	592,120	633,108	559,876
2.7.	Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.				1 258,507
2.7.1.	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	1 388,900	1 088,458	1 110,948	989,701
2.7.2.	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	351,300	276,361	300,075	268,806
2.8.	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	354,353	354,353	354,353	354,353

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	За 2013 год	За 2014 год	За 2015 год	За 2016 год
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.	542,326			
2.11.	Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт	тыс. руб.	271,640	451,202	310,384	294,646
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.	100,287	20,893	54,863	321,952
2.14.	Прочие расходы, которые отнесены на регулируемые виды деятельности, в соответствии с Основами ценообразования в сфере теплоснабжения	тыс. руб.	324,318	340,235	463,250	411,114

1.10.5. Техничко-экономические показатели ОАО «Завод ТО ТБО»

ОАО «Завод ТО ТБО» является теплоснабжающей организацией и осуществляет деятельность по производству пара (тепловой энергии).

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ОАО «Завод ТО ТБО» представлена в таблице 1.196.

Таблица 1.196 Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности ОАО «Завод ТО ТБО» за 2013 год

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2013
	Выработка теплоэнергии, тыс. Гкал, в том числе	тыс. Гкал	142,35
	- Сторонняя реализация	тыс. Гкал	80,30
	- Собственные нужды	тыс. Гкал	62,05
1	Вид регулируемой деятельности		Реализация тепловой энергии
2	Выручка от реализации тепловой энергии, без НДС	тыс.руб.	91 702,60
3	Себестоимость реализуемой теплоэнергии:	тыс.руб.	85 906,62
3.1.	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс.руб.	1 323
3.2.	Расходы на топливо, всего:	тыс.руб.	13 237
	в т.ч. по видам топлива		
3.2.1.	мазут:		
	цена приобретения 1 тн., без НДС	тыс.руб.	11,21
	количество мазута	тыс.тн	1,18
	стоимость 1-й единицы с учетом доставки	тыс.руб.	11,21
	способ приобретения		покупка
3.3.	Расходы на покупаемую электрическую энергию, потребляемую оборудованием	тыс.руб.	11 620,00
3.3.1.	Средневзвешенная стоимость 1 кВт/ч	руб.	2,78
3.3.2.	Объем приобретенной эл.энергии	тыс.кВт/ч	4 181,00
3.4.	Расходы на приобретение холодной воды	тыс.руб.	2 621,00
3.5.	Расходы на химреагенты	тыс.руб.	
3.6.1.	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс.руб.	37 665
3.6.2.	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.	11 413
3.7.1.	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс.руб.	4 427
3.7.2.	Аренда имущества	тыс.руб.	
3.8.	Общепроизводственные (цеховые) расходы	тыс.руб.	15 288
	в т.ч.		
3.8.1.	расходы на оплату труда цехового персонала	тыс.руб.	4612
3.8.2.	социальные и страховые взносы от оплаты труда цехового персонала	тыс.руб.	1397
3.9.	Общехозяйственные расходы (управленческие)	тыс.руб.	11705
	в т.ч.		
3.9.1.	расходы на оплату труда управленческого персонала	тыс.руб.	3 574
3.9.2.	социальные и страховые взносы от оплаты труда управленческого персонала	тыс.руб.	1 083
3.10.	Затраты на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс.руб.	17 250
3.11.	Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс.руб.	

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2013
3.12.	Прочие расходы основного производства	тыс.руб.	9 984
3.13.	Материалы	тыс.руб.	17 079
4	Валовая прибыль от реализации теплоэнергии	тыс.руб.	5 796
5	Чистая прибыль от регулируемого вида деятельности	тыс.руб.	4 637
5.1.	в т.ч. чистая прибыль на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой по развитию системы теплоснабжения	тыс.руб.	
6.	Изменение стоимости основных фондов	тыс.руб.	8 357
6.1.	в т.ч. за счет ввода (вывода) их из эксплуатации	тыс.руб.	8 357
7	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	54,00
8.	Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	11,40
9.	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс.Гкал	135,50
9.1.	объем тепловой энергии на технологические нужды производства	тыс.Гкал	62,05
10	Объем покупаемой тепловой энергии	тыс.Гкал	
11	Объем тепловой энергии отпускаемой потребителям	тыс.Гкал	80,30
11.1.	по приборам учета	тыс.Гкал	80,30
12	технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	%	0,32
13	справочно потери тепла через изоляцию труб	тыс.Гкал	0,03
14	Протяженность магистральной сети и тепловых водоводов (в однострубно́м исчислении)	км	1,03
15	Протяженность разводящих сетей (в однострубно́м исчислении)	км	
16	количество теплоэлектростанций	ед.	
17	количество тепловых станций и котельных	ед.	1
18	количество тепловых пунктов	ед.	
19	среднесписочная численность основного производственного персонала	чел.	90
20	Уд. расход топлива на ед. общей выработки тепловой энергии	кг у.т./Гкал	8,29
21	Уд. расход эл. энергии на ед. общего выпуска тепловой энергии	кВтч/Гкал	29,37
22	Уд. расход хол. воды на ед. общего выпуска тепловой энергии	куб.м./Гкал	1,11

1.10.6. Технико-экономические показатели ОАО «Мурманская энергосбытовая компания»

ОАО «Мурманская энергосбытовая компания» является теплоснабжающей организацией и осуществляет деятельность по производству, передаче и распределению пара и горячей воды (тепловой энергии), по обеспечению работоспособности тепловых сетей.

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ОАО «Мурманская энергосбытовая компания» представлена в таблице 1.197.

Таблица 1.197 Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности ОАО «Мурманская энергосбытовая компания» за 2011 и 2012 года

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2011	2012
1	Вид регулируемой деятельности			
2	Выручка от регулируемой деятельности	тыс. руб.	185649	372375
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе:	тыс. руб.	170381	323402
3.1	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс. руб.	170381	323402
3.2	Расходы на топливо, всего	тыс. руб.		
	в том числе по видам топлив	тыс. руб.		
3.2.1	мазут	Стоимость	тыс. руб.	
		Объем	тыс. м. ³	
		Стоимость 1-й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс. руб.	
		Способ приобретения		
3.2.2	уголь каменный	Стоимость	тыс. руб.	
		Объем	тн.	
		Стоимость 1-й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс. руб.	
		Способ приобретения		
3.2.3	электроэнергия	Стоимость	тыс. руб.	
		Объем	ед. изм.	
		Стоимость 1-й 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.		
3.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт/ч	руб.		
3.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт/ч		
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.		
3.5	Расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.		
3.6.1	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	11974	8245
3.6.2	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	2997	2474
3.7.1	Расходы на амортизацию основных производственных средств, используемых в производственном процессе	тыс. руб.	4078	5188
3.7.2	Аренда имущества, используемого в технологическом процессе	тыс. руб.	1105	1380
3.8	Общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе	тыс. руб.	4067	4067
3.8.1	Расходы на оплату труда	тыс. руб.	3105	3105
3.8.2	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	962	932
3.9	Общехозяйственные (управленческие) расходы	тыс. руб.		
3.9.1	Расходы на оплату труда	тыс. руб.	8869	5140
3.9.2	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	2035	1542
3.10	Расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс. руб.	10488	6612
3.11	Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс. руб.		
4	Валовая прибыль от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-5688	+29
5	Чистая прибыль от регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	-	-
5.1	В том числе чистая прибыль на финансирование мероприятий,	тыс. руб.	-	-

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2011	2012
	предусмотренных инвестиционной программой по развитию схемы теплоснабжения			
6	Изменение стоимости основных фондов	тыс. руб.	+10488	+6612
6.1	В том числе за счет ввода (вывода) их из эксплуатации	тыс. руб.	-	-
7	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	38,54	38,54
8	Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	38,54	38,54
9	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал		
9.1	Справочно объем тепловой энергии на технологические нужды производства	тыс. Гкал		
10	Объем покупаемой регулируемой тепловой энергии	тыс. Гкал	87,479	87,479
11	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе:	тыс. Гкал	87,479	87,479
11.1	По приборам учета	тыс. Гкал	-	-
11.2	По нормативам потребления	тыс. Гкал	-	-
12	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	%		
13	Справочно потери тепла через изоляцию труб	тыс. Гкал		
14	Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов (в однострубно́м исчислении)	км		
15	Протяженность разводящих сетей (в однострубно́м исчислении)	км		
16	Количество теплоэлектростанций	ед.		
17	Количество тепловых станций и котельных	ед.		
18	Количество тепловых пунктов	ед.		
19	Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел.	7	7
20	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кг у.т./Гкал	-	-
21	Удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кВт.ч/Гкал	-	-
22	Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	м ³ /Гкал	-	-

1.10.7. Техничко-экономические показатели ПАО «Мурманский морской торговый порт»

ПАО «Мурманский морской торговый порт» является теплоснабжающей организацией и осуществляет деятельность по производству пара и горячей воды (тепловой энергии) котельной.

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ПАО «Мурманский морской торговый порт» представлена в таблице 1.198.

Таблица 1.198 Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности ПАО «Мурманский морской торговый порт» за 2011, 2012 и 2013 года

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2011	2012	2013
1	Вид регулируемой деятельности		производство, передача и сбыт тепловой энергии		
2	Выручка от регулируемой деятельности	тыс.руб.	10 946,89	10 584,42	13 380,00
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе:	тыс.руб.	26 950,00	28 428,73	32 229,17
3.1	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс.руб.			
3.2	Расходы на топливо всего	тыс.руб.	9 105,00	10 967,13	9 866,37
	в том числе по видам топлив				
3.2.1	мазут	Стоимость	тыс.руб.	10 967,13	9 866,37
		Объем	тыс. тонн	946,54	810,01
		Стоимость 1й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс.руб.	11,59	12,18
		Способ приобретения			
3.2.2	уголь каменный	Стоимость	тыс.руб.		
		Объем	тн		
		Стоимость 1й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс.руб.		
		Способ приобретения			
3.2.3	электроэнергия	Стоимость	тыс.руб.		
		Объем	ед.изм.		
		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.	1 109,00	900,42	1 092,68
3.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт*ч	руб.	2,71	2,64	2,87
3.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт*ч	409,36	340,77	380,67
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб.	91,00	89,47	74,54
3.5	Расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	тыс.руб.			
3.6.1	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс.руб.	5 314,00	4 538,86	5 422,66
3.6.2	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.	1 839,00	1 286,06	1 572,28
3.7.1	Расходы на амортизацию основных производственных средств, используемых в технологическом процессе	тыс.руб.	939,00	936,75	986,87
3.7.2	Аренда имущества, используемого в технологическом процессе	тыс.руб.	2 779,00	2 597,23	3 065,96

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2011	2012	2013
3.8	Общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе:	тыс.руб.	1 353,00	1 751,85	2 112,53
3.8.1	Расходы на оплату труда	тыс.руб.			
3.8.2	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.			
3.9	Общехозяйственные (управленческие) расходы	тыс.руб.	1 243,00	1 293,88	1 399,90
3.9.1	Расходы на оплату труда	тыс.руб.			
3.9.2	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.			
3.10	Расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс.руб.	3 178,00	4 067,07	6 635,38
3.11	Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс.руб.			
4	Валовая прибыль/убыток от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс.руб.	-16 003,11	-17 844,31	-18 849,17
5	Чистая прибыль/убыток от регулируемого вида деятельности	тыс.руб.	-16 003,11	-17 844,31	-18 849,17
5.1	В том числе чистая прибыль на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой по развитию системы теплоснабжения	тыс.руб.			
6	Изменение стоимости основных фондов	тыс.руб.			
6.1	В том числе за счет ввода (вывода) их из эксплуатации	тыс.руб.			
7	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	15,58	15,58	15,58
8	Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	15,30	15,30	15,30
9	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	22,59	22,25	18,96
9.1	Справочно: объем тепловой энергии на технологические нужды производства	тыс. Гкал	1,81	1,78	1,52
10	Объем покупаемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал			
11	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе:	тыс. Гкал	5,32	4,89	5,10
11.1	По приборам учета	тыс. Гкал	3,37	2,94	2,89
11.2	По нормативам потребления	тыс. Гкал	1,95	1,95	2,21
12	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	%	8,56	8,05	8,10
13	Справочно: потери тепла через изоляцию труб	тыс. Гкал			
14	Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов (в однострубно́м исчислении)	км	4,89	4,89	4,89
15	Протяженность разводящих сетей (в однострубно́м исчислении)	км			
16	Количество теплоэлектростанций	ед.			
17	Количество тепловых станций и котельных	ед.	1	1	1
18	Количество тепловых пунктов	ед.	12	12	12
19	Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел.	35	35	34
20	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кг у.т./Гкал	183,70	241,83	199,73

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2011	2012	2013
21	Удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кВт*ч/Гкал	70,33	63,55	63,03
22	Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	куб. м/Гкал	1,15	1,17	0,79

1.10.8. Техничко-экономические показатели ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление»

ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление» является теплоснабжающей организацией и осуществляет деятельность по передаче и распределению горячей воды (тепловой энергии).

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление» представлена в таблице 1.199.

Таблица 1.199 Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности ОАО «РЭУ» (ныне ЖЭК №1 Мурманского филиала ФГБУ "ЦЖКУ" Минобороны России по ОСК СФ) за 2013 год

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение	
1	Вид регулируемой деятельности		производство, передача тепловой энергии	
2	Выручка от регулируемой деятельности	тыс.руб.	155 565,30	
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе:	тыс.руб.	191 877,82	
3.1	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс.руб.	64 055,59	
3.2	Расходы на топливо всего	тыс.руб.	38 813,12	
	в том числе по видам топлив			
3.2.1	мазут	Стоимость	тыс.руб.	0,00
		Объем	тн.	
		Стоимость 1й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс.руб.	
		Способ приобретения		торгово-закупочные процедуры
3.2.1	мазут флотский ф-5	Стоимость	тыс.руб.	28 014,71
		Объем	тн.	1 652,23
		Стоимость 1й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс.руб.	16,96
		Способ приобретения		торгово-закупочные процедуры
3.2.2	уголь каменный	Стоимость	тыс.руб.	5 225,65
		Объем	тн.	1 391,35
		Стоимость 1й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс.руб.	3,76
		Способ приобретения		торгово-закупочные процедуры
3.2.3	электроэнергия (как вид топлива)	Стоимость	тыс.руб.	4 399,82
		Объем	тыс. КВт*ч	1 155,61
		Стоимость 1й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс. руб.	0,0038
		Способ приобретения		единственный поставщик
	дизельное топливо	Стоимость	тыс.руб.	1 172,95
		Объем	тн.	41,75
		Стоимость 1й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс.руб.	28,10
		Способ приобретения		торгово-закупочные процедуры
3.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность),	тыс.руб.	8 176,26	

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение
	потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе:		
3.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт*ч	руб.	3,81
3.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт*ч	2 147,50
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб.	277,62
3.5	Расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	тыс.руб.	1,56
3.6.1	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс.руб.	51 610,11
3.6.2	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.	15 982,88
3.7.1	Расходы на амортизацию основных производственных средств, используемых в технологическом процессе	тыс.руб.	0,01
3.7.2	Аренда имущества, используемого в технологическом процессе	тыс.руб.	
3.8	Общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе:	тыс.руб.	3 909,23
3.8.1	Расходы на текущий и капитальный ремонт	тыс.руб.	
3.9	Общехозяйственные (управленческие) расходы, в том числе	тыс.руб.	7 078,07
3.9.1	Расходы на текущий и капитальный ремонт	тыс.руб.	
3.10	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.	613,12
3.11	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством Российской Федерации	тыс.руб.	1 360,26
в)	чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности с указанием размера ее расходования на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой.	тыс.руб.	
г)	Изменение стоимости основных фондов, в том числе за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации), а также стоимости их переоценки	тыс.руб.	
д)	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс.руб.	-36 312,52
е)	годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	тыс.руб.	
ж)	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе по каждому источнику тепловой энергии (Гкал/час)	Гкал/час	18,33
з)	тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (Гкал/час)	Гкал/час	15,10
и)	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	21,48
к)	Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	30,06
л)	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе:	тыс. Гкал	47,22
	По приборам учета	тыс. Гкал	
	По нормативам потребления	тыс. Гкал	
м)	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом	Гкал/ч.мес	
н)	фактические объемы потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал	2,80
о)	среднесписочная численность основного производственного персонала	чел.	151
п)	среднесписочная численность административно-управленческого персонала	чел.	5,40

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение
р)	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	166,61
е)	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	153,80
т)	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам	куб. м/гкал	

1.11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

1.11.1. Динамика утвержденных 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 ПАО «Мурманская ТЭЦ»

Сведения об утвержденных тарифах ПАО «Мурманская ТЭЦ», устанавливаемых Управлением по тарифному регулированию Мурманской области, представлены в таблице 1.200.

Таблица 1.200 Сведения о размере тарифов ПАО «Мурманская ТЭЦ» без учета НДС

№ п/п	Наименование энергоуслуги	Дата ввода тарифа	Тариф, руб./Гкал		Реквизиты постановлений Управления по тарифному регулированию Мурманской области
			Население (с учетом НДС)	Прочие	
1.	Потребители, подключенные к тепловой сети без дополнительного преобразования на ТП, присоединенные к сетям ПАО «Мурманская ТЭЦ»	01.01.2011	1950,540	1653,00	от 17.11.2010 №31/1
		01.01.2012	1950,540	1653,00	от 28.12.2011 №65/1
		01.07.2012	2067,570	1752,18	
		01.09.2012	2183,350	1850,30	
		01.01.2013	2183,350	1850,30	от 28.06.2013 №21/2
		01.07.2013	2495,570	2129,70	
		01.01.2014	2495,570	2129,70	от 19.12.2013 №58/15
		01.07.2014	2600,384	2219,15	
		01.01.2015	2600,384	2219,15	от 19.12.2014 № 62/6
		01.07.2015	2798,016	2779,02	
		01.01.2016	2798,016	2555,09	от 20.12.2016 №56/10 от 18.12.2015 №59/1
		01.07.2016	3002,27	2555,09	
		01.01.2017	2857,29	2421,43	
01.01.2018	2864,71	2427,72			
2.	Потребители, подключенные к тепловой сети после ТП, присоединенные к сетям ПАО «Мурманская ТЭЦ»	01.01.2011	-	1653,00	от 17.11.2010 №31/1
		01.01.2012	-	1653,00	от 28.12.2011 №65/1
		01.07.2012	-	1752,18	
		01.09.2012	-	1850,30	
		01.01.2013	-	1850,30	от 28.06.2013 №21/2
		01.07.2013	-	2129,70	
		01.01.2014	-	2129,70	от 19.12.2013 №58/15
		01.07.2014	-	2219,15	
		01.01.2015	-	2219,15	от 19.12.2014 № 62/6
		01.07.2015	-	2779,02	
		01.01.2016	-	2555,09	от 20.12.2016 №56/10 от 18.12.2015 №59/1
		01.07.2016	-	2555,09	
		01.01.2017	-	2421,43	
01.01.2018	-	2427,72			
3.	Потребители, подключенные к тепловой сети после ТП, присоединенные к сетям АО «Мурманэнергосбыт»	01.01.2011	н.д.	н.д.	н.д.
		01.01.2012	2189,960	1855,90	от 28.12.2011 №65/1
		01.07.2012	2321,360	1967,25	
		01.09.2012	2451,340	2077,41	
		01.01.2013	2451,340	2077,41	от 19.12.2012 №60/1
		01.07.2013	2821,498	2391,10	

№ п/п	Наименование энергослуги	Дата ввода тарифа	Тариф, руб./Гкал		Реквизиты постановлений Управления по тарифному регулированию Мурманской области
			Население (с учетом НДС)	Прочие	
		01.01.2014	2821,498	2391,10	от 19.12.2013 №58/15
		01.07.2014	2940,005	2491,53	
		01.01.2015	2940,005	2491,53	от 19.12.2014 № 62/6
		01.07.2015	3163,427	3097,650	
		01.01.2016	3163,427	2893,78	от 20.12.2016 №56/10 от 18.12.2015 №59/1
		01.07.2016	3219,74	2893,78	
		01.01.2017	3316,33	2770,45	
		01.01.2018	3268,34	2427,72	
		01.01.2011	н.д.	н.д.	
		01.01.2012	2189,960	1855,90	от 28.12.2011 №65/1
		01.07.2012	2321,360	1967,25	
		01.09.2012	2451,340	2077,41	от 19.12.2012 №60/1
		01.01.2013	2451,340	2077,41	
		01.07.2013	2821,498	2391,10	от 19.12.2013 №58/15
		01.01.2014	2821,498	2391,10	
		01.07.2014	2940,005	2491,53	от 19.12.2014 № 62/6
		01.01.2015	2940,005	2491,53	
		01.07.2015	3163,427	3097,650	от 20.12.2016 №56/10 от 18.12.2015 №59/1
		01.01.2016	3163,427	2893,78	
		01.07.2016	3219,74	2893,78	
		01.01.2017	3316,33	2770,45	
		01.01.2018	3268,34	2767,74	
4.	Потребители, подключенные к тепловой сети без дополнительного преобразования на ТП, присоединенные к сетям АО «Мурманэнергосбыт»				

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ПАО «Мурманская ТЭЦ» потребителям, представлена в таблице 1.201.

Таблица 1.201 Динамика утвержденных тарифов ПАО «Мурманская ТЭЦ»

№ п/п	Установленный тариф, руб./Гкал								Изменение тарифа, %							
	01.01.2011	01.01.2012	01.07.2012	01.09.2012	01.07.2013	01.07.2014	01.07.2015	01.07.2016	01.01.2011	01.01.2012	01.07.2012	01.09.2012	01.07.2013	01.07.2014	01.07.2015	01.07.2016
1.	<i>Потребители, подключенные к тепловой сети без дополнительного преобразования на ТП, присоединенные к сетям ПАО «Мурманская ТЭЦ» - население</i>															
	1950,54		2067,57	2183,35	2495,57	2600,384	2798,016	3002,270			6	5,6	14,3	4,2	7,6	7,3
2.	<i>Потребители, подключенные к тепловой сети без дополнительного преобразования на ТП, присоединенные к сетям ПАО «Мурманская ТЭЦ» - прочие потребители</i>															
	1653		1752,18	1850,3	2129,7	2219,15	2779,020	2555,090			6	5,6	15,1	4,2	25,2	-8,1
3.	<i>Потребители, подключенные к тепловой сети после ТП, присоединенные к сетям ПАО «Мурманская ТЭЦ» - прочие потребители</i>															
	1653		1752,18	1850,3	2129,7	2219,15	2779,020	2555,090			6	5,6	15,1	4,2	25,2	-8,1
4.	<i>Потребители, подключенные к тепловой сети после ТП, присоединенные к сетям АО «Мурманэнергосбыт» - население</i>															
		2189,96	2321,36	2451,34	2821,498	2940,005	3163,427	3219,740			6	5,6	15,1	4,2	7,6	1,8
5.	<i>Потребители, подключенные к тепловой сети после ТП, присоединенные к сетям АО «Мурманэнергосбыт» - прочие потребители</i>															
		1855,9	1967,25	2077,41	2391,1	2491,53	3097,650	2893,780			6	5,6	15,1	4,2	24,3	-6,6
6.	<i>Потребители, подключенные к тепловой сети без дополнительного преобразования на ТП, присоединенные к сетям АО «Мурманэнергосбыт» - население</i>															
		2189,96	2321,36	2451,34	2821,498	2940,005	3163,427	3163,430			6	5,6	15,1	4,2	7,6	0,0
7.	<i>Потребители, подключенные к тепловой сети без дополнительного преобразования на ТП, присоединенные к сетям АО «Мурманэнергосбыт» - прочие потребители</i>															
		1855,9	1967,25	2077,41	2391,1	2491,53	3097,650	2893,780			6	5,6	15,1	4,2	24,3	-6,6

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ПАО «Мурманская ТЭЦ» потребителям, графически представлена на рис. 1.76-1.79.

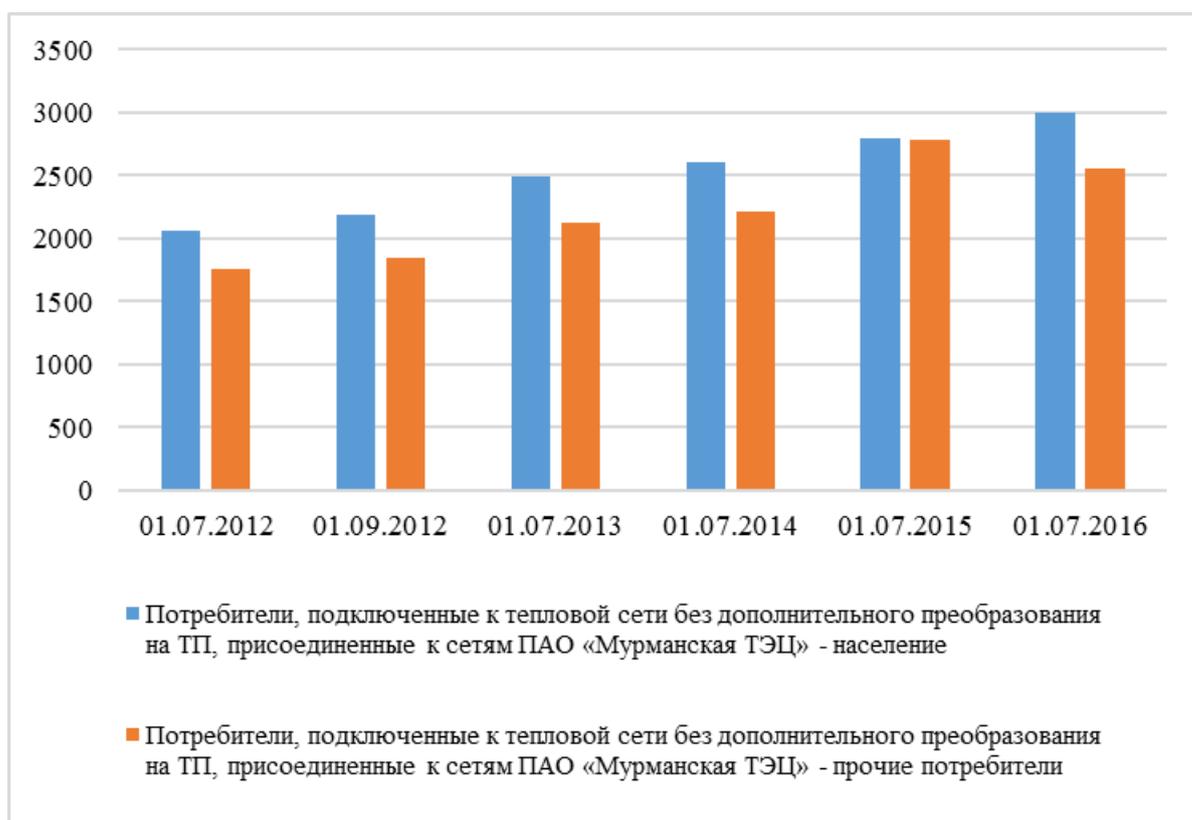


Рисунок 1.76. Динамика установленных тарифов для потребителей, подключенных к тепловой сети без дополнительного преобразования на ТП, присоединенных к сетям ПАО «Мурманская ТЭЦ»

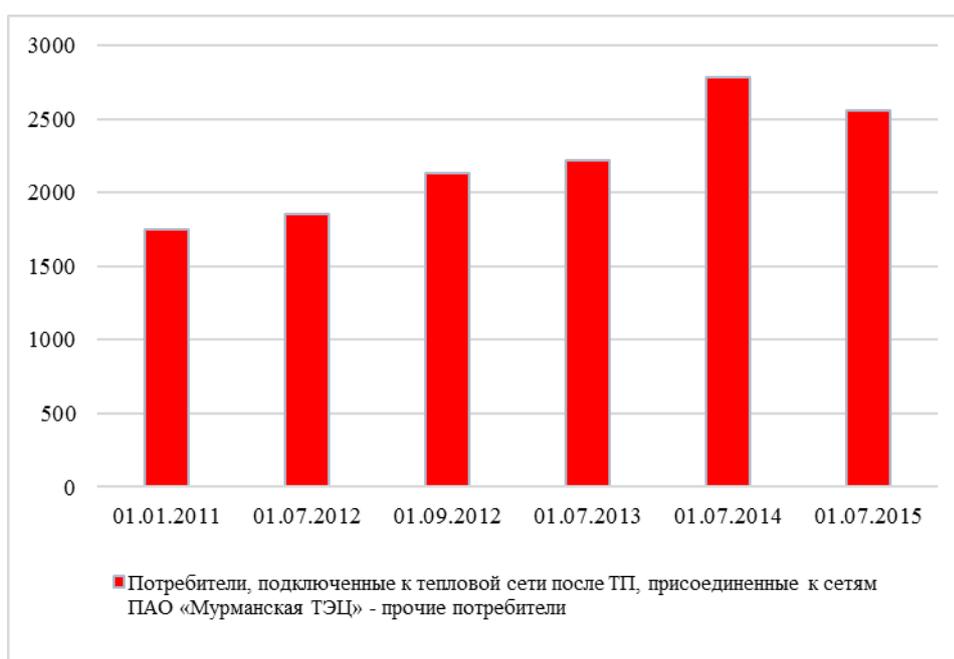


Рисунок 1.77. Динамика установленных тарифов для потребителей, подключенных к тепловой сети после ТП, присоединенных к сетям ПАО «Мурманская ТЭЦ»



Рисунок 1.78. Динамика установленных тарифов для потребителей, подключенных к тепловой сети после ТП, присоединенных к сетям АО «Мурманэнергосбыт»



Рисунок 1.79. Динамика установленных тарифов для потребителей, подключенных к тепловой сети без дополнительного преобразования на ТП, присоединенных к сетям АО «Мурманэнергосбыт»

1.11.1.2. Динамика утвержденных тарифов АО «Мурманэнергосбыт»

Сведения об утвержденных тарифах АО «Мурманэнергосбыт», устанавливаемых Управлением по тарифному регулированию Мурманской области, представлены в таблице 1.202.

Таблица 1.202 Сведения о размере тарифов АО «Мурманэнергосбыт» без учета НДС

№ п/п	Наименование энергоуслуги	Дата ввода тарифа	Тариф, руб./Гкал		Реквизиты постановлений Управления по тарифному регулированию Мурманской области
			Население*	Прочие	
1.	ГВ, поставляемая потребителям	01.09.2011	2230,908	1890,60	от 19.08.2011 №34/2
		01.01.2012	2230,908	1890,60	
		01.07.2012	2364,767	2004,04	от 09.12.2011 №58/1
		01.09.2012	2497,199	2116,27	
		01.01.2013	2497,199	2116,27	от 12.12.2012г. №58/1 от 28.06.2013г. №21/2
		01.07.2013	2841,310	2435,83	
		01.01.2014	2841,310	2435,83	от 19.12.2013 №58/16
		01.07.2014	2960,645	2538,13	
		01.01.2015	2960,645	2538,13	от 19.12.2014 № 62/5
		01.07.2015	3185,658	2855,40	
		01.01.2016	3185,658	2855,40	от 20.12.2016 № 56/7
		01.07.2016	3424,584	3100,52	
01.01.2017	3309,86	2804,97			
01.01.2018	3424,584	2968,7			
2.	Острый и редуцированный пар, поставляемый потребителям	01.09.2011	-	2110,20	от 19.08.2011 №34/2
		01.01.2012	-	2110,20	
		01.07.2012	-	2236,81	от 09.12.2011 №58/1
		01.09.2012	-	2362,07	
		01.01.2013	-	2362,07	от 12.12.2012г. №58/1 от 28.06.2013г. №21/2
		01.07.2013	-	2718,74	
		01.01.2014	-	2718,74	от 19.12.2013 №58/16
		01.07.2014	-	2832,93	
		01.01.2015	-	2832,93	от 19.12.2014 № 62/5
01.07.2015	-	2893,35			
3.	Передача тепловой энергии в ГВ	01.09.2011	-	202,900	от 19.08.2011 №34/2
		01.01.2012	-	202,900	
		01.07.2012	-	215,070	от 09.12.2011 №58/1
		01.09.2012	-	227,110	
		01.01.2013	-	227,110	от 12.12.2012г. №58/1
		01.07.2013	-	261,400	
		01.01.2014	-	261,400	от 19.12.2013 №58/16
		01.07.2014	-	272,380	
		01.01.2015	-	272,380	от 19.12.2014 № 62/5
01.07.2015	-	388,650			

* - тарифы указываются с учетом НДС

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «Мурманэнергосбыт» потребителям, представлена в таблице 1.203.

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «Мурманэнергосбыт» потребителям, графически представлена на рис. 1.80-1.82.

Таблица 1.203 Динамика утвержденных тарифов АО «Мурманэнергосбыт»

№ п/п	Установленный тариф, руб./Гкал							Изменение тарифа, %					
	01.09.2011	01.07.2012	01.09.2012	01.07.2013	01.07.2014	01.07.2015	01.07.2016	01.07.2012	01.09.2012	01.07.2013	01.07.2014	01.07.2015	01.07.2016
1.	<i>ГВ, поставляемая потребителям - население</i>												
	2230,908	2364,767	2497,199	2841,31	2960,645	3185,658	3424,584	6	5,6	13,78	4,2	7,6	7,5
2.	<i>ГВ, поставляемая потребителям - прочие потребители</i>												
	1890,6	2004,04	2116,27	2435,83	2538,13	2855,4	3100,52	6	5,6	15,1	4,2	12,5	8,6
3.	<i>Острый и редуцированный пар, поставляемый потребителям - прочие потребители</i>												
	2110,2	2236,81	2362,07	2718,74	2832,93	2893,35	3141,73	6	5,6	15,1	4,2	2,1	8,6
4.	<i>Передача тепловой энергии в ГВ - прочие потребители</i>												
	202,9	215,07	227,11	261,4	272,38	388,65	338,69	6	5,6	15,1	4,2	42,7	-12,9

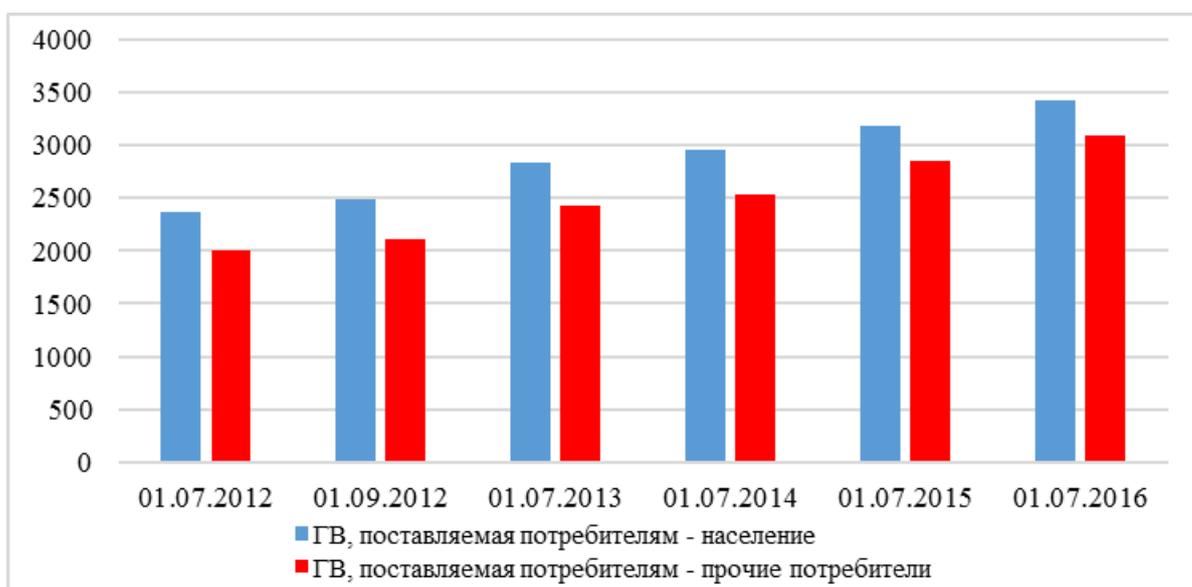


Рисунок 1.80. Динамика установленных тарифов на ГВ для потребителей АО «Мурманэнергосбыт»



Рисунок 1.81. Динамика установленных тарифов на острый и редуцированный пар для потребителей АО «Мурманэнергосбыт»

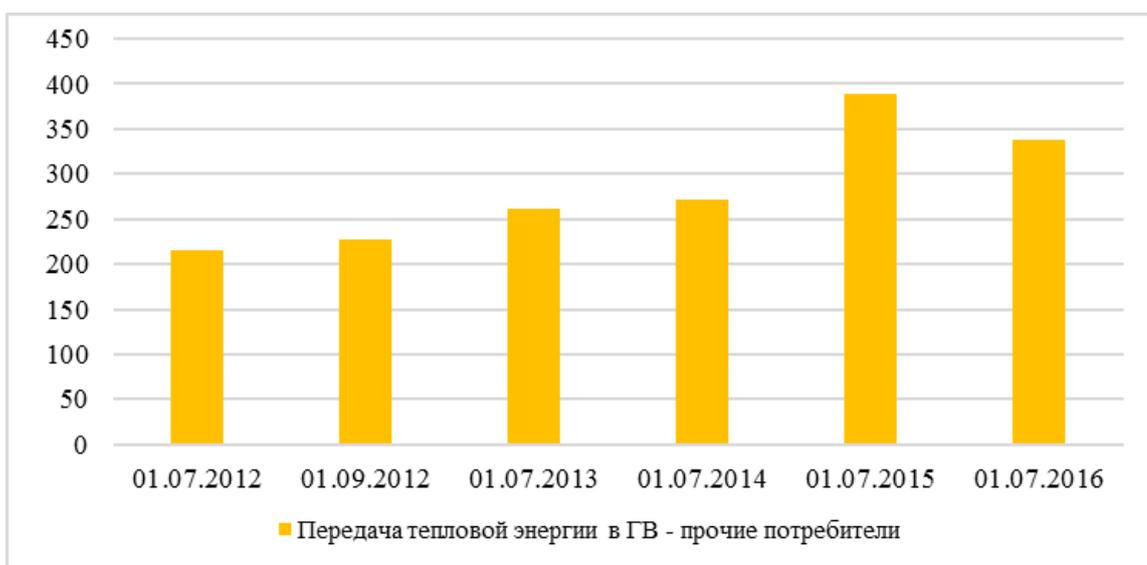


Рисунок 1.82. Динамика установленных тарифов на передачу тепловой энергии с ГВ АО «Мурманэнергосбыт»

1.11.1.3. Динамика утвержденных тарифов АО «Мурманский морской рыбный порт»

Сведения об утвержденных тарифах АО «Мурманский морской рыбный порт», устанавливаемых Управлением по тарифному регулированию Мурманской области, представлены в таблице 1.204.

Таблица 1.204 Сведения о размере тарифов АО «Мурманский морской рыбный порт» без учета НДС

№ п/п	Наименование энергоуслуги	Дата ввода тарифа	Тариф, руб./Гкал		Реквизиты постановлений Управления по тарифному регулированию Мурманской области
			Население*	Прочие	
1.	ГВ для потребителей АО «ММРП» через сети АО «ММРП»	01.01.2011	2453,22	2079,00	от 26.11.2008 №44/11
		01.01.2012	1983,82	1681,20	от 23.11.2011 №52/3
		01.07.2012	2102,84	1782,07	
		01.09.2012	2220,61	1881,87	
		01.01.2013	2220,61	1881,87	от 14.12.2012 №59/2
		01.07.2013	2555,92	2166,03	
		01.01.2014	2555,92	2166,03	от 10.12.2013 №51/1
		01.07.2014	2663,26	2257,00	
		01.01.2015	2663,26	2257,00	от 19.12.2014 № 62/14
		01.07.2015	-	2826,440	
01.07.2016	3110,65	-	-		
2.	Острый и редуцированный пар для потребителей АО «ММРП» через сети АО «ММРП»	01.01.2011	-	2079,00	от 26.11.2008 №44/11
		01.01.2012	-	2079,00	от 23.11.2011 №52/3
		01.07.2012	-	2203,74	
		01.09.2012	-	2269,95	
		01.01.2013	-	2269,95	от 14.12.2012 №59/2
		01.07.2013	-	2523,57	
		01.01.2014	-	2523,57	от 10.12.2013 №51/1
		01.07.2014	-	2629,56	
		01.01.2015	-	2629,56	от 19.12.2014 № 62/14
		01.07.2015	-	3293,000	

№ п/п	Наименование энергоуслуги	Дата ввода тарифа	Тариф, руб./Гкал		Реквизиты постановлений Управления по тарифному регулированию Мурманской области
			Население*	Прочие	
		01.07.2016	-	3080	-
3.	ГВ для потребителей АО «ММРП» через сети АО «МУРМАНЭНЕРГОСБЫТ»	01.01.2011	2453,22	2079,00	от 26.11.2008 №44/11
		01.01.2012	2223,24	1884,10	от 23.11.2011 №52/3
		01.07.2012	2356,64	1997,15	
		01.09.2012	2488,61	2108,99	
		01.01.2013	2488,61	2108,99	от 14.12.2012 №59/2
		01.07.2013	2864,39	2427,45	от 10.12.2013 №51/1
		01.01.2014	2864,39	2427,45	
		01.07.2014	2984,69	2529,40	
		01.01.2015	2984,69	2529,40	от 19.12.2014 № 62/14
		01.07.2015	3211,530	3167,570	
		01.07.2016	3452,37	3459,47	-

* - тарифы указываются с учетом НДС

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «Мурманский морской рыбный порт» потребителям, представлена в таблице 1.205.

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «Мурманский морской рыбный порт» потребителям, графически представлена на рис. 1.83-1.85.

Таблица 1.205 Динамика утвержденных тарифов АО «Мурманский морской рыбный порт»

№ п/п	Установленный тариф, руб./Гкал								Изменение тарифа, %							
	01.01.2011	01.01.2012	01.07.2012	01.09.2012	01.07.2013	01.07.2014	01.07.2015	01.07.2016	01.01.2011	01.01.2012	01.07.2012	01.09.2012	01.07.2013	01.07.2014	01.07.2015	01.07.2016
1.	<i>ГВ для потребителей АО «ММРП» через сети АО «ММРП» – население</i>															
	2453,22	1983,82	2102,84	2220,61	2555,92	2663,26	-	-		-19,13	6	5,6	15,1	4,2	-	-
2.	<i>ГВ для потребителей АО «ММРП» через сети АО «ММРП» – прочие потребители</i>															
	2079	1681,2	1782,07	1881,87	2166,03	2257	2826,44	3383,32		-19,13	6	5,6	15,1	4,2	25,2	19,7
3.	<i>Острый и редуцированный пар для потребителей АО «ММРП» через сети АО «ММРП» – прочие потребители</i>															
	2079		2203,74	2269,95	2523,57	2629,56	3293	3941,8			6	3	11,17	4,2	25,2	19,7
4.	<i>ГВ для потребителей АО «ММРП» через сети АО «МУРМАНЭНЕРГОСБЫТ» - население</i>															
	2453,22	2223,24	2356,64	2488,61	2864,39	2984,69	3211,53	3452,37		-9,37	6	5,6	15,1	4,2	7,6	7,5
5.	<i>ГВ для потребителей АО «ММРП» через сети АО «МУРМАНЭНЕРГОСБЫТ» - прочие потребители</i>															
	2079	1884,1	1997,15	2108,99	2427,45	2529,4	3167,57	3791,66		-9,37	6	5,6	15,1	4,2	25,2	19,7

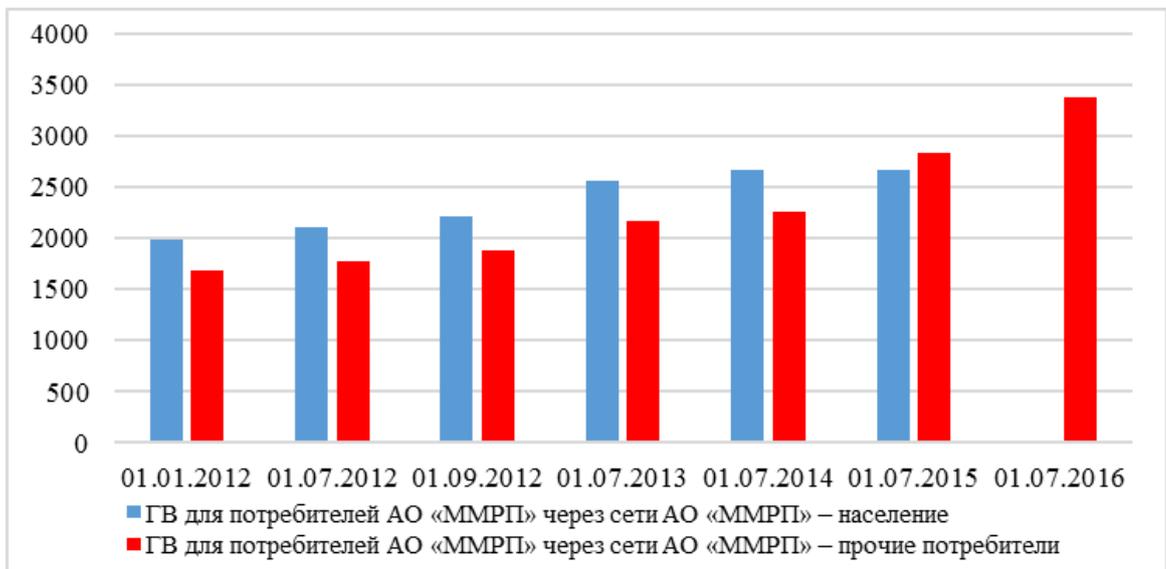


Рисунок 1.83. Динамика установленных тарифов на ГВ для потребителей АО «ММРП» через сети АО «ММРП»

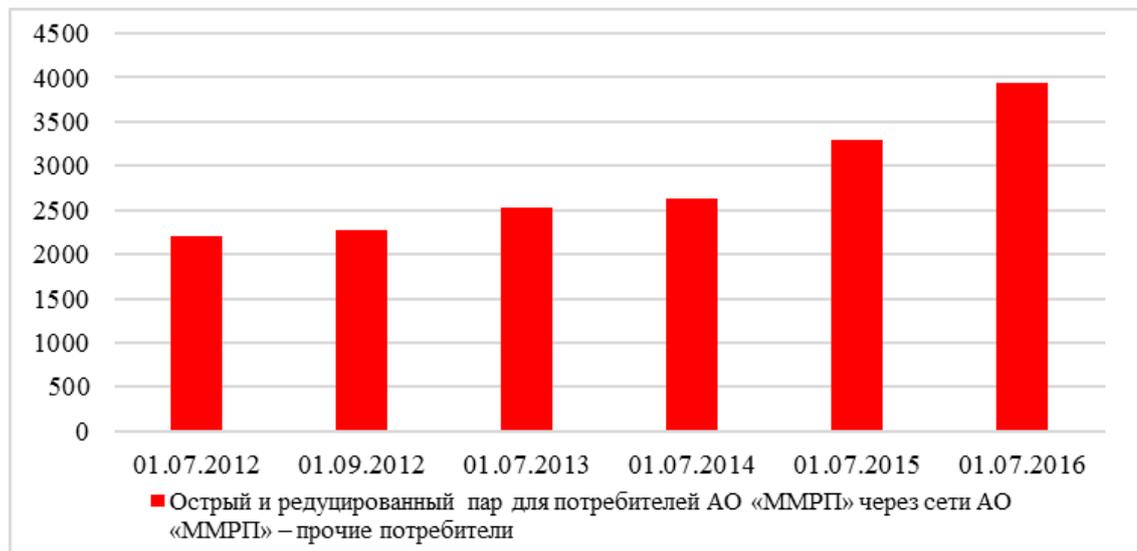


Рисунок 1.84. Динамика установленных тарифов на острый и редуцированный пар для потребителей АО «ММРП» через сети АО «ММРП»

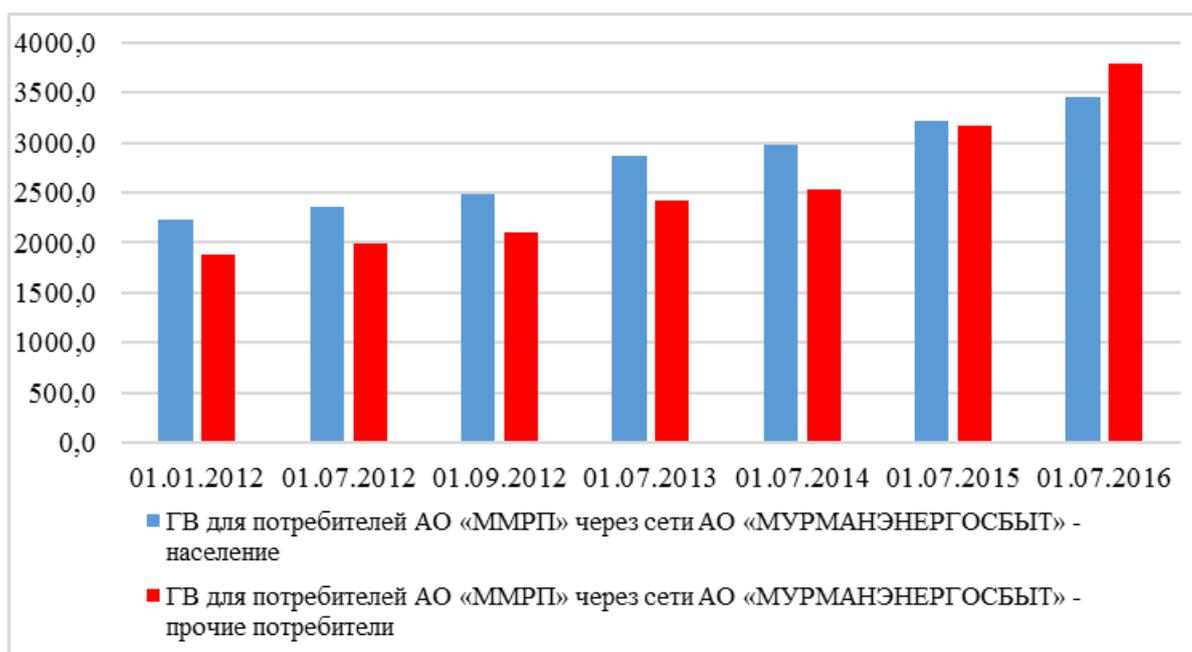


Рисунок 1.85. Динамика установленных тарифов на ГВ для потребителей АО «ММРП» через сети АО «Мурманэнергосбыт»

1.11.1.4. Динамика утвержденных тарифов МУП «Мурманская управляющая компания»

Сведения об утвержденных тарифах Муниципального унитарного предприятия «Мурманская Управляющая Компания», устанавливаемых Управлением по тарифному регулированию Мурманской области, представлены в таблице 1.206.

Таблица 1.206 Сведения о размере тарифов МУП «Мурманская управляющая компания» без учета НДС

№ п/п	Наименование энергоуслуги	Дата ввода тарифа	Тариф, руб./Гкал		Реквизиты постановлений Управления по тарифному регулированию Мурманской области		
			Население*	Прочие			
1.	ГВ, поставляемая потребителям мкрн. Дровяное г. Мурманска (дизельная котельная)	01.01.2011	н.д.	н.д.	от 13.01.2012 №2/1		
		13.01.2012	3561,122	3017,90			
		01.07.2012	3774,785	3198,97			
				01.09.2012	3986,170	3378,11	от 21.11.2013 №50/11
				01.01.2013	3986,170	3378,11	
				01.07.2013	4588,076	3888,20	от 15.11.2013 №43/11
				01.01.2014	4588,076	3888,20	
				01.07.2014	4780,770	4051,50	от 05.12.2014 № 55/7
				01.01.2015	4780,770	4051,50	
				01.07.2015	4780,770	4051,50	от 14.12.2016 г. № 53/5
				01.01.2016	4780,770	4051,50	
				01.07.2016	4780,770	4171,27	
		01.01.2017	4780,770	4171,27			
2.	ГВ, поставляемая потребителям мкрн. Дровяное г. Мурманска (угольная котельная)	01.01.2011	н.д.	н.д.	от 13.01.2012 №2/1		
		13.01.2012	1505,586	1275,92			
		01.07.2012	1595,926	1352,48			
				01.09.2012	1685,300	1428,22	от 21.11.2013 №50/11
				01.01.2013	1685,300	1428,22	

№ п/п	Наименование энергоуслуги	Дата ввода тарифа	Тариф, руб./Гкал		Реквизиты постановлений Управления по тарифному регулированию Мурманской области
			Население*	Прочие	
		01.07.2013	1939,778	1634,88	от 15.11.2013 №43/11
		01.01.2014	1939,778	1643,88	
		01.07.2014	2021,246	1712,92	
		01.01.2015	2021,246	1712,92	от 05.12.2014 № 55/7
		01.07.2015	2021,246	3700,510	
		01.01.2016	2209,22	3700,510	
		01.07.2016	2374,911	4171,27	
		01.01.2017	2374,911	4095,81	

* - тарифы указываются с учетом НДС

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую МУП «Мурманская управляющая компания» потребителям, представлена в таблице 1.207.

Таблица 1.207 Динамика утвержденных тарифов МУП «Мурманская управляющая компания»

№ п/п	Установленный тариф, руб./Гкал						Изменение тарифа, %							
	13.01.2012	01.07.2012	01.09.2012	01.07.2013	01.07.2014	01.07.2015	01.07.2016	13.01.2012	01.07.2012	01.09.2012	01.07.2013	01.07.2014	01.07.2015	01.07.2016
1.	<i>ГВ, поставляемая потребителям мкрн. Дровяное г. Мурманска (дизельная котельная) - население</i>													
	3561,122	3774,785	3986,17	4588,076	4780,77	4780,77	4780,77		6	5,6	15,1	4,2	0,0	
2.	<i>ГВ, поставляемая потребителям мкрн. Дровяное г. Мурманска (дизельная котельная) – прочие потребители</i>													
	3017,9	3198,97	3378,11	3888,2	4051,5	4051,5	4171,27		6	5,6	15,1	4,2	0,0	
3.	<i>ГВ, поставляемая потребителям мкрн. Дровяное г. Мурманска (угольная котельная) – население</i>													
	1505,586	1595,926	1685,3	1939,778	2021,246	2209,220	2374,911		6	5,6	15,1	4,2	9,3	
4.	<i>ГВ, поставляемая потребителям мкрн. Дровяное г. Мурманска (угольная котельная) – прочие потребители</i>													
	1275,92	1352,48	1428,22	1634,88	1712,92	3700,510	4171,27		6	5,6	15,1	4,2	116,0	

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую МУП «Мурманская управляющая компания» потребителям, графически представлена на рис. 1.86-1.87.



Рисунок 1.86. Динамика установленных тарифов на ГВ от дизельной котельной

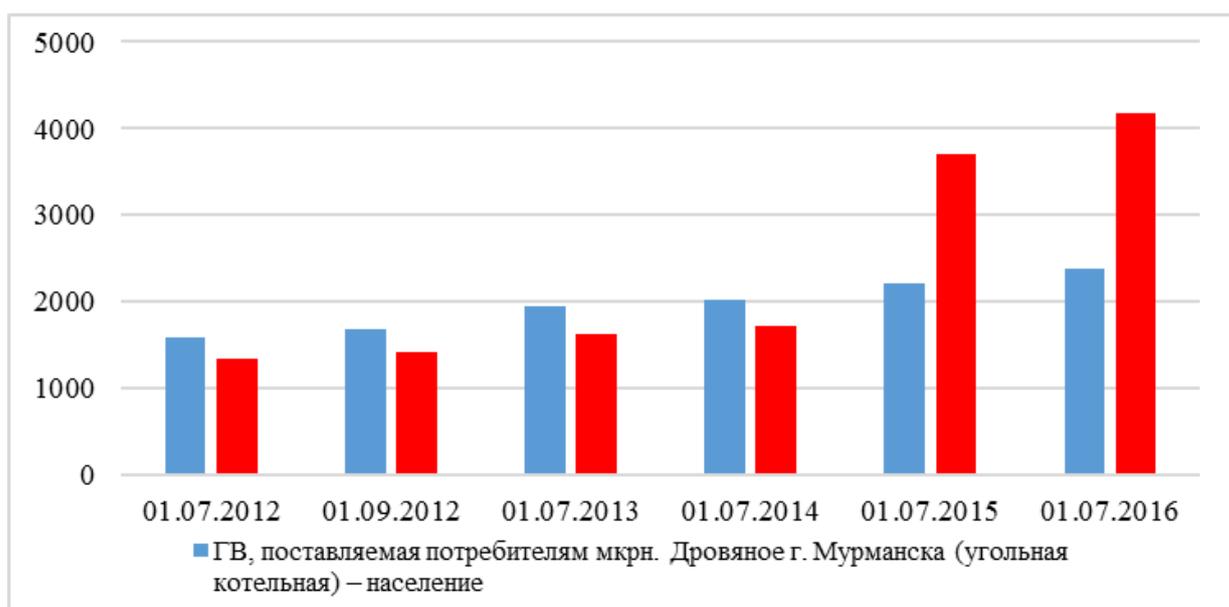


Рисунок 1.87. Динамика установленных тарифов на ГВ от угольной котельной

1.11.1.5. Динамика утвержденных тарифов ОАО «Завод ТО ТБО»

Сведения об утвержденных тарифах ОАО «Завод ТО ТБО», устанавливаемых Управлением по тарифному регулированию Мурманской области, представлены в таблице 1.208.

Таблица 1.208 Сведения о размере тарифов ОАО «Завод ТО ТБО» без учета НДС

№ п/п	Наименование энергоуслуги	Дата ввода тарифа	Тариф, руб./Гкал		Реквизиты постановлений Управления по тарифному регулированию Мурманской области
			Население*	Прочие	
1.	Отборный пар под давлением свыше 13,0 кг/см ² , поставляемый потребителям	01.09.2011	-	1063,00	от 07.12.2011 №57/4
		01.01.2012	-	1063,00	
		01.07.2012	-	1126,80	
		01.09.2012	-	1142,00	от 07.12.2011 №57/4
		01.01.2013	-	1142,00	
		01.07.2013	-	1142,00	
		01.01.2014	-	1142,00	от 20.11.2013 №44/2
		01.07.2014	-	1189,34	от 28.11.2014 № 53/2
		01.01.2015	-	1189,34	
		01.07.2015	-	1234,980	
01.01.2016	-	1234,980	от 02.12.2015 № 54/5		
01.07.2016	-	1284,7			

* - тарифы указываются с учетом НДС

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Завод ТО ТБО» потребителям, представлена в таблице 1.209.

Таблица 1.209 Динамика тарифов на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Завод ТО ТБО»

№ п/п	Установленный тариф, руб./Гкал						Изменение тарифа, %					
	01.01.2010 1	01.07.2010 2	01.09.2010 2	01.07.2011 4	01.07.2011 5	01.07.2011 6	01.01.2011 1	01.07.2011 2	01.09.2011 2	01.07.2011 4	01.07.2011 5	01.07.2011 6
1.	<i>Отборный пар под давлением свыше 13,0 кг/см², поставляемый потребителям - прочие потребители</i>											
	1063,00	1126,80	1142,00	1189,34	1234,98	1284,7	-	6,00	1,35	4,15	3,8	

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Завод ТО ТБО» потребителям, графически представлена на рис. 1.88.

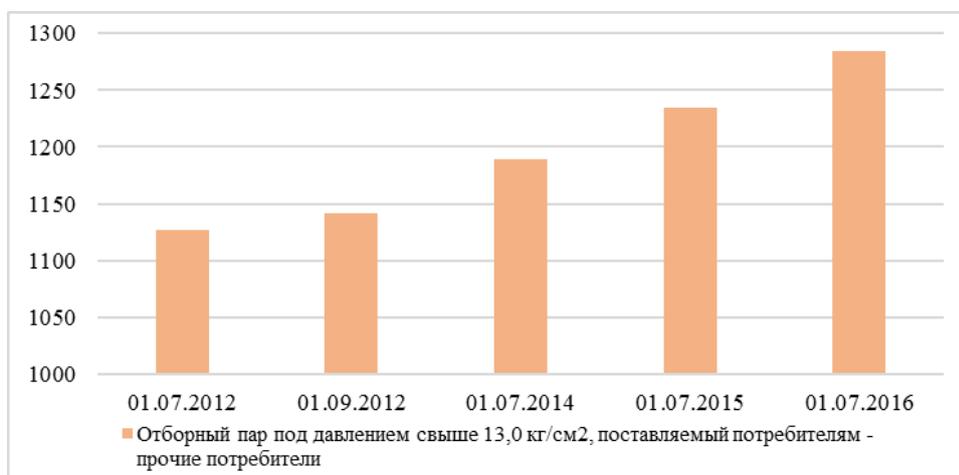


Рисунок 1.88. Динамика установленных тарифов на отборный пар потребителям ОАО «Завод ТО ТБО»

**1.11.1.6. Динамика утвержденных тарифов ОАО
«Мурманская энергосбытовая компания»**

Сведения об утвержденных тарифах ОАО «Мурманская энергосбытовая компания», устанавливаемых Управлением по тарифному регулированию Мурманской области, представлены в таблице 1.210.

Таблица 1.210 Сведения о размере тарифов ОАО «Мурманская энергосбытовая компания» без учета НДС

№ п/п	Наименование энергоуслуги	Дата ввода тарифа	Тариф, руб./Гкал		Реквизиты постановлений Управления по тарифному регулированию Мурманской области
			Население*	Прочие	
1.	ГВ, поставляемая потребителям	01.01.2011	2365,003	2004,24	от 22.12.2010 №44/8
		01.01.2012	2365,003	2004,24	от 14.12.2011 №59/3
		01.07.2012	2506,898	2124,49	
		01.09.2012	2647,283	2243,46	
		01.01.2013	2647,283	2243,46	от 21.12.2012 №61/1
		01.07.2013	3012,965	2553,36	от 16.12.2013 №55/3
		01.01.2014	3012,965	2553,36	
		01.07.2014	3322,656	2815,81	от 19.12.2014 № 62
		01.01.2015		2815,81	
		01.07.2015		3212,56	
		01.01.2016		3187,89	
		01.07.2016		3187,89	
2.	Передача тепловой энергии в ГВ	01.01.2011	-	133,90	от 22.12.2010 №44/8
		01.01.2012	-	133,90	от 14.12.2011 №59/3
		01.07.2012	-	141,93	
		01.09.2012	-	149,88	
		01.01.2013	-	149,88	от 21.12.2012 №61/1
		01.07.2013	-	157,05	от 16.12.2013 №55/3
		01.01.2014	-	157,05	
		01.07.2014	-	293,43	от 19.12.2014 № 62
		01.01.2015	-	247,21	
		01.07.2015	-	247,21	
				01.01.2016	
		01.07.2016		272,57	

* - тарифы указываются с учетом НДС

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Мурманская энергосбытовая компания» потребителям, представлена в таблице 1.211.

Таблица 1.211 Динамика утвержденных тарифов ОАО «Мурманская энергосбытовая компания»

№ п/п	Установленный тариф, руб./Гкал							Изменение тарифа, %						
	01.01.2011	01.07.2012	01.09.2012	01.07.2013	01.07.2014	01.07.2015	01.07.2016	01.01.2011	01.07.2012	01.09.2012	01.07.2013	01.07.2014	01.07.2015	01.07.2016
1.	<i>ГВ, поставляемая потребителям – прочие потребители</i>													
	2004,24	2124,49	2243,46	2553,36	2815,81	3212,56	3187,89	-	6	5,6	13,81	10,28	14,1	
2.	<i>Передача тепловой энергии в ГВ – прочие потребители</i>													
	133,9	141,93	149,88	157,05	293,43	247,21	272,57	-	6	5,6	4,78	86,84	-15,8	

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Мурманская энергосбытовая компания» потребителям, графически представлена на рис. 1.89-1.90.



Рисунок 1.89. Динамика установленных тарифов на ГВС

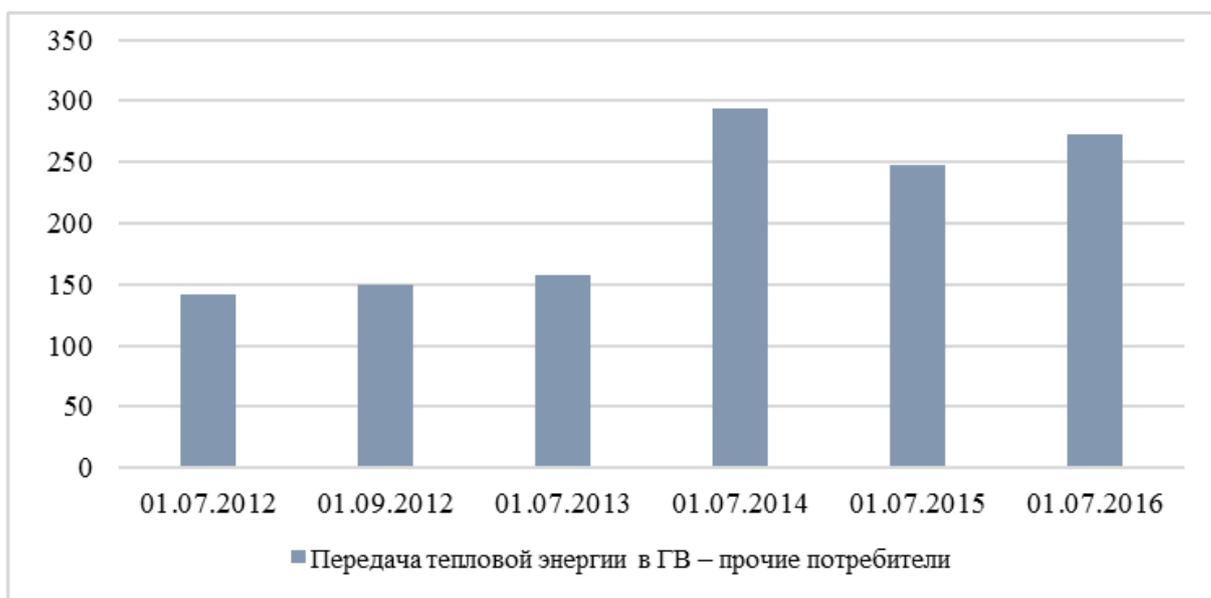


Рисунок 1.90. Динамика установленных тарифов на передачу тепловой энергии в ГВС

1.11.1.7. Динамика установленных тарифов ПАО «Мурманский морской торговый порт»

Сведения об утвержденных тарифах ПАО «Мурманский морской торговый порт», устанавливаемых Управлением по тарифному регулированию Мурманской области, представлены в таблице 1.212.

Таблица 1.212 Сведения о размере тарифов ПАО «Мурманский морской торговый порт» без учета НДС

№ п/п	Наименование энергоуслуги	Дата ввода тарифа	Тариф, руб./Гкал		Реквизиты постановлений Управления по тарифному регулированию Мурманской области
			Население*	Прочие	
1.	ГВ, поставляемая потребителям	01.09.2011	2426,25	2056,14	от 02.12.2010 №35/11
		01.01.2012	2426,25	2056,14	от 25.11.2011 №53/1
		01.07.2012	2571,82	2179,51	
		01.09.2012	2765,01	2343,23	
		01.01.2013	2765,01	2343,23	от 14.12.2012 №59/3
		01.07.2013	3544,45	3003,77	от 20.11.2013 №44/1
		01.01.2014	3544,45	3003,77	
		01.07.2014	4204,98	3563,54	от 28.11.2014 № 53/1
		01.01.2015	-	3563,54	
		01.07.2015	-	3820,440	от 02.12.2015 № 54/3
		01.01.2016	-	3771,12	
01.07.2016	-	3771,12			

* - тарифы указываются с учетом НДС

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ПАО «Мурманский морской торговый порт» потребителям, представлена в таблице 1.213.

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ПАО «Мурманский морской торговый порт» потребителям, графически представлена на рис. 1.91.

Таблица 1.213 Динамика утвержденных тарифов ПАО «Мурманский морской торговый порт»

№ п/п	Установленный тариф, руб./Гкал							Изменение тарифа, %						
	01.01.2011	01.07.2012	01.09.2012	01.07.2013	01.07.2014	01.07.2015		01.07.2016	01.01.2011	01.07.2012	01.09.2012	01.07.2013	01.07.2014	
1.								<i>ГВ, поставляемая потребителям - население</i>						
	2426,25	2571,82	2765,01	3544,45	4204,98	-		-	6,00	7,51	28,19	18,64	-	
2.								<i>ГВ, поставляемая потребителям - прочие потребители</i>						
	2056,14	2179,51	2343,23	3003,77	3563,54	3820,44	3771,12	-	6,00	7,51	28,19	18,64	7,2	-1,3



Рисунок 1.91. Динамика установленных тарифов на ГВ ПАО «Мурманский морской торговый порт»

1.11.1.8. Динамика установленных тарифов АО «ГУ ЖКХ»

Сведения об утвержденных тарифах АО «ГУ ЖКХ», устанавливаемых Управлением по тарифному регулированию Мурманской области, представлены в таблице 1.214.

Таблица 1.214 Сведения о размере тарифов ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление» без учета НДС

№ п/п	Наименование энергоуслуги	Дата ввода тарифа	Тариф, руб./Гкал		Реквизиты постановлений Управления по тарифному регулированию Мурманской области
			Население*	Прочие	
1.	ГВ, поставляемая потребителям	01.01.2016	1575,31	5043,26	от 16.12.2015 № 57/11
		01.07.2016	1638,32	5562,64	

* - тарифы указываются с учетом НДС

1.11.2. Структура 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) ПАО «Мурманская ТЭЦ»

Расходы ПАО «Мурманская ТЭЦ», связанные с производством и реализацией тепловой энергии, представлены в таблице 1.215. Графическое представление дано на диаграмме 1.92.

Таблица 1.215 Расходы ПАО «Мурманская ТЭЦ», связанные с производством и реализацией тепловой энергии

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2011	2012	2013	2014	2015
1	Операционные расходы	тыс.руб.	608 775,70	619 630,97	640 191,88	849 612,20	769 884,23
2	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	511 094,60	443 024,72	1 240 651,20	724 021,59	832 068,69
3	Расходы на приобретение энергетических ресурсов, в том числе	-	3 047 318,70	3 131 026,59	2 830 294,41	2 495 229,86	2 402 860,04
	Расходы на топливо	тыс.руб.	2 595 579,60	2 875 935,62	2 560 563,42	2 201 020,91	2 099 790,03
	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	339 113,33	133 560,61	146 901,47	167 380,99	175 564,39
	Расходы на тепловую энергию	тыс.руб.	95 792,22	106 414,38	105 129,50	104 590,76	107 445,86
	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	16 833,56	15 115,99	17 700,02	22 237,20	20 059,76
4	Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе	тыс.руб.				477 209,73	538 923,90

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2011	2012	2013	2014	2015
	долгосрочных параметров регулирования						
5	Прибыль	тыс.руб.			1 536,00		68 298,38
	Итого НВВ на производство и передачу	тыс.руб.	4 167 189,00	4 193 682,28	4 712 673,49	4 546 073,37	4 612 035,24



Рисунок 1.92. Расходы ПАО «Мурманская ТЭС», связанные с производством и реализацией тепловой энергии в 2015 году

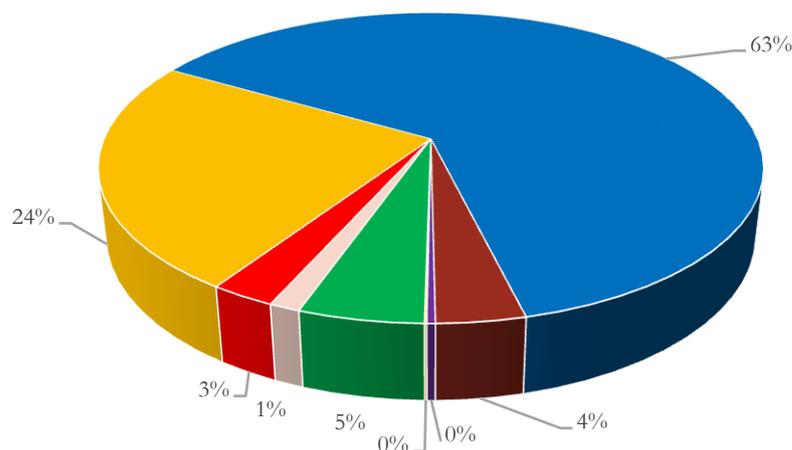
1.11.2.2. Структура цен (тарифов) АО «Мурманэнергосбыт»

Расходы АО «Мурманэнергосбыт», связанные с производством и реализацией тепловой энергии, представлены в таблице 1.216-1.217. Графическое представление дано на диаграммах 1.93-1.94. АО «Мурманэнергосбыт» начало осуществлять деятельность по теплоснабжению с 01.09.2011 года, таким образом информация по затратам за 2011 год предоставлена за 4 месяца.

Таблица 1.216 Расходы АО «Мурманэнергосбыт», связанные с производством и реализацией тепловой энергии

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	2011	2012	2013
-------	--------------------------	-------------------	------	------	------

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	2011	2012	2013
1	Расходы на топливо	тыс.руб.	389 731	1 079 459	931 654
2	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	тыс.руб.	18 346	47 621	54 127
3	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб.	4 947,78	4 692,09	5 123,16
4	Расходы на материалы на производственные нужды	тыс.руб.	2 413	16 578	1 374
5	Аренда имущества, используемого в технологическом процессе	тыс.руб.	17 353	66 050	76 188
6	Общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе	тыс.руб.	85	1 739	18 864
7	Общепроизводственные (управленческие) расходы	тыс.руб.	6 529	27 580	39 799
8	Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс.руб.	126 061	389 926	355 602
9	Итого затрат	тыс.руб.	565 466	549 494	1 482 731



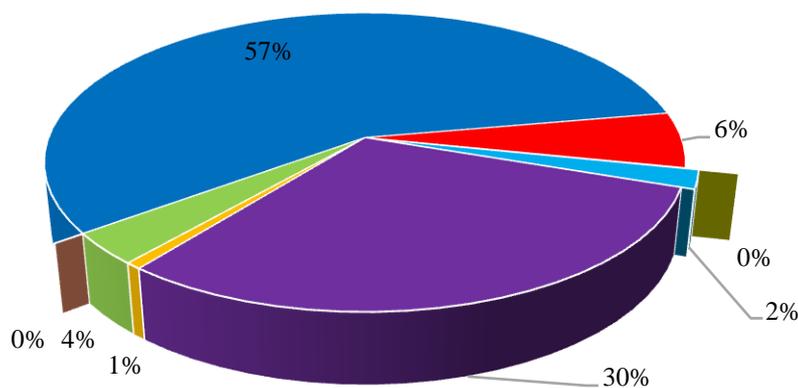
- Расходы на топливо
- Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе
- Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе
- Расходы на материалы на производственные нужды
- Аренда имущества, используемого в технологическом процессе
- Общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе
- Общепроизводственные (управленческие) расходы

Рисунок 1.93. Расходы АО «Мурманэнергосбыт», связанные с производством и реализацией тепловой энергии в 2013 году

Таблица 1.217 Расходы АО «Мурманэнергосбыт», связанные с передачей тепловой энергии

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	2011	2012	2013
-------	--------------------------	-------------------	------	------	------

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	2011	2012	2013
1	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	тыс.руб.	4 060	10 727	11 843
2	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб.	20	61	
3	Расходы на материалы на производственные нужды	тыс.руб.	61	3 573	
4	Аренда имущества, используемого в технологическом процессе	тыс.руб.	20 400	54 322	56 336
5	Общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе	тыс.руб.	352	1 255	2 068
6	Общепроизводственные (управленческие) расходы	тыс.руб.	2 212	6 201	8 281
7	Расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс.руб.	118	19	
8	Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс.руб.	36 178	102 447	114 879
9	Итого затрат	тыс.руб.	63 401	178 605	193 407



- Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе
- Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе
- Расходы на материалы на производственные нужды
- Аренда имущества, используемого в технологическом процессе
- Общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе
- Общепроизводственные (управленческие) расходы
- Расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств
- Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса

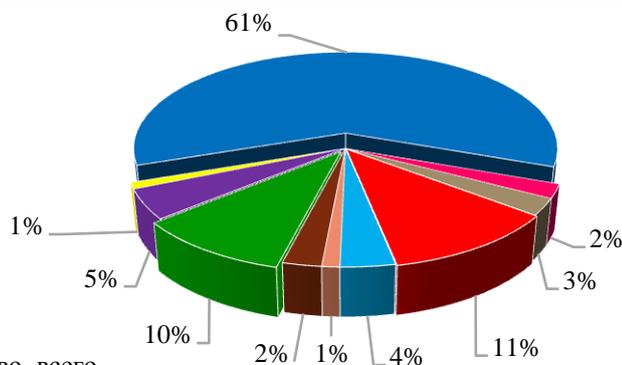
Рисунок 1.94. Расходы АО «Мурманэнергосбыт», связанные с передачей тепловой энергии в 2012 году

1.11.2.3. Структура цен (тарифов) АО «Мурманский морской рыбный порт»

Расходы АО «Мурманский морской рыбный порт», связанные с производством и реализацией тепловой энергии, представлены в таблице 1.218 и на диаграмме 1.95.

Таблица 1.218 Расходы АО «Мурманский морской рыбный порт», связанные с производством и реализацией тепловой энергии

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2011	2012
1	Расходы на топливо, всего	тыс. руб.	98 566,73	118 019,36
2	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	тыс. руб.	5 852,03	4 301,05
3	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	4 947,78	5 123,16
4	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	20 134,75	22 266,67
5	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	6 921,50	6 778,45
6	Расходы на амортизацию основных производственных средств, используемых в производственном процессе	тыс. руб.	2 326,70	2 192,90
7	Общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе	тыс. руб.	5 123,21	4 837,34
8	Общехозяйственные (управленческие) расходы	тыс. руб.	11 771,58	19 497,52
9	Расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс. руб.	8 685,95	9 111,56
10	Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс. руб.		1 980,04
11	Итого затрат	тыс. руб.	164 330,23	194 108,05



- Расходы на топливо, всего
- Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе
- Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе
- Расходы на оплату труда основного производственного персонала
- Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала
- Расходы на амортизацию основных производственных средств, используемых в производственном процессе
- Общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе
- Общехозяйственные (управленческие) расходы
- Расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств

Рисунок 1.95. Расходы АО «Мурманский морской рыбный порт», связанные с производством и реализацией тепловой энергии в 2012 году

1.11.2.4. Структура цен (тарифов) МУП «Мурманская управляющая компания»

Расходы МУП «Мурманская управляющая компания», связанные с производством и реализацией тепловой энергии, представлены в таблицах 1.219-1.220. Графическое представление дано на диаграммах 1.96-1.97.

Таблица 1.219 Расходы МУП «Мурманская управляющая компания», связанные с производством и реализацией тепловой энергии (угольная котельная)

Наименование показателя	2012	2013
Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего	23 302,10	25 168,16
<i>расходы на сырье и материалы</i>	408,51905	154,17182
<i>расходы на топливо</i>	12 328,29	11 514,08
<i>расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы (электроэнергия)</i>	741,68387	709,6672
<i>расходы на холодную воду</i>	68,86971	66,94023
<i>амортизация основных средств и нематериальных активов</i>	258,4148	245,1264
<i>оплата труда</i>	3534,46593	4509,64
<i>отчисления на социальные нужды</i>	1044,8256	1430,67589
<i>расходы на выполнения работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями или индивидуальными предпринимателями (договора эксплуатации)</i>	169,14709	238,85254
<i>расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая расходы на оплату услуг связи, вневедомственной охраны, коммунальных услуг, юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг</i>	2,41	86,2718
<i>расходы на служебные командировки</i>	12	4,8
<i>расходы на обучение персонала</i>		12
<i>цеховые расходы</i>	751,21522	689,99009
<i>налог на имущество организаций</i>	108,362	107,56
<i>общехозяйственные расходы</i>	3873,89881	5398,38423

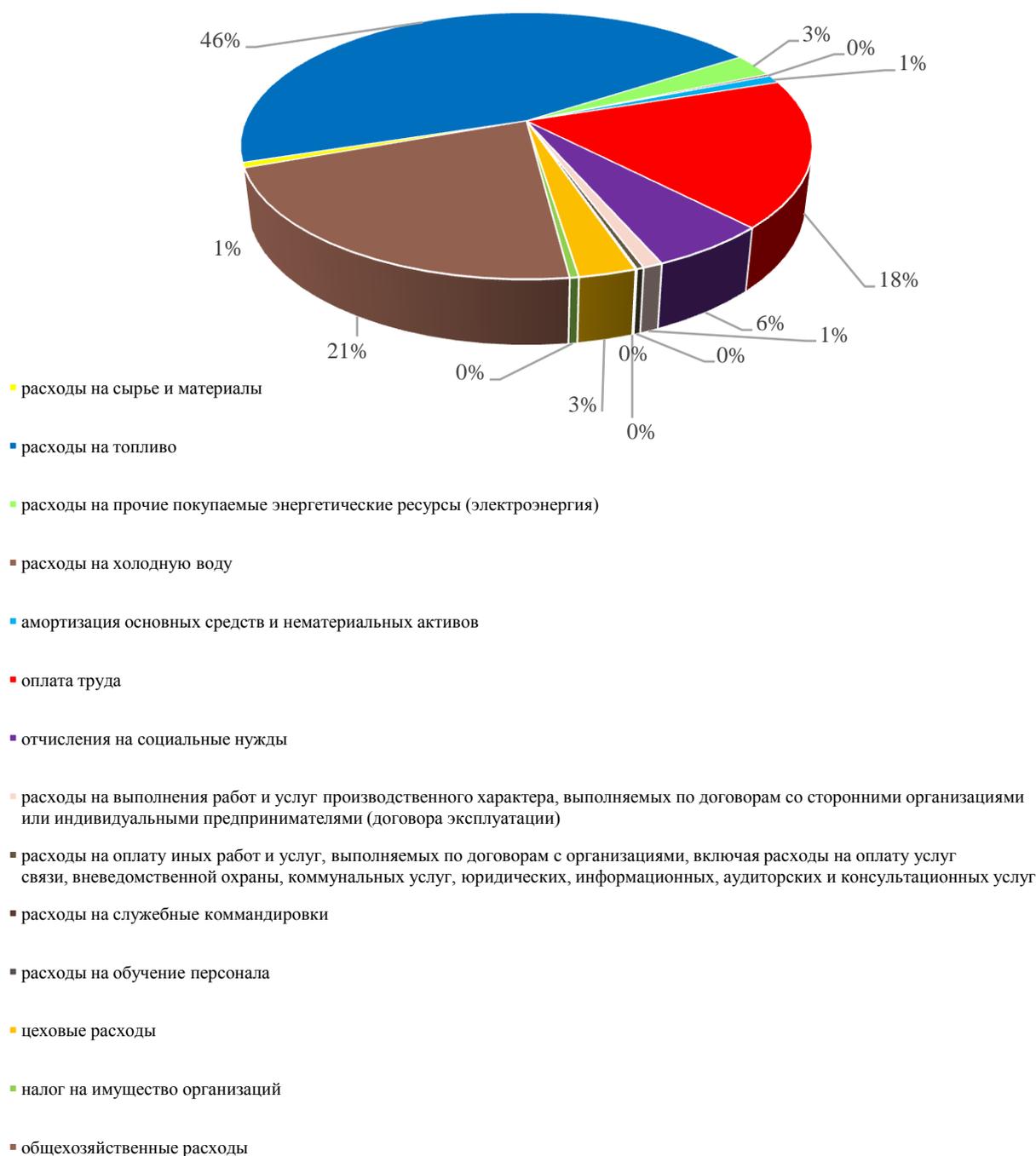


Рисунок 1.96. Расходы МУП «Мурманская управляющая компания», связанные с производством и реализацией тепловой энергии (угольная котельная) за 2013 г

Таблица 1.220 Расходы МУП «Мурманская управляющая компания», связанные с производством и реализацией тепловой энергии (дизельная котельная)

Наименование показателя	2012	2013
Производственные показатели		
Установленная тепловая мощность, Гкал/час	2,062	2,062
Суммарная тепловая нагрузка, тыс. Гкал/час	0,9447	0,9322
выработка	3,164	3,02259
Расход т/э на собственные нужды котельной	0,0284	0,0272
То же в % от выработанной т/э, %	0,9	0,9
Полезный отпуск т/э в сеть	3,1356	2,99539
Расходы, связанные с производством и реализацией продукции	14 822,00	15 517,22

Наименование показателя	2012	2013
(услуг), всего		
<i>расходы на сырье и материалы</i>	26,11991	12,94692
<i>расходы на топливо</i>	10 495,27	10 076,95
<i>расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы (электроэнергия)</i>	258,08638	272,77543
<i>расходы на холодную воду</i>	2,31604	10,72061
<i>амортизация основных средств и нематериальных активов</i>	318,322	354,3528
<i>оплата труда</i>	1153,817	1407,01841
<i>отчисления на социальные нужды</i>	333,54283	413,66341
<i>расходы на выполнения работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями или индивидуальными предпринимателями (договора эксплуатации)</i>		87,34032
<i>расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая расходы на оплату услуг связи, вневедомственной охраны, коммунальных услуг, юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг</i>	88,145	96,6692
<i>расходы на служебные командировки</i>	13,009	11,42857
<i>расходы на обучение персонала</i>		12
<i>цеховые расходы</i>	480,3444	542,32615
<i>налог на имущество организаций</i>	213,427	207,18232
<i>общехозяйственные расходы</i>	1438,337	2011,84354
<i>ремонт основных средств, выполняемый подрядным способом</i>	1,731	

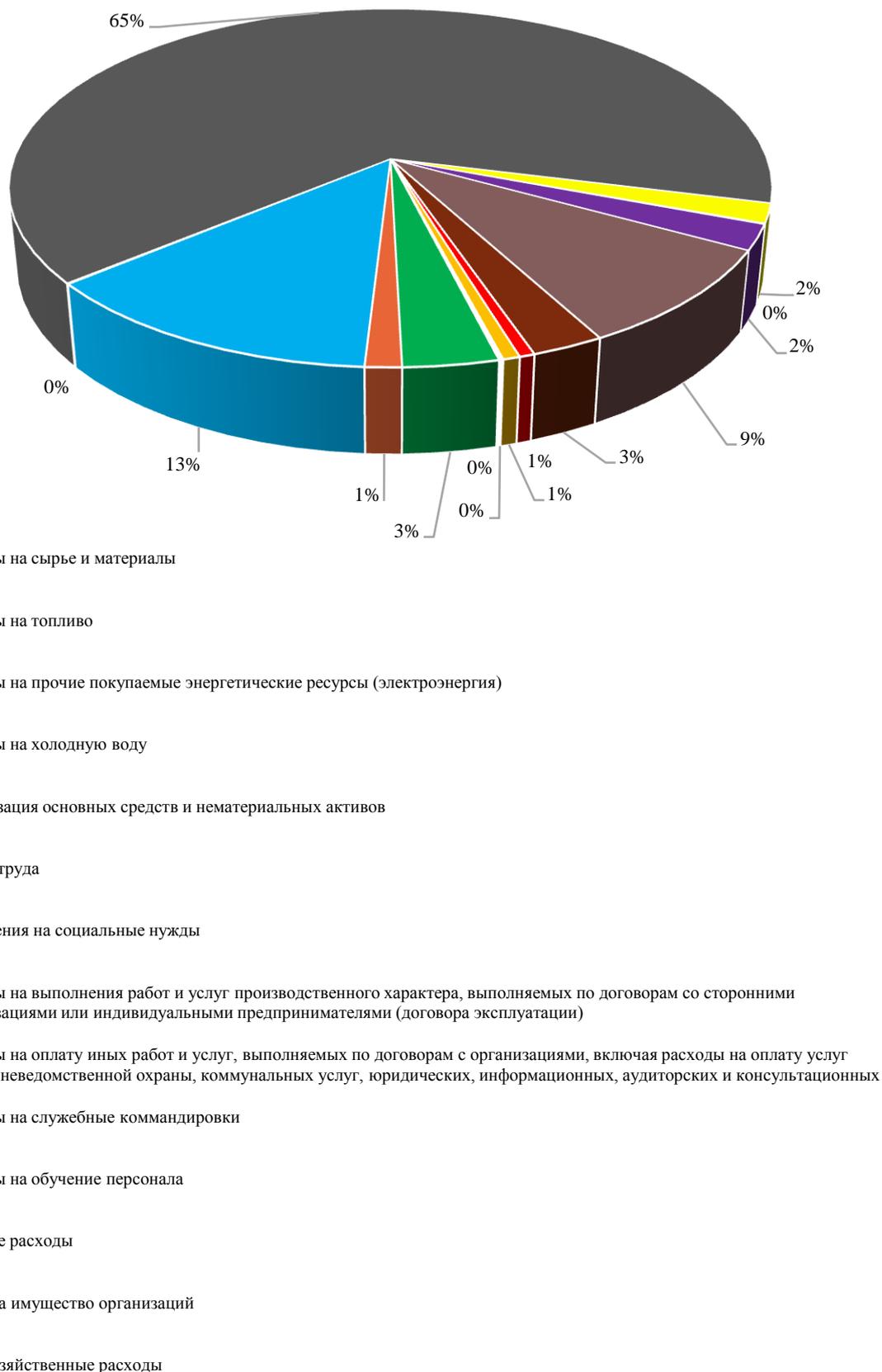


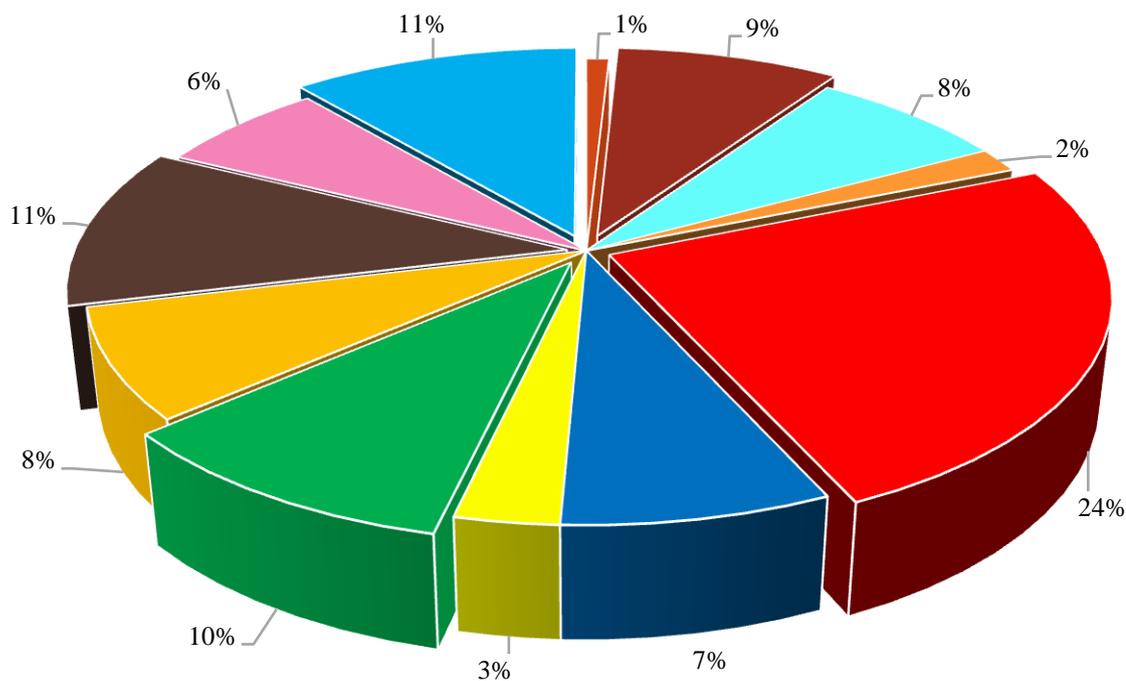
Рисунок 1.97. Расходы МУП «Мурманская управляющая компания», связанные с производством и реализацией тепловой энергии (дизельная котельная)

1.11.2.5. Структура цен (тарифов) ОАО «Завод ТО ТБО»

Расходы ОАО «Завод ТО ТБО», связанные с производством и реализацией тепловой энергии, представлены в таблице 1.221 и на диаграмме 1.98.

Таблица 1.221 Расходы ОАО «Завод ТО ТБО», связанные с производством и реализацией тепловой энергии

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2013
1	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс.руб.	1 323
2	Расходы на топливо	тыс.руб.	13 237
3	Расходы на покупаемую электрическую энергию, потребляемую оборудованием	тыс.руб.	11 620,00
4	Расходы на приобретение холодной воды	тыс.руб.	2 621,00
5	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс.руб.	37 665
6	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.	11 413
7	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс.руб.	4 427
8	Общепроизводственные (цеховые) расходы	тыс.руб.	15 288
9	Общехозяйственные расходы (управленческие)	тыс.руб.	11705
10	Затраты на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс.руб.	17 250
11	Прочие расходы основного производства	тыс.руб.	9 984
12	Материалы	тыс.руб.	17 079
13	Итого затрат	тыс. руб.	153 612



- Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)
- Расходы на топливо
- Расходы на покупаемую электрическую энергию, потребляемую оборудованием
- Расходы на приобретение холодной воды
- Расходы на оплату труда основного производственного персонала
- Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала
- Расходы на амортизацию основных производственных средств
- Общепроизводственные (цеховые) расходы
- Общехозяйственные расходы (управленческие)
- Затраты на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств
- Прочие расходы основного производства
- Материалы

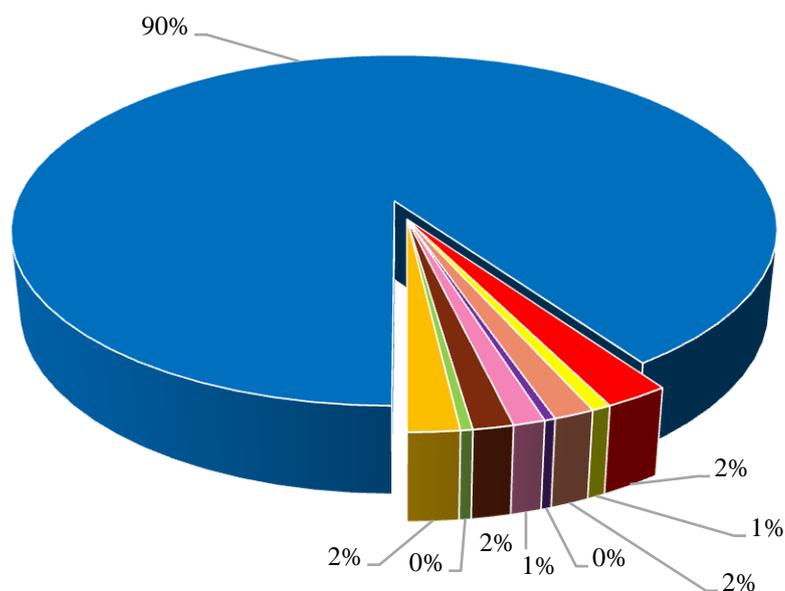
Рисунок 1.98. Расходы ОАО «Завод ТО ТБО», связанные с производством и реализацией тепловой энергии

1.11.2.6. Структура цен (тарифов) ОАО «Мурманская энергосбытовая компания»

Расходы ОАО «Мурманская энергосбытовая компания», связанные с реализацией тепловой энергии, представлены в таблице 1.222. Графическое представление дано на диаграмме 1.99.

Таблица 1.222 Расходы ОАО «Мурманская энергосбытовая компания», связанные с реализацией тепловой энергии

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2011	2012
1	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс. руб.	170381	323402
2	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	11974	8245
3	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	2997	2474
4	Расходы на амортизацию основных производственных средств, используемых в производственном процессе	тыс. руб.	4078	5188
5	Аренда имущества, используемого в технологическом процессе	тыс. руб.	1105	1380
6	Общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе	тыс. руб.	4067	4067
7	Расходы на оплату труда	тыс. руб.	8869	5140
8	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	2035	1542
9	Расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс. руб.	10488	6612
10	Итого затрат	тыс. руб.	215994	358050



- Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)
- Расходы на оплату труда основного производственного персонала
- Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала
- Расходы на амортизацию основных производственных средств, используемых в производственном процессе
- Аренда имущества, используемого в технологическом процессе
- Общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе
- Расходы на оплату труда
- Отчисления на социальные нужды

Рисунок 1.99. Расходы ОАО «Мурманская энергосбытовая компания», связанные с реализацией тепловой энергии в 2012 году

1.11.2.7. Структура цен (тарифов) ПАО «Мурманский морской торговый порт»

Расходы ПАО «Мурманский морской торговый порт», связанные с производством и реализацией тепловой энергии, представлены в таблице 1.223. Графическое представление дано на диаграмме 1.100.

Таблица 1.223 Расходы ПАО «Мурманский морской торговый порт», связанные с производством и реализацией тепловой энергии

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2011	2012	2013
1	Расходы на топливо всего	тыс.руб.	9 105,00	10 967,13	9 866,37
2	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе:	тыс.руб.	1 109,00	900,42	1 092,68
3	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб.	91	89,47	74,54
4	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс.руб.	5 314,00	4 538,86	5 422,66
5	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.	1 839,00	1 286,06	1 572,28
6	Расходы на амортизацию основных производственных средств, используемых в технологическом процессе	тыс.руб.	939	936,75	986,87
7	Аренда имущества, используемого в технологическом процессе	тыс.руб.	2 779,00	2 597,23	3 065,96
8	Общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе:	тыс.руб.	1 353,00	1 751,85	2 112,53
9	Общехозяйственные (управленческие) расходы	тыс.руб.	1 243,00	1 293,88	1 399,90
10	Расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс.руб.	3 178,00	4 067,07	6 635,38
11	Итого затрат	тыс.руб.	26 950,00	28 428,72	32 229,17



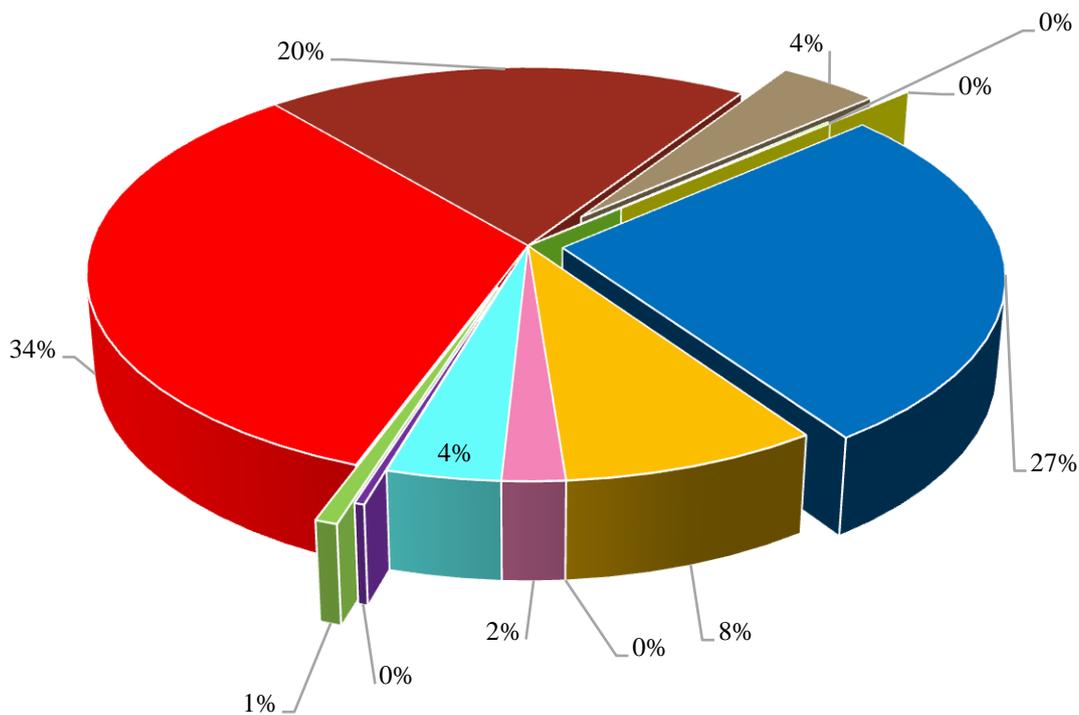
Рисунок 1.100. Расходы ПАО «Мурманский морской торговый порт», связанные с производством и реализацией тепловой энергии в 2013 году

1.11.2.8. Структура цен (тарифов) ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление»

Расходы ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление», связанные с производством и реализацией тепловой энергии, представлены в таблице 1.224. Графическое представление дано на диаграмме 1.101.

Таблица 1.224 Расходы ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление», связанные с производством и реализацией тепловой энергии

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2013
1	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс.руб.	64 055,59
2	Расходы на топливо всего	тыс.руб.	38 813,12
3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе:	тыс.руб.	8 176,26
4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб.	277,62
5	Расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	тыс.руб.	1,56
6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс.руб.	51 610,11
7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.	15 982,88
8	Расходы на амортизацию основных производственных средств, используемых в технологическом процессе	тыс.руб.	0,01
9	Общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе:	тыс.руб.	3 909,23
10	Общехозяйственные (управленческие) расходы, в том числе	тыс.руб.	7 078,07
11	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.	613,12
12	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством Российской Федерации	тыс.руб.	1 360,26
13	Итого затрат	тыс.руб.	191 877,83



- Расходы на приобретаемую тепловую энергию (мощность)
- Расходы на топливо всего
- Расходы на приобретаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе:
- Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе
- Расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе
- Расходы на оплату труда основного производственного персонала
- Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала
- Расходы на амортизацию основных производственных средств, используемых в технологическом процессе
- Общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе:
- Общехозяйственные (управленческие) расходы, в том числе
- 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 ст
- Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством Российской Федерации

Рисунок 1.101. Расходы ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление», связанные с производством и реализацией тепловой энергии

1.11.3. Плата 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. Плата 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 городского округа

1.12.1. Существующие проблемы организации качественного теплоснабжения

1. Наличие дефицита тепловой мощности нетто Мурманской ТЭЦ. Зона действия Мурманской ТЭЦ является зоной с дефицитом тепловой мощности нетто. Дефицит составляет 77,723 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. Существующие проблемы организации надежного и безопасного теплоснабжения

1. Высокий износ тепловых сетей. В границах города Мурманска ряд тепловых сетей эксплуатируется более 25 лет, и соответственно имеет высокую степень износа. В системах теплоснабжения Мурманской ТЭЦ, Южной котельной, котельной «Северная», котельной РОСТА, котельной п. Абрам-Мыс доля тепловых сетей со сроком эксплуатации более 25 лет колеблется от 30 до 70%. Высокий физический износ приводит к увеличению вероятности потенциальных аварий и инцидентов.

2. Наличие бесхозяйных тепловых сетей. Бесхозяйные тепловые сети снижают надежность теплоснабжения, так как их ремонт осуществляется только в

экстренных случаях, как правило, при возникновении аварий или инцидентов.

3. В связи с высоким физическим износом, а также отсутствием возможности безубыточного использования, АО «Мурманский морской рыбный порт» планирует вывод из эксплуатации основного источника тепловой энергии – котельной АО «Мурманский морской рыбный порт», и тепловых сетей. Соответствующее уведомление АО «Мурманский морской рыбный порт» от 26.04.2016 г. было направлено администрации города. Администрация города Мурманск, учитывая возникновение угрозы дефицита тепловой энергии при выводе из эксплуатации котельной и невозможности замещения этих мощностей другими производителями тепловой энергии, в целях недопущения массовых нарушений прав на обеспечение качества (надежности) теплоснабжения потребителей в ходе прохождения отопительных периодов 2016-2018 годов, возникновения чрезвычайных ситуаций постановила приостановить вывод из эксплуатации источника тепловой энергии – котельной АО «Мурманский морской рыбный порт» и тепловых сетей в срок до 19.05.2019 г. (см. Постановление Администрации города Мурманска №3936 от 13.12.2017г.)

Потребителей, расположенных по ул. Фестивальная и подключенных к сетям теплоснабжения от котельной АО «Мурманский морской рыбный порт» посредством ЦТП, согласно настоящей Схемы теплоснабжения планируется подключить к новому источнику теплоснабжения – БМК на жидком топливе. (согласно 1 или 2 сценарию развития). Подробно данные сценарии рассмотрены в Главе 6 п.12. В настоящее время, проект строительства котельной выполнен и технические условия на подключение проектируемого источника к существующим сетям АО «МЭС» выданы.

1.12.3. Существующие 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 теплоснабжения 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 водным и железнодорожным транспортом.

На всех источниках организован и поддерживается нормативный запас топлива.

Нарушений в поставке топлива за период 2012-2016 гг. не выявлено.

1.12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения

Предписания надзорных органов об устранении нарушений отсутствуют.