



**ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ОБЪЕДИНЕНИЕ ВНИПИЭНЕРГОПРОМ»**

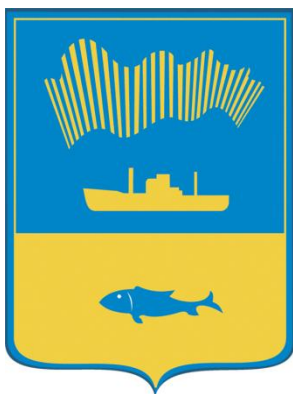
«УТВЕРЖДАЮ»

ОАО «ВНИПИЭнергопром»

Главный инженер

Тутыхин Л.А. _____

«___» _____ 2014 г.



**Схема теплоснабжения муниципального
образования город Мурманск
с 2014 по 2029 годы**

Обосновывающие материалы

Том второй

Глава 1

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

ОГЛАВЛЕНИЕ

СОСТАВ ДОКУМЕНТА.....	7
ВВЕДЕНИЕ.....	8
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	11
1.1. Функциональная структура теплоснабжения	11
1.1.1. Зоны деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними	11
1.1.2. Структура договорных отношений теплоснабжающих организаций	16
1.1.3. Зоны действия производственных котельных	18
1.1.4. Зоны действия индивидуального теплоснабжения	18
1.1.5. Карты-схемы поселения с делением последнего на зоны действия источников тепловой энергии.....	18
1.2. Источники тепловой энергии	18
1.2.1. ОАО «Мурманская ТЭЦ»	18
1.2.2. ОАО «Мурманэнергосбыт»	50
1.2.3. МУП «Мурманская управляющая компания»	67
1.2.4. ОАО «Мурманский Морской Рыбный Порт»	75
1.2.5. ОАО «Завод ТО ТБО»	81
1.2.6. ОАО «Мурманский морской торговый порт»	84
1.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты	90
1.3.1. Структура тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии	90
1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зоне действия источников тепловой энергии	110
1.3.3. Параметры тепловых сетей	110
1.3.4. Типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях	127
1.3.5. Типы и строительные особенности тепловых камер и павильонов	128
1.3.6. Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети	128
1.3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети	138
1.3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики	138
1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет	139
1.3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей	140
1.3.11. Процедуры диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов	140
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	140
1.3.13. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемые в расчет отпущенной тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.....	146
1.3.14. Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета тепловой энергии	155
1.3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения	156
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	156
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.....	160
1.3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи	161
1.3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций	162
1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления	164
1.3.21. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию	164
1.4. Зоны действия источников тепловой энергии.....	166

1.5. ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ	167
1.5.1. Значение потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха	172
1.5.2. Случаи применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии	178
1.5.3. Значение потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом	178
1.5.4. Значение потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии	180
1.5.5. Нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	181
1.6. БАЛАНСЫ ТЕПЛОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ	185
1.6.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки	185
1.6.2. Баланс резервов и дефицитов тепловой мощности нетто	185
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	200
1.7.1. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя	200
1.7.2. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения	209
1.8. ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ 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	214
1.8.4. Виды и количество используемого основного топлива Завода ТО ТБО	216
1.8.5. Виды и количество используемого основного топлива Южной котельной	217
1.8.6. Виды и количество используемого основного топлива Северной котельной	219
1.8.7. Виды и количество используемого основного топлива котельной Роста	221
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 ОАО ММРП	225
1.8.10. Виды и количество используемого основного топлива котельной на твердом топливе МУП «МУК»	227
1.8.11. Виды и количество используемого основного топлива котельной на жидком топливе МУП «МУК»	229
1.8.12. Виды и количество используемого основного топлива котельной ОАО «ММТП»	231
1.9. НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	233
1.9.1. Общие положения	233
1.9.2. Анализ и оценка надёжности системы теплоснабжения	234
1.9.3. Расчёт показателей надёжности системы теплоснабжения г. Мурманска	240
1.10. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ	247
1.10.1. Техничко-экономические показатели ОАО «Мурманская ТЭЦ»	248
1.10.2. Техничко-экономические показатели ОАО «Мурманэнергосбыт»	249
1.10.3. Техничко-экономические показатели ОАО «Мурманский морской рыбный порт»	255
1.10.4. Техничко-экономические показатели МУП «Мурманская управляющая компания»	259
1.10.5. Техничко-экономические показатели ОАО «Завод ТО ТБО»	260
1.10.6. Техничко-экономические показатели ОАО «Мурманская энергосбытовая компания»	262
1.10.7. Техничко-экономические показатели ОАО «Мурманский морской торговый порт»	265
1.10.8. Техничко-экономические показатели ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление»	269
1.11. ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	272

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.....	272
1.11.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.....	292
1.11.3. Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности	311
1.11.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей	311
1.12. ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА	311
Существующие проблемы организации качественного теплоснабжения	311
1.12.1. Существующие проблемы организации надежного и безопасного теплоснабжения	312
1.12.2. Существующие проблемы развития систем теплоснабжения	312
1.12.3. Существующие проблемы надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения.....	312
1.12.4. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения	313

СОСТАВ ДОКУМЕНТА

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

Наименование документа	Шифр
Схема теплоснабжения муниципального образования город Мурманск	57-14 СТ ПСТ 00.00
Книга 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	57-14 ОМ ПСТ 01.00
Книга 1. Приложения	57-14 ОМ ПСТ 01.01
Книга 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	57-14 ОМ ПСТ 02.00
Книга 3. Электронная модель системы теплоснабжения городского округа	57-14 ОМ ПСТ 03.00
Книга 4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки	57-14 ОМ ПСТ 04.00
Книга 5. Мастер-план	57-14 ОМ ПСТ 05.00
Книга 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	57-14 ОМ ПСТ 06.00
Книга 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них	57-14 ОМ ПСТ 07.00
Книга 8. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок	57-14 ОМ ПСТ 08.00
Книга 9. Перспективные топливные балансы	57-14 ОМ ПСТ 09.00
Книга 10. Оценка надежности теплоснабжения	57-14 ОМ ПСТ 10.00
Книга 11. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	57-14 ОМ ПСТ 11.00
Книга 12. Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации	57-14 ОМ ПСТ 12.00

ВВЕДЕНИЕ

Основой для разработки и реализации схемы теплоснабжения городского округа г. Мурманск до 2029 г. является Федеральный закон от 27 июля 2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении», направленный на обеспечение устойчивого и надежного теплоснабжения потребителей.

Разработка проекта схемы теплоснабжения города является логическим продолжением основного градостроительного документа — «Генерального плана муниципального образования город Мурманск». 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 зоне распространения многолетней мерзлоты. В городе проживает 299,15 тыс. человек, что составляет почти 40% 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 (Росляково, 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.

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, промышленное оборудование, тару и упаковочный материал.

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

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ 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, 8 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 7 систем централизованного теплоснабжения, в состав которых входят 11 источников теплоснабжения, в том числе Мурманская ТЭЦ. Перечень источников тепловой энергии представлен в таблице 1.1.

Объекты систем теплоснабжения города эксплуатируются следующими теплоснабжающими организациями:

- ОАО «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 ОАО «Мурманэнергосбыт», ОАО «МЭК», ОАО «РЭУ».

- ОАО «Мурманэнергосбыт»

Осуществляет свою деятельность в сфере теплоснабжения как теплоснабжающая, теплосетевая и теплосбытовая организация, арендует у ГОУТП «ТЭКОС» три источника тепловой энергии в г. Мурманске, 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 ОАО ММРП и ОАО «Мурманская ТЭЦ».

- ОАО «Мурманский морской рыбный порт»

В собственности предприятия находится один источник тепловой энергии, который снабжает жилфонд в виде пара по паропроводам, не принадлежащим порту, до центральных тепловых пунктов ОАО «Мурманэнергосбыт». На этих ЦТП ОАО «Мурманэнергосбыт» (2шт.) пар преобразуется в сетевую воду и ГВС, и по внутриквартальным сетям ОАО «Мурманэнергосбыт» тепловая энергия подается непосредственно к внутридомовым тепловым сетям.

- МУП «Мурманская управляющая компания»

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

- ОАО «Завод ТО ТБО»

Предприятие осуществляет передачу тепловой энергии в паре по собственной тепловой сети на Восточную котельную ОАО «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 ОАО «Мурманская ТЭЦ», ОАО «Мурманэнергосбыт», ОАО ММРП.

- ОАО «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.

- ОАО «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.

Распределение источников тепловой энергии по эксплуатирующим организациям также представлено в таблице 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 (КТЦ)	ул. Шмидта, д.14	ОАО «Мурманская ТЭЦ»
	Восточная котельная (КЦ-2)	ул. Домостроительная, д.24	ОАО «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	ОАО «Мурманская ТЭЦ»
2	Северная котельная	ул. Промышленная, д.15	ОАО «Мурманэнергосбыт»
	Котельная Роста	ул. Лобова, д.75	ОАО «Мурманэнергосбыт»
3	Котельная в п. Абрам Мыс	ул. Судоремонтная, д.15	ОАО «Мурманэнергосбыт»
4	Котельная ОАО ММРП	Рыбный порт, южные причалы	ОАО ММРП
5	Котельная на тв.топливе МУП «МУК»	мкр. Дровяное	МУП «МУК»
6	Котельная на ж.топливе МУП «МУК»	мкр. Дровяное	МУП «МУК»
7	Котельная ОАО «ММТП»	Торговый порт	ОАО «ММТП»



Рисунок 1.1. Структура системы теплоснабжения г. Мурманск

1.1.2. Структура договорных отношений теплоснабжающих организаций

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

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

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

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

ОАО «Мурманский Морской Торговый порт» передает тепловую энергию в горячей воде потребителям промышленной зоны порта.

ОАО «РЭУ» передает тепловую энергию ряду потребителей от ОАО «Мурманская ТЭЦ» и ОАО «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.

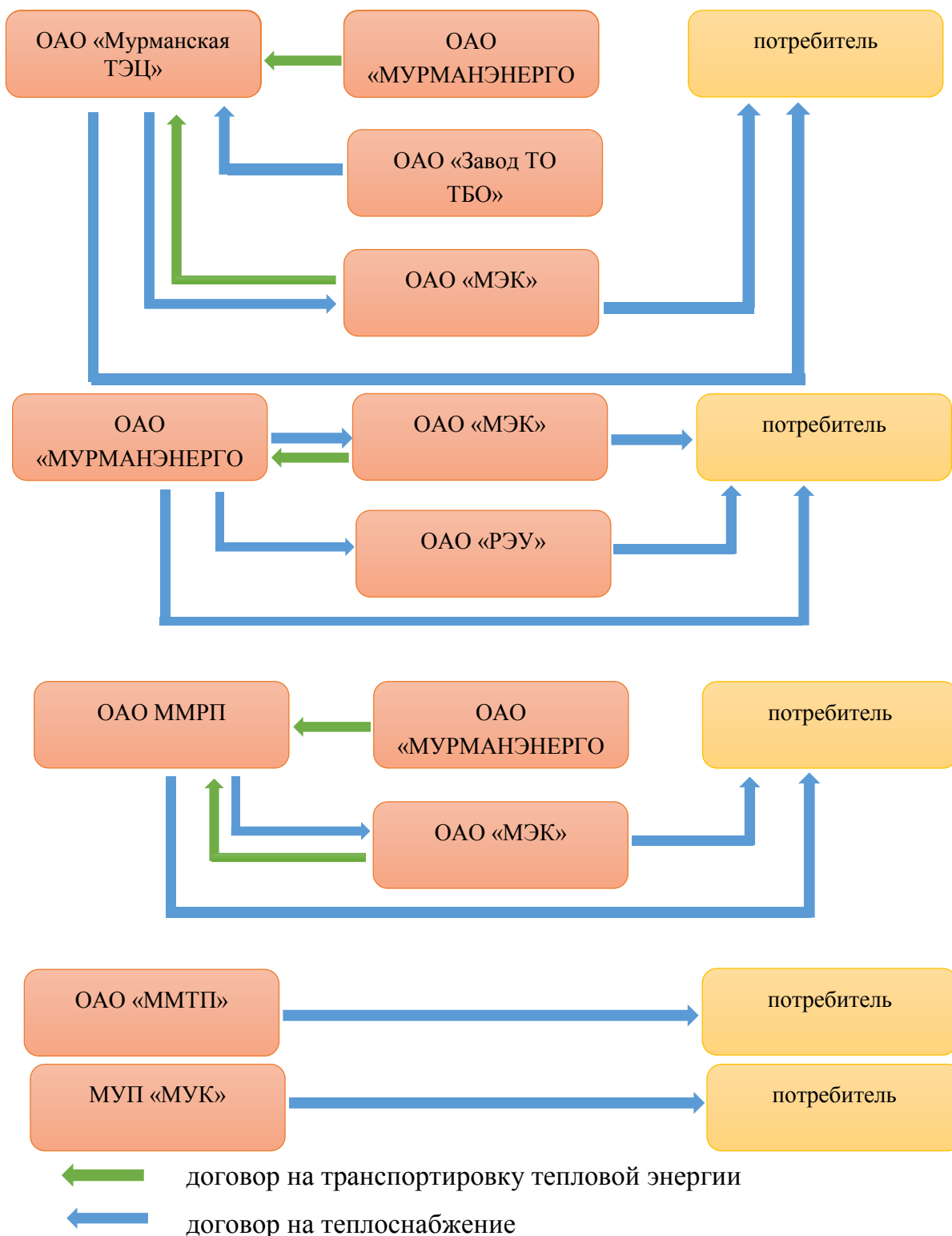


Рисунок 1.2. Структурная схема договорных отношений между теплоснабжающими организациями в системах теплоснабжения г. Мурманск

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. Зона действия котельной изображена в Приложении Л.

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, границы зон действия индивидуального теплоснабжения приведены в Приложении Л.

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

Зоны действия источников централизованного теплоснабжения подробно рассмотрены в части 4 и приведены в приложении Л.

1.2. Источники тепловой энергии

1.2.1. ОАО «Мурманская ТЭЦ»

1.2.1.1. Общее описание

ОАО «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.

ОАО «Мурманская ТЭЦ» осуществляет поставку 75 % производимой в городе тепловой энергии. Общая подсоединенная нагрузка системы составляет 714,1 Гкал/ч, при имеющейся установленной мощности в 1111 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 ОАО «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», паропроизводительностью 37,5 Гкал/ч каждый.
- один водогрейный котел ПТВМ-100, производства ОАО «Дорогобужский котельный завод», производительностью 75 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», паропроизводительностью 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.

Сроки эксплуатации основного оборудования на источниках тепловой энергии ОАО «Мурманская ТЭЦ» приведены в таблице 1.12.

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	11.2013 / до 11.2017
ТП -30Р, № 2	1957	30/30	21	350	90,12	двухпакетный стальной горизонтальный змеевиковый	Белгородский котельный завод	12.2010 / до 12.2014
ТП -30Р, № 3	1958	30/30	21	350	90,17	однопакетный стальной горизонтальный змеевиковый	“Красный котельщик» г. Таганрог	03.2014 / до 03.2018
ТП -35У, № 4	1960	35/35	39	450	90,72	двухпакетный стальной змеевиковый гладкотрубный	Белгородский котельный завод	10.2011 / до 10.2015
БМ-35Р, № 5	1962	40/40	39	450	90,32	трехпакетный стальной змеевиковый	Белгородский котельный завод	07.2012 / до 07.2016
БМ-35Р, № 6	1963	40/40	39	450	90,32	кипящего типа	Белгородский котельный завод	07.2010 / до 07.2014
ГМ-50, № 7	1964	50/50	39	450	90	двухпакетный стальной змеевиковый	Белгородский котельный завод	08.2013 / до 08.2017

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
						кипящего типа		
Водогрейные котлы								
ПТВМ-50, №8	1965	50/37,5	25	150	90,87		Машиностроительный завод «Татра»	10.2011 / до 10.2015
ПТВМ-50, №9	1966	50/37,5	25	150	90,87		Машиностроительный завод «Татра»	04.2013 / до 04.2017
ПТВМ-100, №10	1970	100/75	25	150	88,45		Дорогобужский котельный завод	04.2011 / до 04.2015
Южная котельная								
Паровые котлы								
ДКВР-20-13/250 № 1	1973	20	1,2	250	90,38	чугунный, блочный, отдельно стоящий	Бийский котельный завод	11.2012 / до 11.2016
ДКВР-20-13/250 № 2	1973	20	1,2	250	90,4	чугунный, блочный, отдельно стоящий	Бийский котельный завод	07.2011 / до 07.2015
ДКВР-20-13/250 № 3	1973	20	1,2	250	90,4	чугунный, блочный, отдельно стоящий	Бийский котельный завод	09.2013 / до 09.2017
Водогрейные котлы								
ПТВМ-100, № 4	1974	100/75	1,1	150	88		Дорогобужский котельный завод	07.2012 / до 07.2016
ПТВМ-100, № 5	1974	100/75	1,1	150	88,39		Дорогобужский котельный	09.2011 / до 09.2015

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	
ПТВМ-100, № 6	1975	100/75	1,1	150	88,2		Дорогобужский котельный завод	12.2012 / до 12.2016
КВГМ-100, № 7	1992	100	1,1	150	90,6		Дорогобужский котельный завод	07.2012 / до 07.2016
КВГМ-100, № 8	1994	100	1,1	150	92,36		Дорогобужский котельный завод	12.2011 / до 12.2015
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	07.2011 / до 07.2015
ГМ-50-14/250, № 3	1985	50	1,3	250	91,05	чугунный, блочный	Белгородский котельный завод	04.2012 / до 04.2016
Водогрейные котлы								
КВГМ-100, № 4	1983	100	1,15	150	91,31		Дорогобужский котельный завод	07.2010 / до 07.2014
КВГМ-100, № 5	1984	100	1,15	150	91,31		Дорогобужский котельный завод	10.2010/ до 10.2014
КВГМ-100, № 6	1986	100	1,15	150	91,31		Дорогобужский котельный завод	09.2013 / до 09.2017

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-6-35-6 ст. № 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 ОАО «Мурманская ТЭЦ»

Наименование котла	Станционный номер котла	Дутьевой вентилятор			Дымосос	Q, тыс. м³/ч
		Тип	Q, тыс. м³/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-18х2	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 ОАО «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	1970
4	Питательный деаэратор №4	ПД-4	29,5	1970
5	Сетевой деаэратор №1	СД-1	35	1979
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 х 140	1260 м ³ /час, 12,3кг/см ² , 1480об/мин, 630кВт, 6000В	4 ед.
	КРНА-300/660/40-АО191	1250м ³ /час, 14кг/см ² , 1491об/мин, 710кВт, 6000В	1 ед.
Насосы подпиточные	К 100-65-250	90м ³ /час, 6,7кг/см ² , 2900об/мин, 40кВт, 380В	5 ед.
Насосы конденсатные	8КСД 5х3	95м ³ /ч, 8,2кг/см ² , 1475об/мин, 55кВт, 380В	3 ед.
Насосы холодной воды	6 К 8	105м ³ /ч, 4,5кг/см ² , 1470об/мин, 98кВт	3 ед.
Насосы рециркуляционные	НКУ-250	250м ³ /ч, 3,2кг/см ² , 1460об/мин, 126кВт	7 ед.
Аккумуляторные баки		отсутствуют	
Насосы топливные питательные	5 Н 5Х4	68 м ³ /ч; 250 м вод.ст.; 110 кВт	2 ед.
	4 Н 5Х4	36 м ³ /ч; 220 м вод.ст.; 50 кВт	1 ед.
Насосы топливные рециркуляция	5НК-9Х1	65 м ³ /ч; 38 м вод.ст.; 18,5 кВт	1 ед.
	6НК-5Х1	135 м ³ /ч; 65 м вод.ст.; 22кВт	2 ед.
Насосы топливные погружные	12НА- 22Х6	145 м ³ /ч; 54 м вод.ст.; 30кВт	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.
	вертикальные цилиндрические железобетонные	V=3000 м ³ ; D=26 м	2 ед.
		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 х 140	1250 м ³ /ч; 140 м вод.ст., 630кВт, 6000В, 1470об/мин	5 ед.
Насосы подпиточные	4к – 90/85а	40кВт, 2950 об/мин, 85м ³ /ч, 380В, 76мм.в.ст.	1 ед.
	К 100-65-250	65кВт, 2950 об/мин, 100м ³ /ч, 380В	1 ед.
Насосы холодной воды	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.

Наименование оборудования	Тип оборудования	Характеристика оборудования	Кол-во
Вентиляторы	ВДН - 17	70000м ³ /ч, 160кВт, 735об/мин, 400В	7 ед.
	ВДН - 15	48000м ³ /ч, 75кВт, 380В, 750об/мин, 365мм.в.ст.	2 ед.
Деаэратор питательный	ДСА - 100	100 м ³ /ч	1 ед.
Деаэратор сетевой	ДСА - 100	100 м ³ /ч	1 ед.
Подогреватели пароводяные	05ОСТ34-577-68	S нагрева 53,9м ² , расход воды 120т/ч, расход пара 15 т/ч, Тсет. воды 150град.	5 ед.
	630-4000-4	S нагрева 50,6м ² , расход воды 120т/ч, расход пара 15 т/ч, Тсет. воды 150 град.	4 ед.
Дымовая труба (высота м)		120 м	1 ед.
Аккумуляторные баки		отсутствуют	
Характеристика мазутного хозяйства, объём, диаметр резервуаров	Стальные вертикальные цилиндрические наземные	V=10 000 м ³ , D=28,5 м	4 ед.
		-	-
		-	-
		-	-

Таблица 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 х 140	1250 м ³ /ч; 140 м вод. ст.; 630 кВт	4 ед.
	KRNA-300/660 /40A-O19	1250 м ³ /ч; 140 м вод. ст.; 710 кВт	2 ед.
	3В 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	3 ед.

Наименование оборудования	Тип оборудования	Характеристика оборудования	Кол-во
		кВт	
	ДН - 22х2	250 тыс. м ³ /ч; 195 м.в.ст., 250 кВт	3 ед.
Вентиляторы	ВД - 10	23 тыс.м ³ /ч; 150 мм вод.ст.; 30 кВт	3 ед.
	ВДН - 18	150 тыс.м ³ /ч; 420 кг/м2, 200 кВт	2 ед.
Деаэратор питательный	ДСА - 100	100 м ³ /ч	1 ед.
Деаэратор сетевой	ДСА - 75	75 м ³ /ч	1 ед.
	ДСА - 200	200 м ³ /ч	1 ед.
Подогреватели пароводяные	СП1,2,5 МВН 1437-06	S нагр= 62,3 м ² Pраб.= 16кгс/см2	3 ед.
	СП3,4 05ОСТ 34-577-68	S нагр= 53,9 м ² Pраб.= 16кгс/см3	2 ед.
Подогреватели водо-водяные	отсутствуют		
Дымовая труба (высота м)		100 м	1 ед.
		180 м	1 ед.
Аккумуляторные баки (диаметр)		отсутствуют	
Характеристика мазутного хозяйства, объём, диаметр резервуаров	Стальные вертикальные цилиндрические наземные	V=5000 м ³ ; D=22,79 м	3 ед.
		V=3000 м ³ ; D=18,98 м	1 ед.
		-	-
		-	-

**Таблица 1.12 Сроки эксплуатации основного оборудования на источниках тепловой энергии ОАО
«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	23,0	28,8	до 11.2017
Паровой котел ст. №2, ТП - 30 Р	2252	24	01.12.1957 г.	9,5	23,0	28,8	17.12.2014
Паровой котел ст. №3, ТП - 30 Р	1453	6719	01.11.1958 г..	9,5	23,0	28,8	до 03.2018
Паровой котел ст. №4, ТП - 35 У	9711	162	01.01.1960 г.	10,5	43,0	54,0	01.10.2015
Паровой котел ст. №5, БМ - 35	11801	410	01.11.1962 г.	11,2	43,0	54,0	до 07.2016
Паровой котел ст. №6, БМ - 35	11844	524	01.02.1963 г.	11,2	43,0	54,0	01.07.2014
Паровой котел ст. №7, ГМ - 50 -39	12621	634	01.08.1964 г.	19,5	44,0	55,0	до 08.2017
Водогрейный котел ст. №8, ПТВМ-50	13392	625	01.12.1965 г.	16,0	16,0	20,0	01.10.2015
Водогрейный котел ст. №9, ПТВМ-50	13393	626	01.03.1966 г.	16,0	16,0	20,0	до 04.2017
Водогрейный котел ст. №10, ПТВМ-100	16823	811	01.12.1970 г.	30,0	16,0	20,0	15.04.2015
Котельный Цех № 1 (Южная котельная)							
Паровой котел ст. №1, ДКВр-20	17655	6959	01.06.1973 г.	10,5	13,0	16,3	до 11.2016
Паровой котел ст. №2, ДКВр-20	17654	6951	01.06.1973 г.	10,5	13,0	16,3	21.07.2015
Паровой котел ст. №3,	17663	585	01.09.1973 г.	10,5	13,0	16,3	до 09.2017

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
ДКВр-20							
Водогрейный котел ст. №4, ПТВМ-100	17673	2307	01.01.1974 г.	30,0	16,0	20,0	до 07.2016
Водогрейный котел ст. №5, ПТВМ-100	17690	2326	01.09.1974 г.	30,0	16,0 кгс/см ²	20,0	05.09.2015
Водогрейный котел ст. №6, ПТВМ-100	19699	2528	01.12.1975 г.	30,0	16,0	20,0	до 12.2016
Водогрейный котел ст. №7, КВГМ-100	24429	8585	01.09.1992 г.	30,0	16,0	20,0	01.07.2016
Водогрейный котел ст. №8, КВГМ-100	24461	9301	01.12.1994 г.	30,0	16,0	20,0	01.12.2015
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	01.07.2015
Паровой котел ст. №3, ГМ-50-14/250	24094	4304	01.12.1985 г.	25,0	16,0	20,0	до 04.2016
Водогрейный котел ст. №4, КВГМ-100	24018	4870	01.12.1983 г.	30,0	16,0	20,0	01.07.2014
Водогрейный котел ст. №5, КВГМ-100	24074	5359	01.09.1984 г.	30,0	16,0	20,0	11.10.2014
Водогрейный котел ст. №6, КВГМ-100	24112	6876	01.12.1986 г.	30,0	16,0	20,0	до 09.2017

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/см^2 , ко второй группе относятся 4 котлоагрегата с параметрами перегретого пара на 40 кгс/см^2 .

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

На Южной котельной (котельном цехе №1) ОАО «Мурманская ТЭЦ» установлено 8 мазутных котлов, которые по теплоносителю подразделяются на две группы: паровые (3 штуки) с параметрами перегретого пара на 14 кгс/см^2 и водогрейные (5 штук) котлы. Тепловая схема котельной представлена в приложении Б.

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

На Восточной котельной (котельном цехе № 2) ОАО «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 ОАО «Мурманская ТЭЦ» представлены в таблице 1.13.

Таблица 1.13 Характеристика мощности теплоисточников ОАО «Мурманская ТЭЦ»

Наименование параметра	Ед. измерения	Котельная		
		Центральная	Восточная	Южная
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	260	390	461
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	260	390	461
Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	-	-	-
Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	273,2	153,05	287,88
Объем потребления тепловой энергии на с.н.	% от производства т.э.	14	8	7

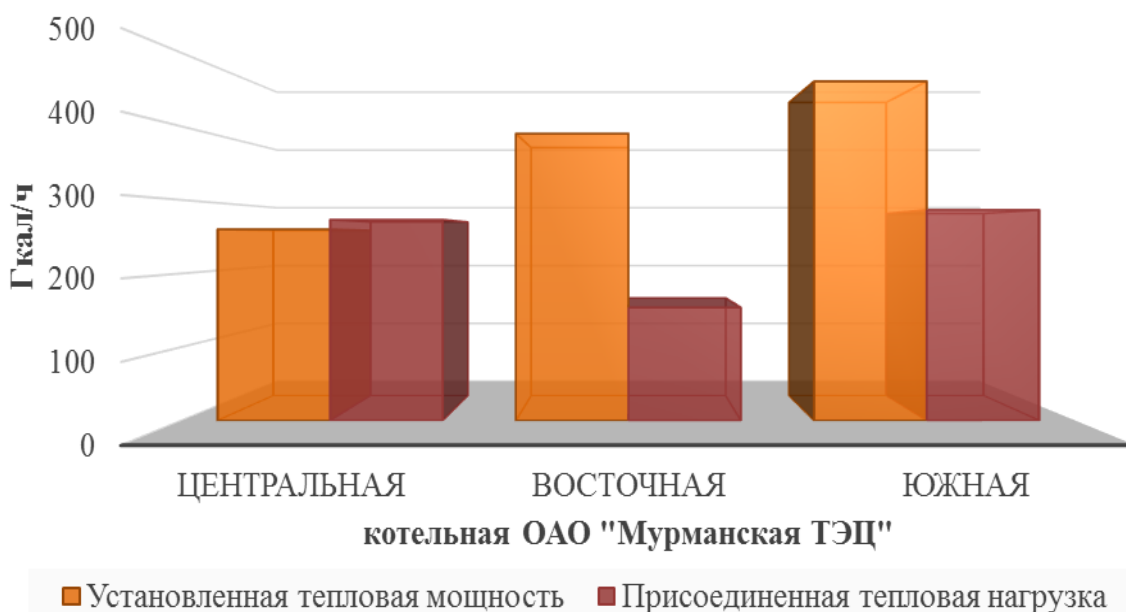


Рисунок 1.3. Характеристика мощности теплоисточников ОАО «Мурманская ТЭЦ»

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.

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.

Предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии ОАО «Мурманской ТЭЦ» отсутствуют.

1.2.1.4. Среднегодовая загрузка оборудования

Сведения о среднегодовой загрузке оборудования источников ОАО «Мурманская ТЭЦ» представлены в таблице 1.14 и на рисунках 1.4- 1.10.

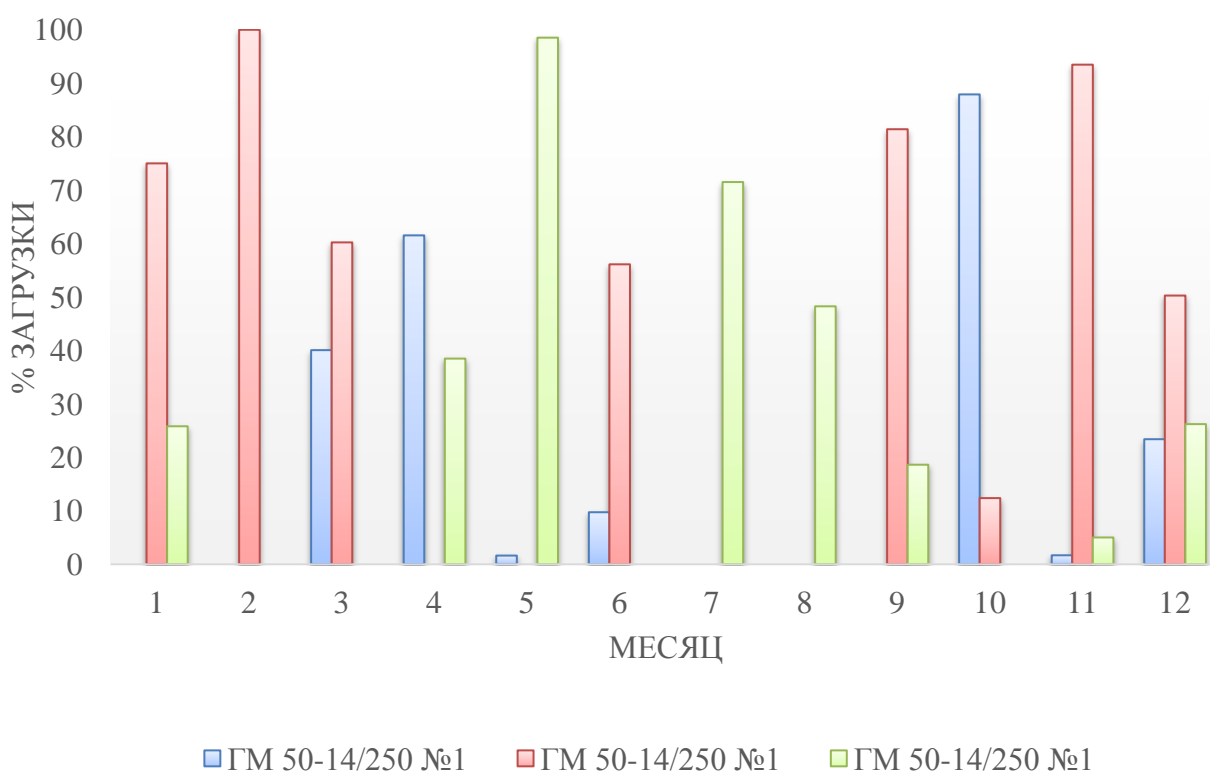


Рисунок 1.4. Загрузка паровых котлов на Восточной котельной в 2013 г.

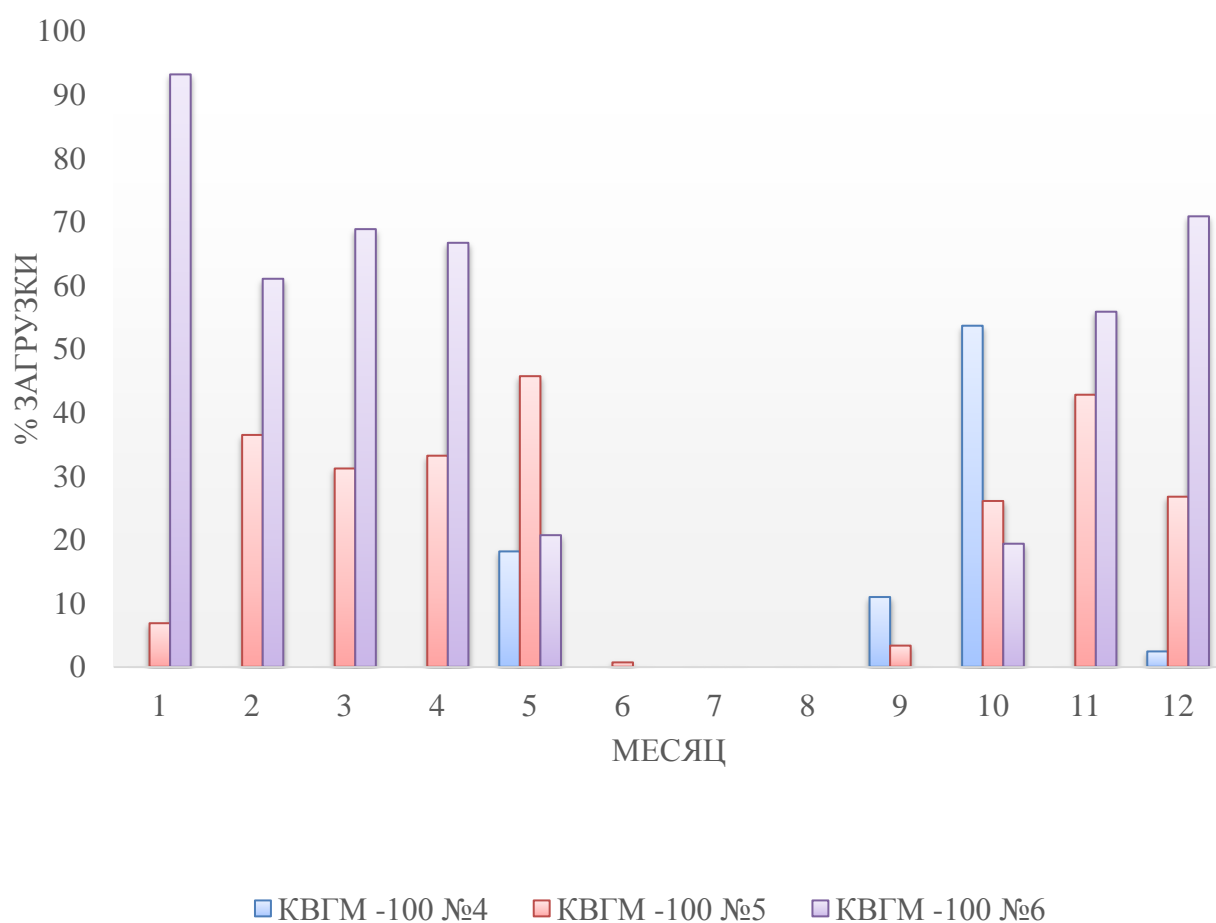


Рисунок 1.5. Загрузка водогрейных котлов на Восточной котельной в 2013 г.

Таблица 1.14 Нарботка основного оборудования ОАО "Мурманская ТЭЦ" за период 2013гг.

Наименование			Янв	Февр.	Мар.	Апр.	май	Июн.	Июл	Авг.	Сент.	Окт.	Нояб.	Дек.	Год
Мурманская ТЭЦ	Р-6-35-6	наработка, ч	371	672	491	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1534
		пуск, шт	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
	ПР-6-35-10/1,2	наработка, ч	373	0	253	720	0	0	0	0	0	732	720	744	3542
		пуск, шт	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	2
	ТП 30 Р №1	наработка, ч	584	563	206	0	0	0	0	0	58	0	0	240	1651
		пуск, шт	хол.сост.	1	1	1	0	0	0	0	1	0	0	2	6
			гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ТП 30 Р №2	наработка, ч	744	473	0	201	699	300	275	582	426	328	720	663	5411
		пуск, шт	хол.сост.	0	0	0	1	0	2	1	1	2	1	0	8
			гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ТП 30 Р №3	наработка, ч	109	199	744	519	359	372	255	252	567	432	694	587	5089
		пуск, шт	хол.сост.	0	1	0	0	1	2	1	2	1	0	1	10
			гор.сост.	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1
	ТП - 35 У №4	наработка, ч	744	169	729	674	471	0	0	0	0	0	675	656	4118
		пуск, шт	хол.сост.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	3
			гор.сост.	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	2
	БМ 35 №5	наработка, ч	664	261	609	556	18	0	0	0	0	728	720	292	3848
		пуск, шт	хол.сост.	0	1	1	2	0	0	0	0	1	0	2	7
			гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	БМ 35 №6	наработка, ч	744	672	744	209	273	256	0	0	488	744	247	409	4786
		пуск, шт	хол.сост.	0	0	0	1	1	0	0	1	0	1	0	4
			гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ГМ 50-1 №7	наработка, ч	80	661	0	0	0	0	0	0	0	0	0	609	1350
		пуск, шт	хол.сост.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2
			гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ПТВМ -50 №8	наработка, ч	140	184	413	358	378	0	0	0	105	501	377	484	2940

Наименование			Янв	Февр.	Мар.	Апр.	май	Июн.	Июл	Авг.	Сент.	Окт.	Нояб.	Дек.	Год	
	ПТВМ -50 №9	наработка, ч		216	14	209	294	1	0	0	0	243	417	412	1806	
	ПТВМ - 100 №10	наработка, ч		395	534	399	190	265	0	0	0	0	0	39	1822	
КЦ-1 «Южная» котельная	ДКВР 20-13-250 №1	наработка, ч		337	672	744	378	744	635	146	463	0	661	406	744	5930
		пуск, шт	хол.сост.	1	0	0	1	0	0	1	1	0	1	1	0	6
			гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ДКВР 20-13-250 №2	наработка, ч		744	419	115	576	485	85	500	0	0	177	526	276	3903
		пуск, шт	хол.сост.	0	0	1	1	1	1	1	0	0	1	1	0	7
			гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ДКВР 20-13-250 №3	наработка, ч		684	253	627	394	0	0	0	34	720	83	588	468	3851
		пуск, шт	хол.сост.	0	1	1	2	0	0	0	1	0	0	1	1	7
			гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ПТВМ - 100 №4	наработка, ч		0	0	60	72	0	0	0	0	102	622	648	574	2078
	ПТВМ - 100 №5	наработка, ч		188	144	168	312	147	263	253	0	14	0	96	120	1705
	ПТВМ - 100 №6	наработка, ч		720	600	744	403	558	72	0	307	420	437	488	586	5335
	КВГМ - 100 №7	наработка, ч		39	185	201	237	212	351	320	0	0	0	0	36	1581
	КВГМ - 100 №8	наработка, ч		540	365	314	413	429	0	0	0	285	429	207	170	3152
КЦ-2 (Восточная) котельная	ГМ 50-14/250 №1	наработка, ч		0	0	298	443	12	70	0	0	0	654	12	174	1663
		пуск, шт	хол.сост.	0	0	1	0	1	0	0	0	0	1	0	1	4
			гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
	ГМ 50-14/250 №1	наработка, ч		558	672	448	0	0	404	0	0	586	92	673	374	3807
		пуск, шт	хол.сост.	1	0	0	0	0	1	0	0	1	0	1	2	6
			гор.сост.	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	3
	ГМ 50-14/250 №1	наработка, ч		192	0	0	277	733	0	532	359	134	0	36	195	2458
		пуск, шт	хол.сост.	0	0	0	1	0	0	1	1	0	0	1	0	4

Наименование				Янв	Февр.	Мар.	Апр.	май	Июн.	Июл	Авг.	Сент.	Окт.	Нояб.	Дек.	Год
			гор.сост.	0	0	0	0	0	0	1	7	0	0	0	0	8
	КВГМ -100 №4	наработка, ч		0	0	0	0	135	0	0	0	79	399	0	18	631
	КВГМ -100 №5	наработка, ч		51	245	232	239	340	5	0	0	24	194	308	199	1837
	КВГМ -100 №6	наработка, ч		693	410	512	480	154	0	0	0	0	144	402	527	3322

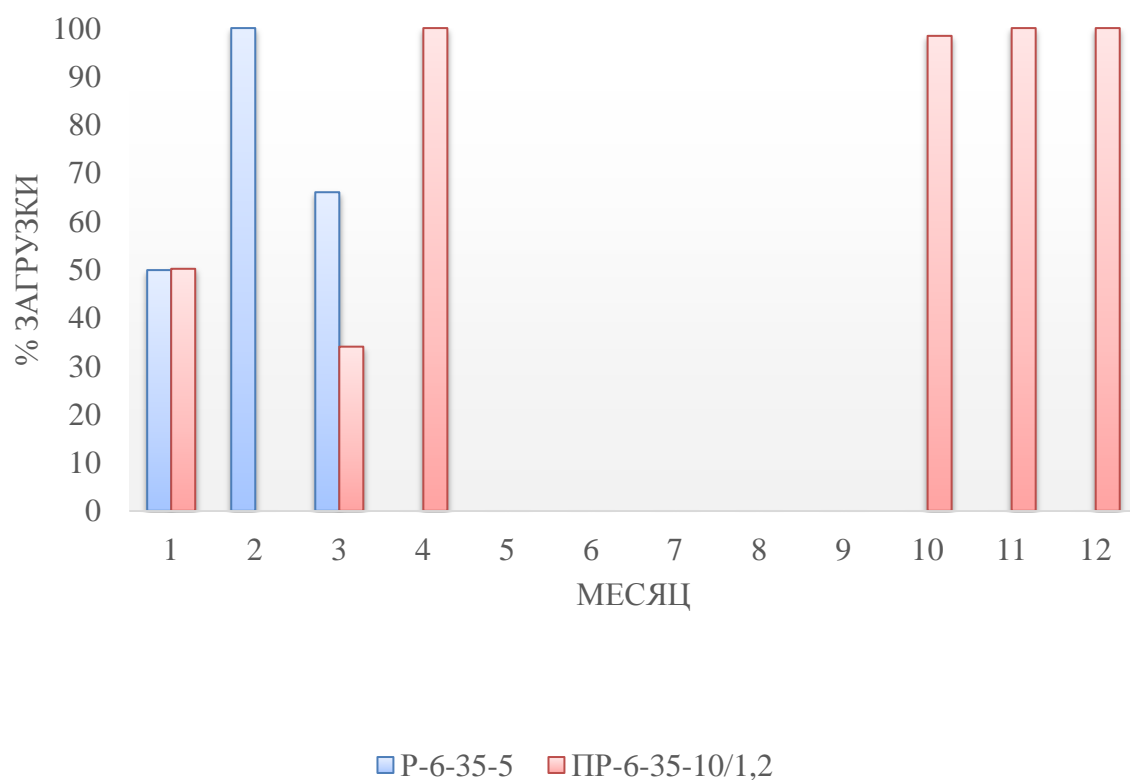


Рисунок 1.6. Загрузка паровых турбин на Мурманской ТЭЦ в 2013 г.

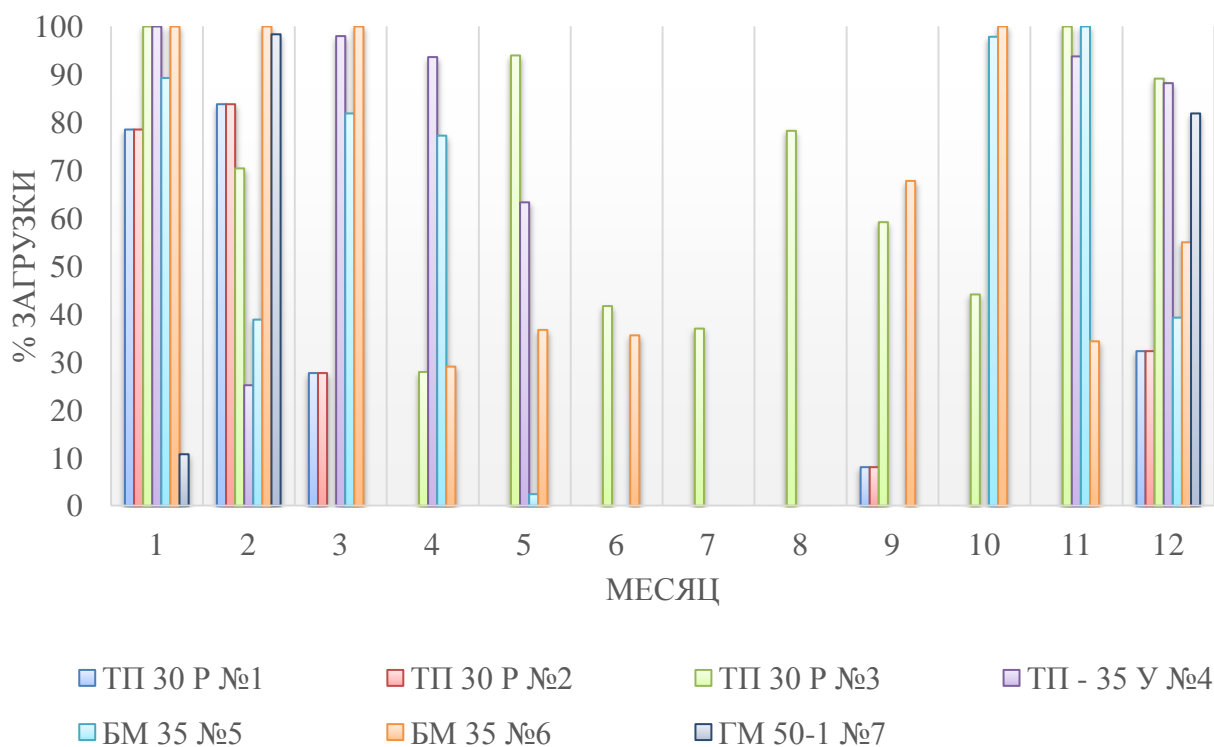


Рисунок 1.7. Загрузка паровых котлов на Мурманской ТЭЦ в 2013 г.

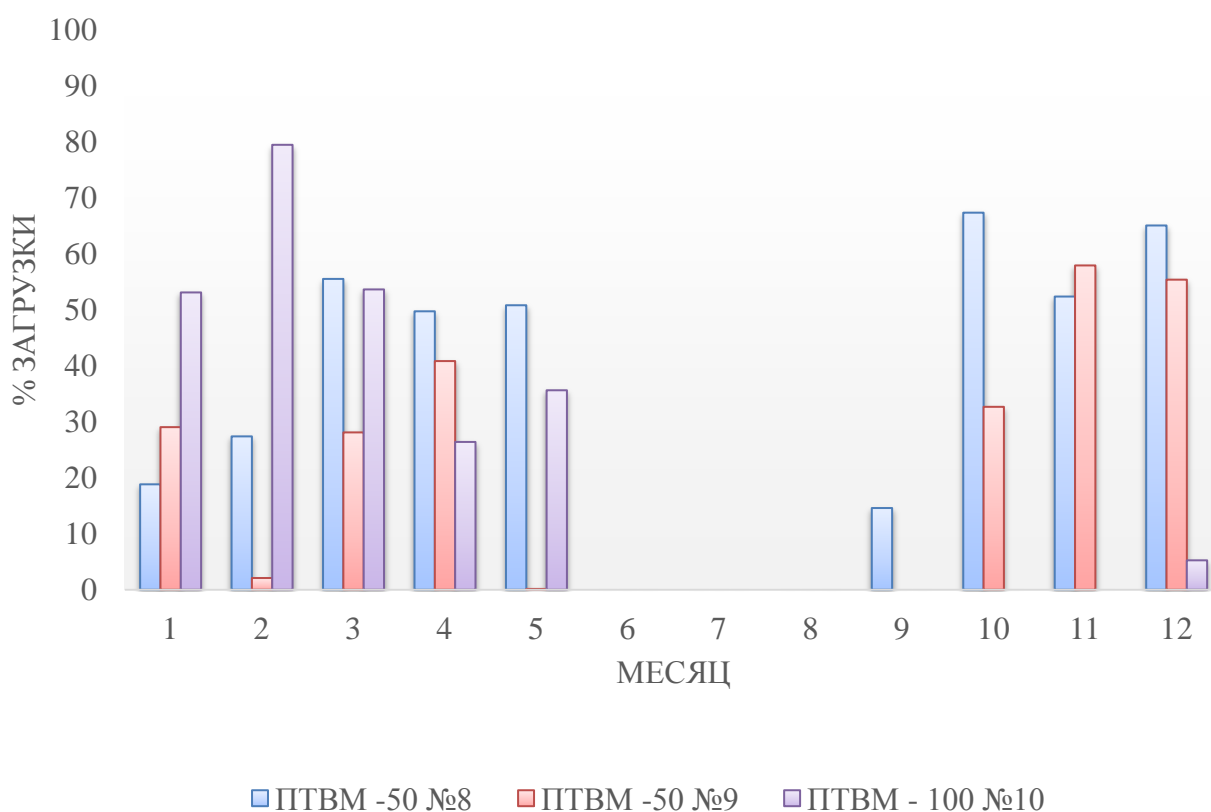


Рисунок 1.8. Загрузка водогрейных котлов на Мурманской ТЭЦ в 2013 г.

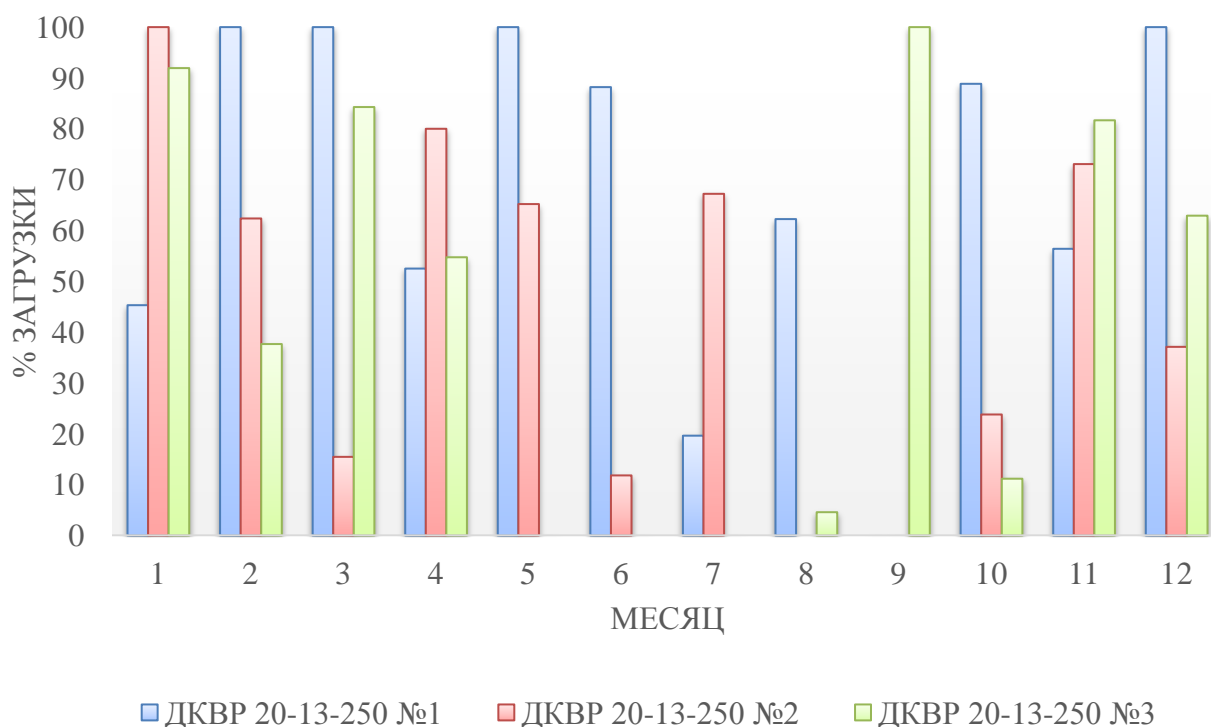


Рисунок 1.9. Загрузка паровых котлов на Южной котельной в 2013 г.

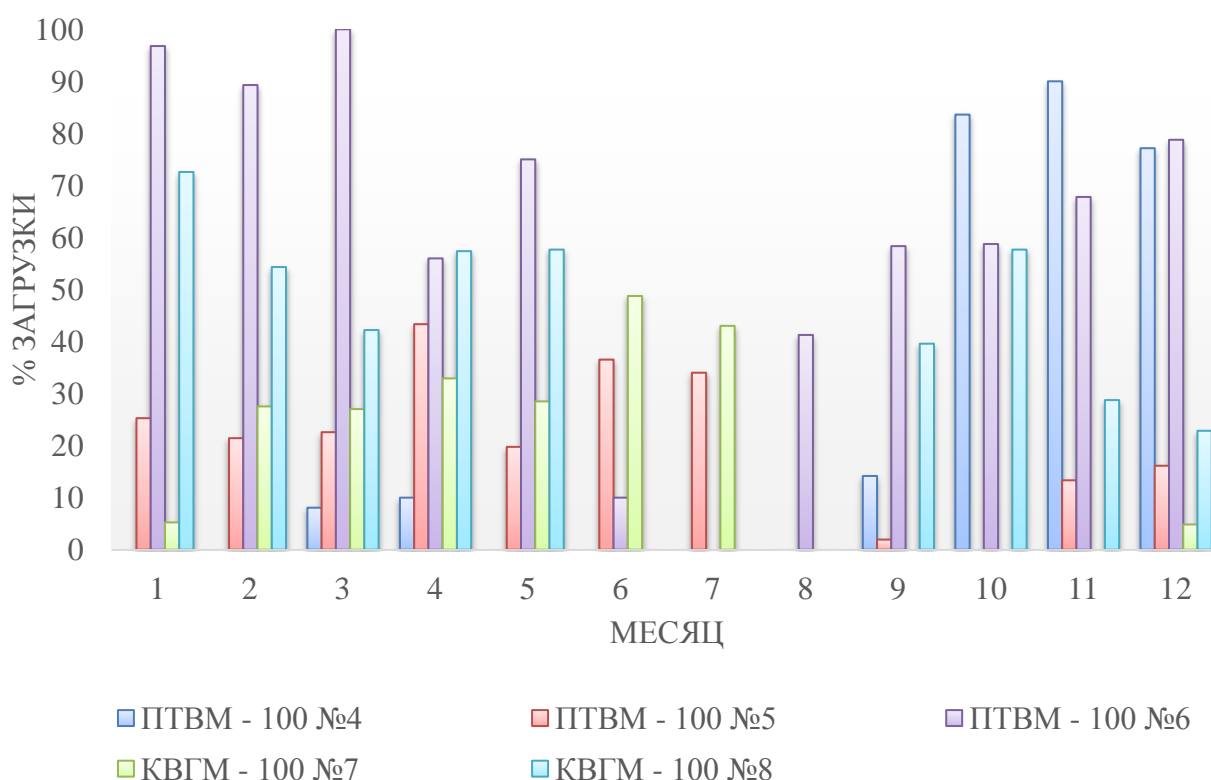


Рисунок 1.10. Загрузка водогрейных котлов на Южной котельной в 2013 г.

1.2.1.5. Способ регулирования отпуска тепловой энергии

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

Источники ОАО «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.

1.2.1.6. 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	29.05.2013	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	29.05.2013	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	29.05.2013	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	29.05.2013	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	30.01.2013	4	
Преобразователь расхода US 800	4520	02.11.2011	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	02.11.2011	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	29.05.2013	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	17773/17773A	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	17777/17777A	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

Таблица 1.17 Характеристика узлов учета тепловой энергии на Восточный 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

Таблица 1.18 Характеристика узлов учета тепловой энергии от ОАО «Завод ТО ТБО» на Восточный 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

1.2.1.7. Статистика отказов и восстановлений оборудования

Аварий и отказов оборудования на источниках тепловой энергии ОАО «Мурманская ТЭЦ» за 2009-2013 гг. не зафиксировано.

1.2.2. ОАО «Мурманэнергосбыт»

1.2.2.1. Общее описание

ОАО "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 «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.

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
ОАО «Мурманэнергосбыт»**

Название котельной	«Северная»	«Роста»	«Абрам-Мыс»
Тип котельной	комбинированная	комбинированная	паровая
Основное топливо	мазут	мазут	мазут
Резервное топливо	мазут	мазут	мазут
Наличие и тип водоподготовки	ионообмен	ионообмен	ионообмен
Наличие систем автоматизации	Есть*	есть	есть
Наличие приборов учета топлива	есть	есть	есть
Режим работы	отопление и гвс	отопление и гвс	отопление и гвс
Температурный график	150/70 °С со срезкой на 130°С	105/70 °С со срезкой на 95°С	110/70 °С со срезкой на 95°С

*на 4 (четырех) 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 ОАО «Мурманэнергосбыт» используется мазут марки М-100 калорийностью 9351 Ккал/кг. Мазут доставляется на котельные железнодорожным транспортом.

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, 1.201.

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	88,37
2	ПТВМ-30	1965	30	80	150	88,53
3	ПТВМ-30	1964	30	80	150	88,4
4	ПТВМ-30	1965	30	80	150	88,53

Таблица 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	87,9
2	ДКВР 25/13	1966	25	13	187	88,67
3	ДКВР 25/13	1961	25	13	187	88,7
4	ДКВР 25/13	1961	25	13	187	88,7
5	ДКВР 25/13	1961	25	13	187	88,7
6	ГМ-50-14/250	1970	50	14	250	90,6
7	ГМ-50-14/250	1971	50	14	250	91,08
8	ГМ-50-14/250	1972	50	14	250	91,22
9	ГМ-50-14/250	1973	50	14	250	91,26
10	ГМ-50-14/250	1975	50	14	250	90,63
11	ГМ-50-14/250	1976	50	14	250	91,1

Состав и характеристика вспомогательного оборудования 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 м³
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

Питательные насосы				
№ п/п	Марка насоса	Количество	Производительность, т/ч	Мощность, кВт
1	Тип 5Н5х4	3	90	160
2	Тип 4Н5х4	2	36	75
Рециркуляционные насосы				
№ п/п	Марка насоса	Количество	Производительность, т/ч	Мощность, кВт
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 м³
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	90,15
2	ГМ-50-14/250	1978	50	14	250	90,1

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-(11	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	ФТО (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	88,4
2	ДКВР 25/13р	1980	25	13	187	87,1
3	ДКВР10/13	1980	10	13	187	89,23

Состав и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Абрам-Мыс» приведены в таблицах 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 1.34, 1.35.

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

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 1.37

Таблица 1.37 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.	Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	--
2.	Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	367,7
3.	Собственные нужды	Гкал/ч	19,3
		%	5,2

№ п/п	Параметр	Единица измерения	Значение
4.	Хозяйственные нужды	Гкал/ч	--
		%	--
5.	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	348,4
Котельная «Роста»			
1.	Установленная мощность оборудования	Гкал/ч	159,74
2.	Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	100
2.	Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	59,7
3.	Собственные нужды	Гкал/ч	7,7
		%	12,9
4.	Хозяйственные нужды	Гкал/ч	--
		%	--
5.	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	52,0
Котельная «Абрам-Мыс»			
1.	Установленная мощность оборудования	Гкал/ч	24,18
2.	Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	--
2.	Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	24,18
3.	Собственные нужды	Гкал/ч	2,77
		%	11,45
4.	Хозяйственные нужды	Гкал/ч	--
		%	--
5.	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	21,41

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

Собственные нужны на Северной котельной, котельной «Роста», котельной «Абрам-Мыс» составляют 5,2%, 12,9% и 11,45% соответственно от располагаемой тепловой мощности. 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.

1.2.2.4. Среднегодовая загрузка оборудования

Северная котельная

Среднегодовая загрузка котельного оборудования представлена в таблице 1.38 и рисунках 1.11-1.13.

Таблица 1.38 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

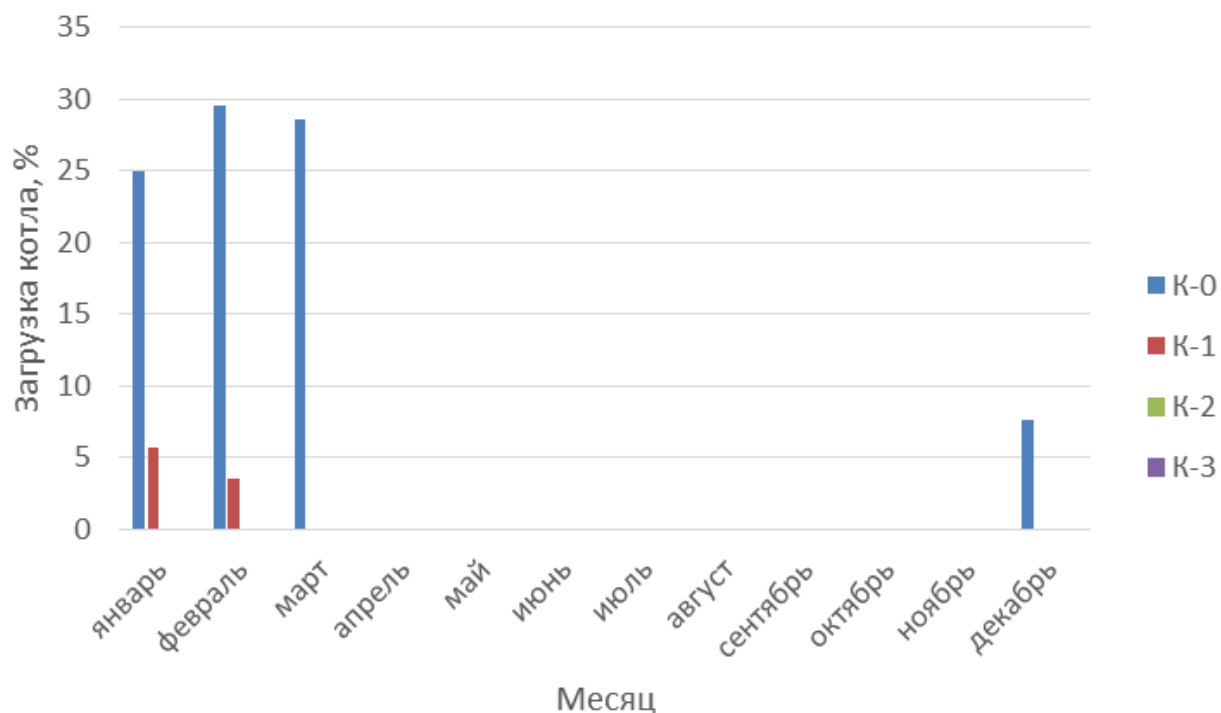


Рисунок 1.11. Среднегодовая загрузка котлов ПТВМ-30 Северной котельной

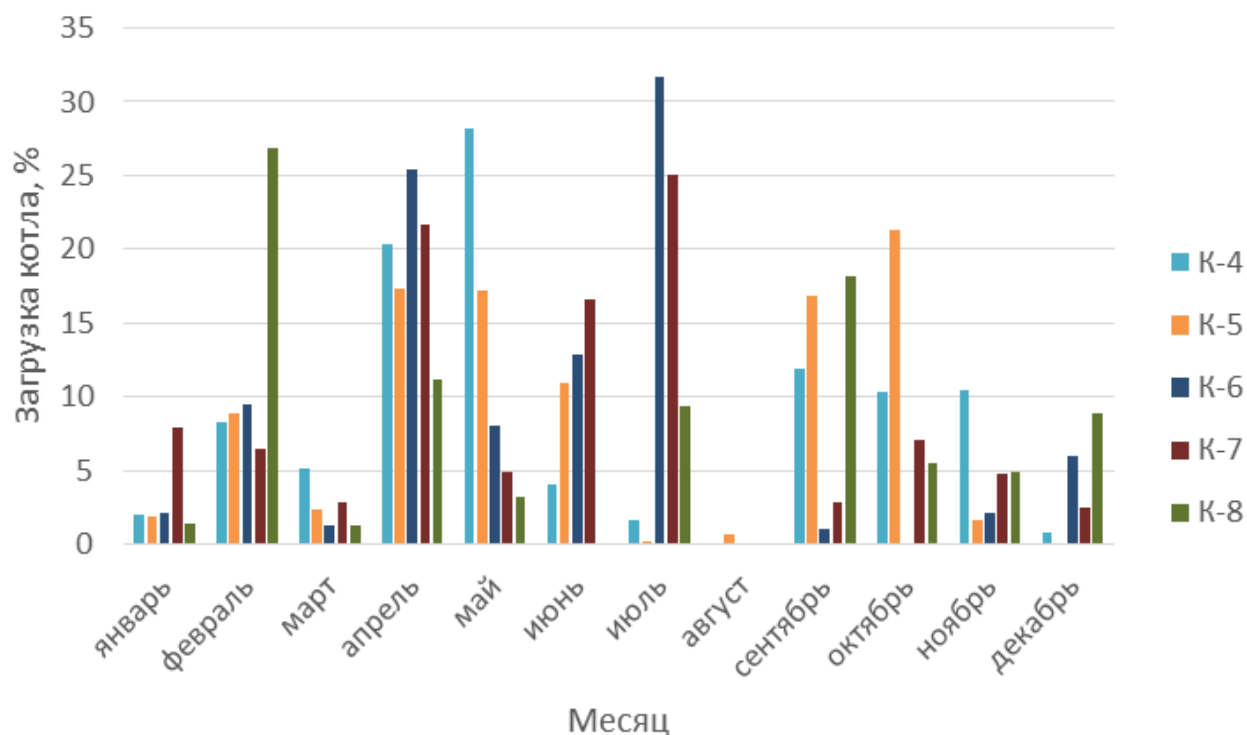


Рисунок 1.12. Среднегодовая загрузка котлов ДКВР-25/13р Северной котельной

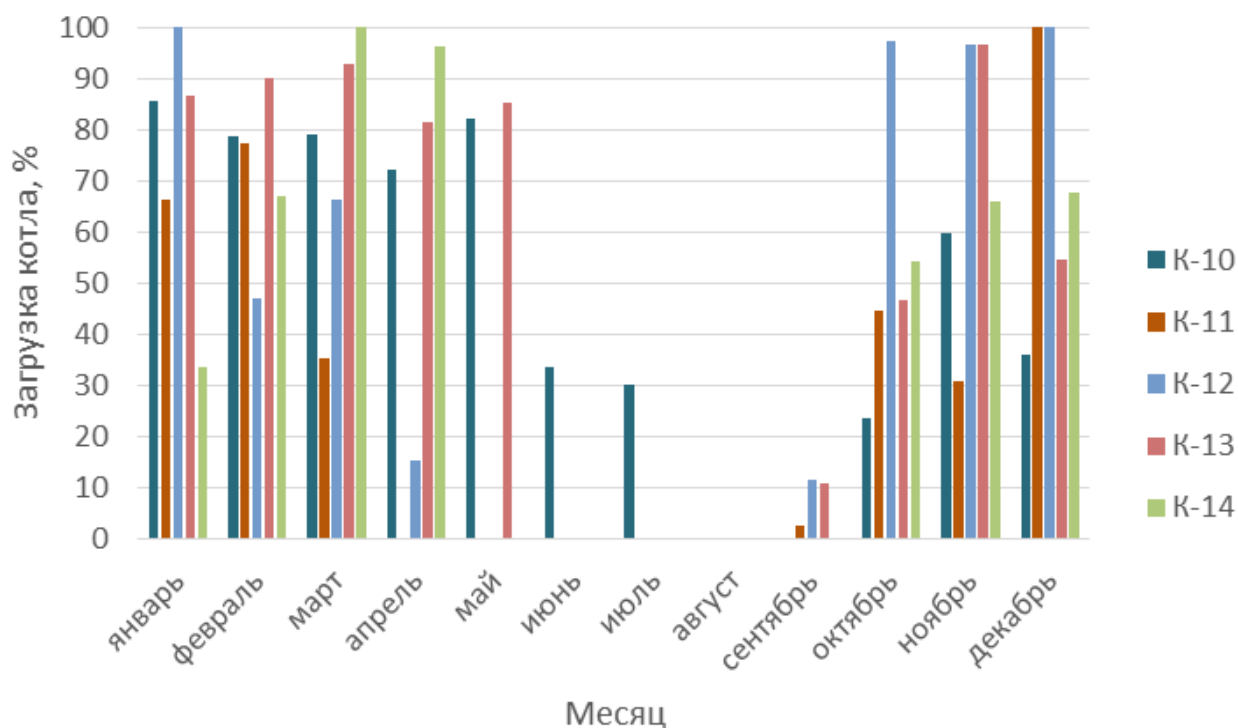


Рисунок 1.13. Среднегодовая загрузка котлов ГМ-50-14/250 Северной котельной

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 1.39 и рисунке 1.14.

Таблица 1.39 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	--	--

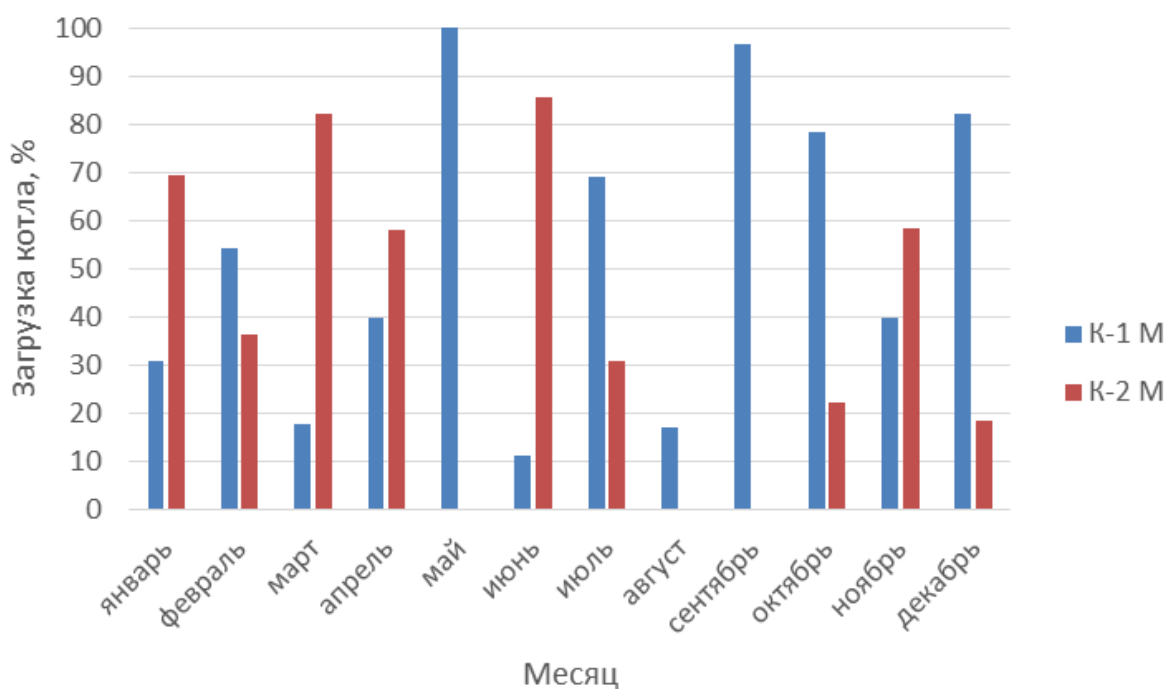


Рисунок 1.14. Среднегодовая загрузка котлов котельной «Роста»

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

Котельная «Абрам-Мыс»

Среднегодовая загрузка котельного оборудования представлена в таблице 1.40 и рисунке 1.15.

Таблица 1.40 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

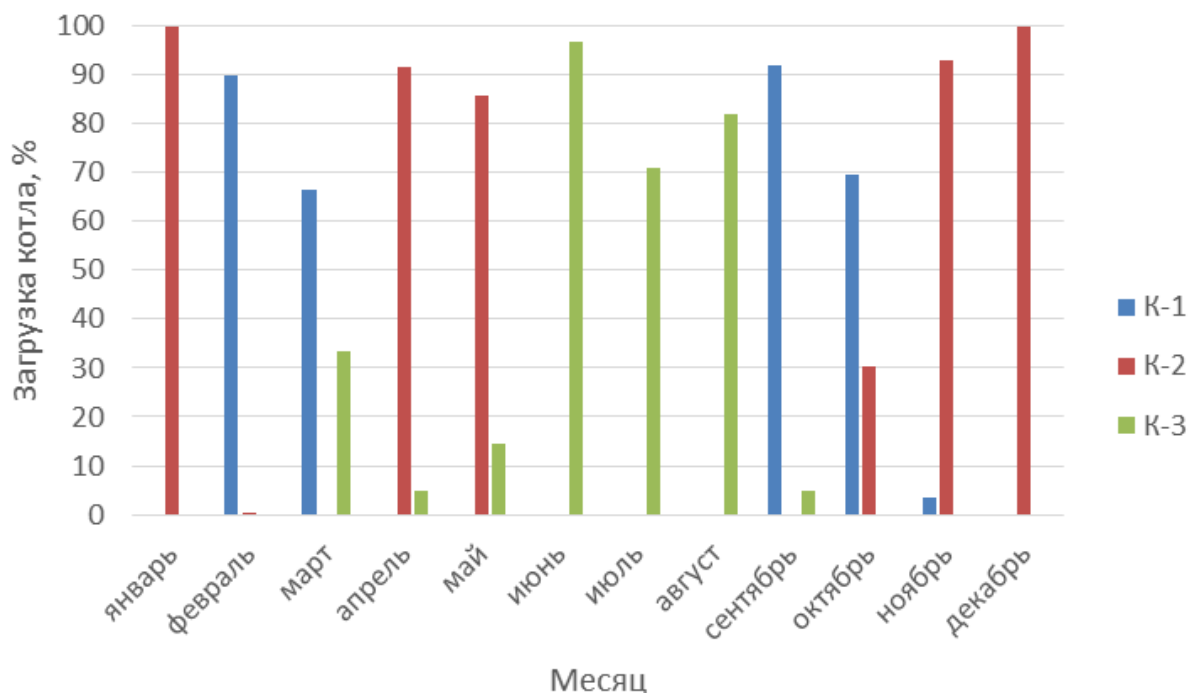


Рисунок 1.15. Среднегодовая загрузка котлов котельной «Абрам-Мыс»

Суммарная наработка паровых котлов составила 8176 часов. Наиболее загружен в 2013 году был котел К-2.

1.2.2.5. 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 коллектора, 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 коллектора, 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 коллектора, 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.

1.2.2.6. 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 температурному графику:

- 150/70°C со срезкой на 130°C для Северной котельной;
- 105/70°C со срезкой на 95°C для котельной «Роста»;
- 110/70°C со срезкой на 95°C для котельной «Абрам-Мыс».

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

1.2.2.7. 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 1.41 Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной «Северной»

Тип прибора	Заводской номер	Место установки, измеряемый параметр
Тепловычислитель СПТ961.2	17709	ЦТЩ
Расходомер Ситранс 3100/060	H122/H301	Расход прямой сетевой воды
Датчик КТПТР-01	3623	Температура прямой сетевой воды
Датчик Метран-55	1120937	Давление прямой сетевой воды
Расходомер Ситранс 3100/060	H122/H082	Расход обратной сетевой воды
Датчик КТПТР-01	3623а	Температура обратной сетевой воды
Датчик Метран-55	1120938	Давление обратной сетевой воды
Расходомер Метран -300ПР	674456	Расход подпитки
Датчик ТПТ-1-3	1731	Температура подпитки
Датчик Метран-55	1120939	Давление подпитки
Датчик ТПТ-1-3	1408	Температура холодной воды
Датчик Метран-55	1120940	Давление холодной воды
Тепловычислитель ТЭКОН-19	6553	ЦТЩ
Расходомер «ЭМИС-Вихрь 200»	6935	ЦТП, Расход пара луч №2
Датчик ТПТ-1	190	ЦТП Температура пара луч № 1, 2
Датчик АИР-10Н	1161387	ЦТП Давление пара луч № 2
Расходомер КСД2-054	9067408	ЦТЩ Расход пара на БПК
Дифманометр ДМ3583М	12044	
КСМ2-070	903399	ЦТЩ Температура пара на БПК

Таблица 1.42 Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной «Роста»

Тип прибора	Заводской номер	Место установки, измеряемый параметр
Теплосчетчик-регистратор ЭНКОНТ	1100	ЦТЩ
Расходомер УПР S200I	131-12	расход прямой сетевой воды -БУ-1
Расходомер УПР S200I	130-12	расход обратной сетевой воды - БУ-1
Расходомер УПР S050I	123-12	расход подпиточной воды -БУ-1
Датчик температуры КТС-Б	20080	температура прямой сетевой воды - БУ-1

Тип прибора	Заводской номер	Место установки, измеряемый параметр
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 1.43 Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной «Абрам-Мыс»

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

1.2.2.8. Статистика отказов и восстановлений оборудования

Статистика отказов и восстановлений оборудования на котельных ОАО «Мурманэнергосбыт» отсутствует.

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 Дровяное.

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 1.44 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 КСВ мощностью 0,69 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 1.45.

Таблица 1.45 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	КСВр	0,52	0,927998	ООО "Римко"	2008	нет	нет	60
	КВс	1,25		ООО "ЭнергоРесурс"	2011			
	ВКВ-300	0,3		ОАО "Возовсельмаш"	2011			
	НИИСТУ-5М (2шт.)	0,52		ЗАО "УСМР"	2008			

Состав и характеристика вспомогательного оборудования угольной котельной приведены в таблице 1.46.

Таблица 1.46 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 1.47.

Таблица 1.47 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 1.48.

Таблица 1.48 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	0,02
		%	2
4.	Хозяйственные нужды	Гкал/ч	--
		%	--
5.	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	3,11
Дизельная котельная			
1.	Установленная мощность оборудования	Гкал/ч	2,62
2.	Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	--
2.	Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	2,62
3.	Собственные нужды	Гкал/ч	0,009
		%	1
4.	Хозяйственные нужды	Гкал/ч	--
		%	--
5.	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	2,611

Собственные нужды на угольной котельной и дизельной котельной составляют 2% и 1% 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.

1.2.3.4. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка оборудования угольной котельной приведена в таблице 1.49 и рисунке 1.16.

Таблица 1.49 Загрузка основного оборудования угольной котельной

Месяц	Котел №2	Котел №3	Котел №6	Котел №7	Котел №9
Январь	744	144		144	744
Февраль	672	216		216	672
Март	744	456		456	744
Апрель	720	48		48	720
Май	648				744
Июнь				720	
Июль				744	
Август			360		
Сентябрь		120			720
Октябрь		744			744
Ноябрь		720			720
Декабрь	744	336		336	744
Итого	4272	2784	360	2664	6552

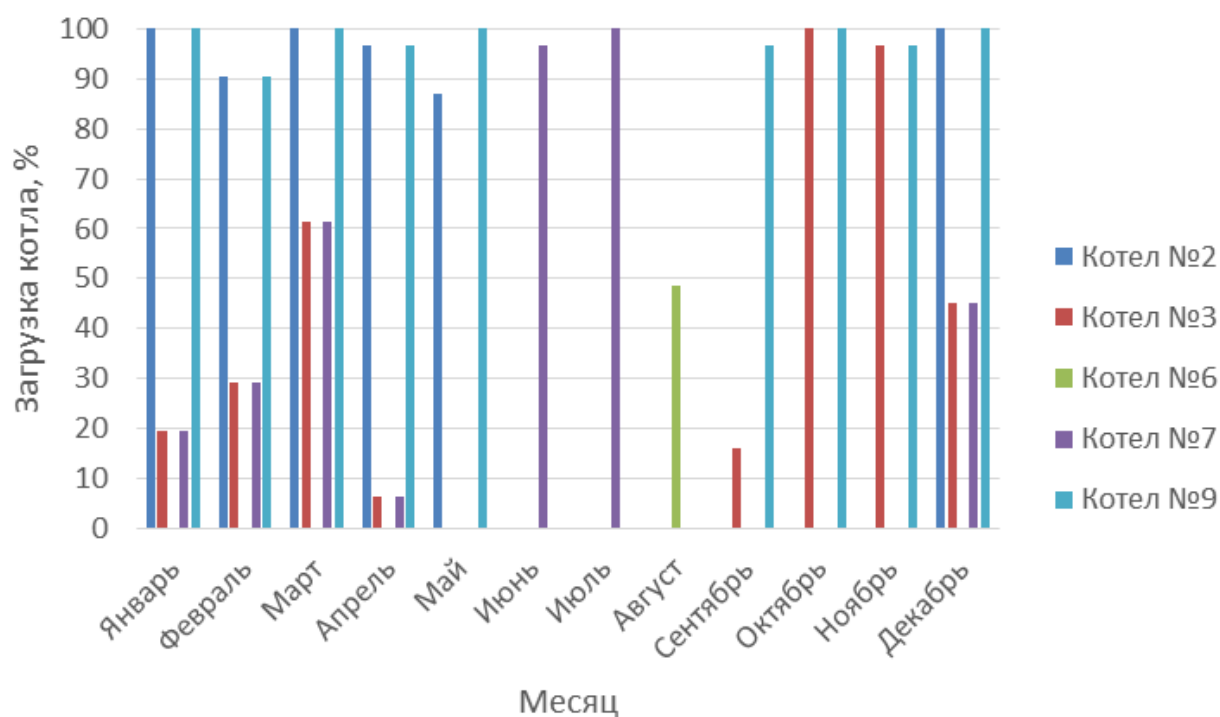


Рисунок 1.16. Загрузка основного оборудования угольной котельной

Суммарная наработка котлов составила 16632 часа. Наиболее загружен был котел №9.

Среднегодовая загрузка оборудования дизельной котельной приведена в таблице 1.50 и рисунке 1.17.

Таблица 1.50 Загрузка основного оборудования дизельной котельной

Месяц	GTE 521	GTE 511 №1	GTE 511 №2
Январь	744	140	
Февраль	672	100	
Март	744	80	
Апрель	720		
Май	744		
Июнь	48		
Июль	0	744	
Август	0		744
Сентябрь	720		
Октябрь	744		
Ноябрь	720		120
Декабрь	744		160
Итого:	6 600	1064	1024

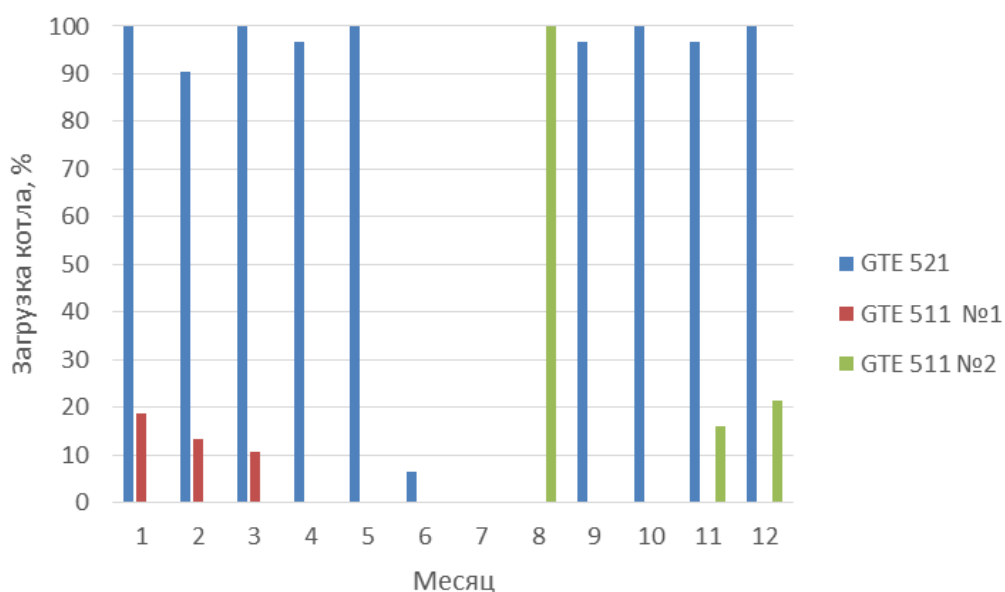


Рисунок 1.17. Загрузка основного оборудования дизельной котельной

Суммарная наработка котлов составила 8688 часов. Наиболее загружен был котел GTE 521.

1.2.3.5. 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.

1.2.3.6. 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».

1.2.3.7. Учет отпуска тепла

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

На угольной котельной установлены два УУТЭ на базе вычислителей СПТ-961 2 и СПТ-943.1.

На дизельной котельной установлен УУТЭ на базе вычислителя СПТ-961-М.

1.2.3.8. Статистика отказов и восстановлений оборудования

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

1.2.4. ОАО «Мурманский Морской Рыбный Порт»

1.2.4.1. Общее описание

ОАО «Мурманский морской рыбный порт» осуществляет деятельность по производству и передаче тепловой энергии в виде пара до ЦТП ОАО «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 пара. На источнике ОАО ММРП установлена система ХВО с двумя степенями умягчения.

1.2.4.2. Структура основного и вспомогательного оборудования

Котельная №1 оборудована пятью паровыми котлами ГМ 50-14/250 с номинальной тепловой мощностью 28 Гкал/час каждый и сроком эксплуатации 45 лет.

Технические характеристики котельных агрегатов приведены в таблице 1.51.

Таблица 1.51 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 №1 50-14/250	1969	50/50 (35/35)	1,4/1,3	250	87,3	ВТИ	Белгородский котлостроительный завод	н.д.
ГМ №2 50-14/250	1969	50/50 (35/35)	1,4/1,3	250	88,6	ВТИ	Белгородский котлостроительный завод	н.д.
ГМ №3 50-14/250	1969	50/50 (35/35)	1,4/1,3	250	88,1	ВТИ	Белгородский котлостроительный завод	н.д.
ГМ №4 50-14/250	1969	50/50 (35/35)	1,4/1,3	250	88,4	ВТИ	Белгородский котлостроительный завод	н.д.
ГМ №5 50-14/250	1969	50/50 (35/35)	1,4/1,3	250	88,4	ВТИ	Белгородский котлостроительный завод	н.д.

Таблица 1.52 Состав вспомогательного оборудования котельной №1

Вид оборудования	Тип оборудования	Характеристика оборудования	Количество, шт.
Атмосферный деаэратор	ДСА-150	-	2
Охладитель выпара	ОВА-16	-	2
Система ХВО			
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
Система умягчения воды			
Подогреватель	ПВ-60	-	2
Ячейки мокрого хранения соли	-	-	2
Насос раствора соли	-	1.5×6л-3	2
Солеочиститель	-	Ø 1м	1
I ступень умягчения			
Фильтр	-	Ø 3м; фильтрующий материал - катионит КУ-2-8	1
Фильтр	-	Ø 2м; фильтрующий материал - катионит КУ-2-8	4
II ступень умягчения			
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 пять 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 1.53

Таблица 1.53 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
2.	Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	112
3.	Собственные нужды	Гкал/ч	1,459
4.	Хозяйственные нужды	Гкал/ч	-
5.	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	110,541

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источника тепловой энергии ОАО ММРП отсутствуют.

1.2.4.4. Среднегодовая загрузка оборудования

Годовые технико-энергетические балансы источника представлены в таблице 1.54 и на рисунке 1.18.

Таблица 1.54 Годовая загрузка оборудования котельной №1

№ котла	Продолжительность работы энергетического источника, ч		
	Фактическая		Планируемая
	2012	2013	2014
Котел №1	2214	1900	3100
Котел №2	525	3261	2200
Котел №3	1352	1347	2300
Котел №4	4044	5	1200
Котел №5	680	2285	0
Итого	8815	8798	8800

До 2014 года котельная №1 ОАО «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.

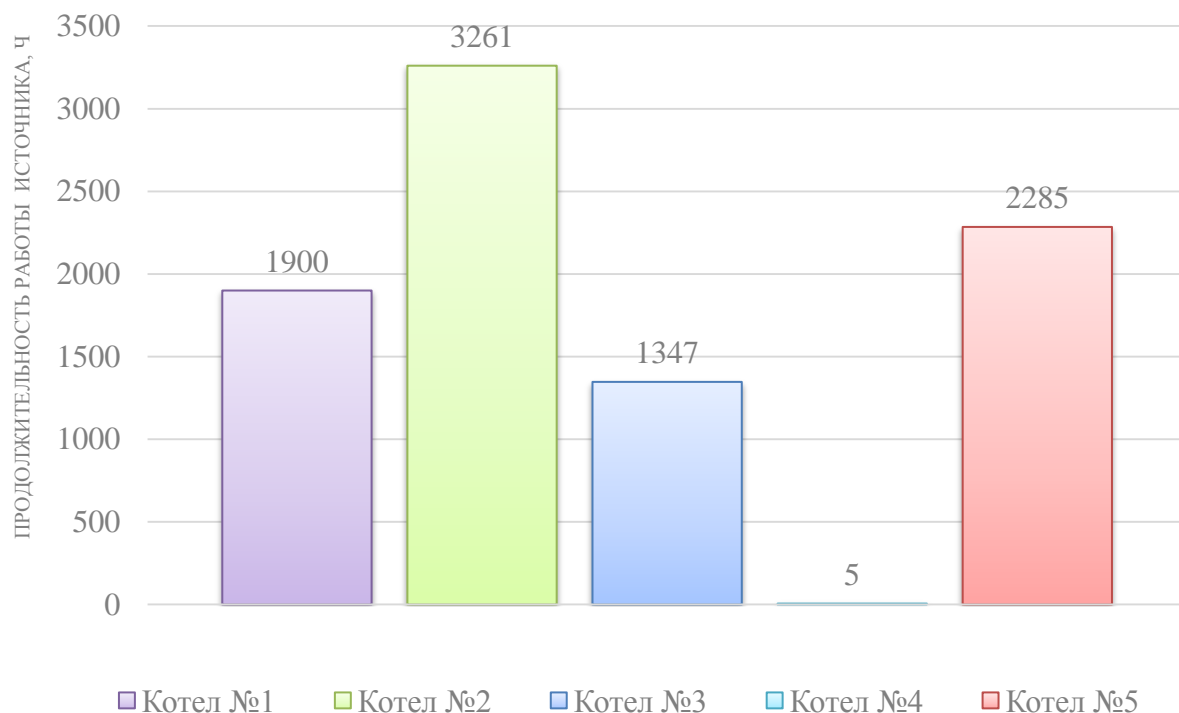


Рисунок 1.18. Годовая загрузка оборудования котельной №1 в 2013 году

1.2.4.5. Схема выдачи тепловой мощности. Структура теплофикационных установок

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

1.2.4.6. 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 ОАО «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».

1.2.4.7. Статистика отказов и восстановлений оборудования

Статистика отказов и восстановлений оборудования отсутствует.

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 ОАО «Мурманская ТЭЦ». Аналогичных предприятий в области нет.

1.2.5.2. Структура основного и вспомогательного оборудования

На предприятии установлено 2 мусоросжигательных котла «CKD DUKLA» (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 1.55 и 1.56 соответственно.

Таблица 1.55 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
				T, °C	P, кг/см ²		
Мусоросжигательный котлоагрегат в валковой решеточной системы «Дюссельдорф»	1986	45	ТБО	250	12,7	ЧКД «Дукла», г. Прага	Не ограничен
Мусоросжигательный котлоагрегат в валковой решеточной системы «Дюссельдорф»	1986	45	ТБО	250	12,7	ЧКД «Дукла», г. Прага	Не ограничен

Таблица 1.56 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 1.57.

Таблица 1.57 Характеристика мощности ОАО «Завод 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 ОАО «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 твёрдых бытовых отходов. На Заводе установлены два мусоросжигательных котлоагрегата пропускной способностью по сжигаемым отходам с теплотой сгорания 1600 ккал/кг - 15 т/ч и максимальной паропроизводительностью 45 т/ч. Номинальное давление перегретого пара – 13 кгс/см², номинальная температура перегретого пара – 250°C. Проектная мощность завода по термообработке – 107 тыс тонн в год. Сжигание производится при температуре 850-1200 °C.

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 послойной 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 ОАО «Мурманская ТЭЦ».

1.2.5.7. Статистика отказов и восстановлений оборудования

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

1.2.6. ОАО «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.

ОАО «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;
- 1 водогрейный котел типа Турботерм 3250;

Технические характеристики основного оборудования приведены в таблице 1.58.

Технические характеристики сетевых подогревателей, установленных на котельной приведены в таблице 1.59.

Технические характеристики деаэрационного оборудования, установленных на котельной приведены в таблице 1.60.

Технические характеристики подогревателей мазута, установленных на котельной приведены в таблице 1.61.

Таблица 1.58 Технические характеристики основного оборудования котельной

Тип и количество котлов	Количество	Производительность, Гкал/ч, т/ч	Расчетная присоединенная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	Завод-изготовитель котлов	Год ввода в эксплуатацию	Вид топлива	Наличие и тип охладителей пара	Давление и температура пара.	Тип экономайзера	Температура уходящих газов, °С	КПД котлов, %
ДЕ 10/14	1	6,6/10	данные в ПКЭ	БиКЗ	2000	мазут М-100	есть кожухотрубчатый	10/183	чугунн. блочн.	125-160	92,5
ДКВР 10/13	1	6,6/10	данные в ПКЭ	БиКЗ	1987	мазут М-100	есть кожухотрубчатый	10/183	чугунн. блочн.	150-175	89,5
в/к «Турботерм»	1	2,322/108	данные в ПКЭ	РЭМЭКС	2003	мазут М-100	-	-	-	150-210	-

Таблица 1.59 Технические характеристики сетевых подогревателей, установленных на котельной

Наименование агрегата	Производительность агрегата, м³/ч	Кол-во	Рабочие параметры на входе/выходе		Удельный расход теплоэнергии, Гкал/ м³	КПД по паспорту, %	Конденсатоотводчики: тип, количество	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 конденсата ПВ-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 конденсата ПВ-2-16 2 шт	65-70

Таблица 1.60 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 1.61 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.	поплачковый фланцевый 1 шт.	35-40	Следы нефтепродуктов
Подогреватель мазута ПМ-2,3МВН 25/32	Н.д.	2	25	130	Н.д.	Н.д.	поплачковый 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 1.62 Характеристика мощности котельной

Наименование параметра	Ед. измерения	Величина
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	15,58
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	15,58
Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	-
Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	13,252
Собственные нужды	Гкал/ч	1,154
Объем потребления тепловой энергии на с.н.	% от отпуска т.э.	7

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 ДЕ 10/14, в летнем режиме полностью загружен водогрейный котел типа «Турботерм». Квартальная наработка котельного оборудования представлена в таблице 1.63 и на рисунке 1.19.

Таблица 1.63 Квартальная наработка котельного оборудования котельной

Период	Наработка, ч		
	Котел ДЕ 10/14	Котел ДКВР 10/13	В/котел «Турботерм»
1 квартал	1800	360	-
2 квартал	888	360	936
3 квартал	72	96	2040
4 квартал	984	936	288

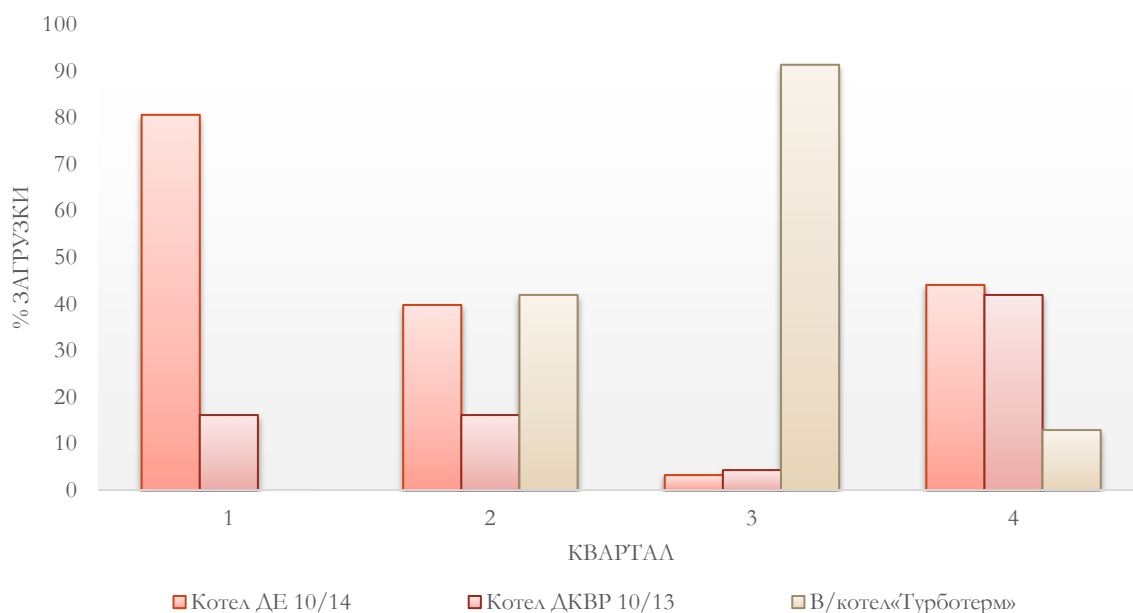


Рисунок 1.19. Среднемесячная нагрузка основного оборудования котельной в 2013 году

1.2.6.5. Схема выдачи тепловой мощности. Структура теплофикационных установок

Технологическая схема котельной ОАО «Мурманского Морского Торгового Порт» 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 ОАО «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 ОАО «Мурманский морской торговый порт» 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 7 изолированных друг от друга систем теплоснабжения. Тепловые сети от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных эксплуатируются ОАО «Мурманская ТЭЦ» и ОАО «Мурманэнергосбыт», а также часть квартальных сетей малой протяженности, находится в краткосрочной аренде у ОАО «Мурманская энергосбытовая компания».

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

Тепловые паровые сети от Котельной рыбного порта до ЦТП находятся в собственности у ОАО «Мурманский морской рыбный порт», после ЦТП проложены абонентские сети, ведущие к промышленным объектам, а также тепловые сети ОАО «Мурманэнергосбыт», проложенные от ЦТП «Новосельская» и ЦТП «Фестивальная».

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

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

1.3.1.1. ОАО «Мурманская ТЭЦ»

Суммарная протяженность тепловых сетей ОАО «Мурманская ТЭЦ» - 51,7 км.

Тепловые водяные сети ОАО «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 ОАО «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 1.20 и в таблице 1.64.

Таблица 1.64 Структура тепловых сетей Мурманской ТЭЦ на балансе ОАО «Мурманская ТЭЦ»

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

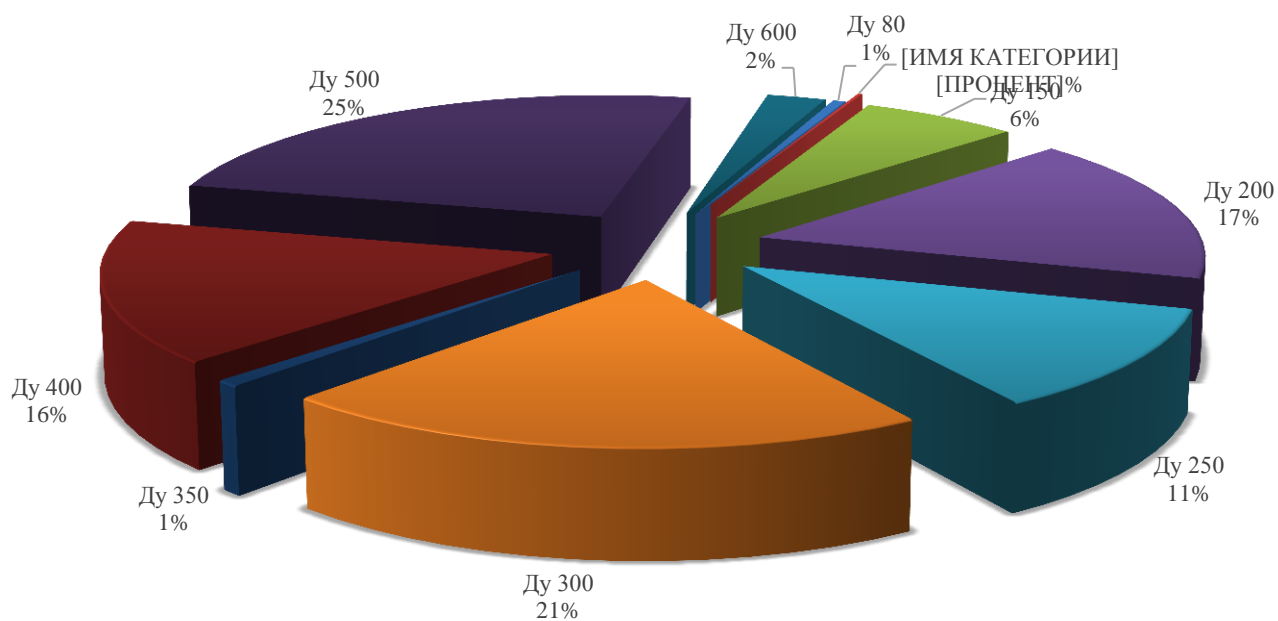


Рисунок 1.20. Структура тепловых сетей Мурманской ТЭЦ

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 490 мм. Тепловая энергия от Южной котельной передается в горячей воде.

Структура тепловых сетей Южной котельной представлена на рисунке 1.21 и в таблице 1.65.

Таблица 1.65 Структура тепловых сетей Южной котельной

Условный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м
Ду 100	310
Ду 150	235
Ду 200	269
Ду 250	2196
Ду 300	1907
Ду 350	685
Ду 400	1678
Ду 450	1374
Ду 500	3644
Ду 600	4533
Ду 700	1266
Ду 800	2185

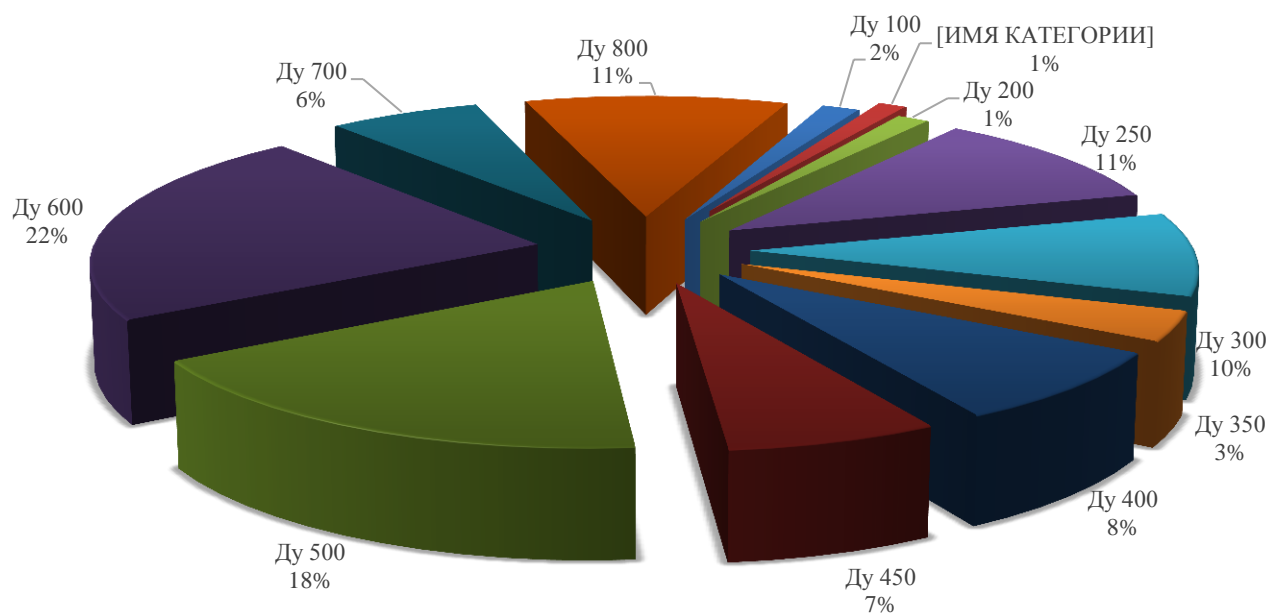


Рисунок 1.21. Структура тепловых сетей Южной котельной

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 506 мм. Тепловая энергия от Восточной котельной передается в горячей воде.

Структура тепловых сетей Восточной котельной представлена на рисунке 1.22 и в таблице 1.66.

Таблица 1.66 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

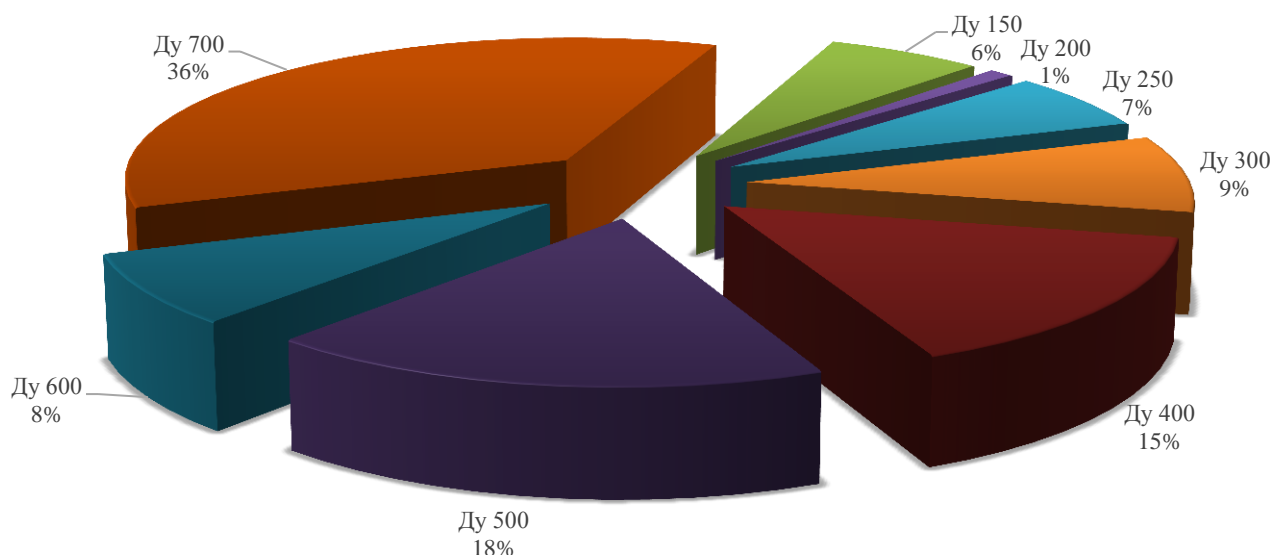


Рисунок 1.22. Структура тепловых сетей Восточной котельной

1.3.1.3. ОАО «Мурманэнергосбыт»

ОАО «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 1.23 и в таблице 1.67.

Таблица 1.67 Структура тепловых сетей котельной «Северная»

Условный диаметр, мм	Протяженность в однотрубном исчислении, м	В т.ч. водяные ТС, м
Ду 40	782,0	782
Ду 50	5900,8	5900,8
Ду 70	5004,2	5004,2
Ду 80	7571,2	7571,2
Ду 100	13654,2	13224
Ду 125	8467,6	8467,6
Ду 150	17354,8	16033,4
Ду 200	15277,1	14149,4
Ду 250	18481,6	16114
Ду 300	8675,8	8459
Ду 350	4148,0	4148
Ду 400	8022,0	7795
Ду 500	1790,8	1790,8
Ду 700	176,0	176
Ду 800	1224,0	1224

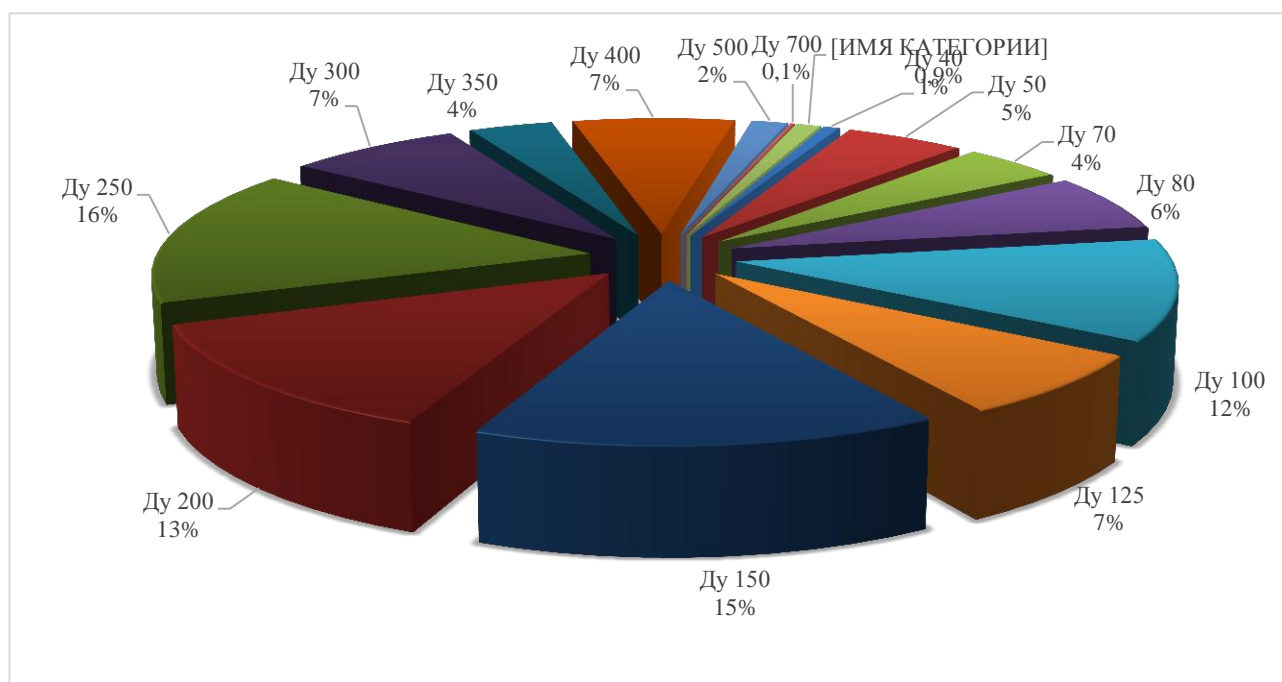


Рисунок 1.23. Структура тепловых сетей котельной «Северная»

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. Тепловая энергия от котельной РОСТа передается в горячей воде.

Структура тепловых сетей котельной «Роста» представлена на рисунке 1.24 и в таблице 1.68.

Таблица 1.68 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

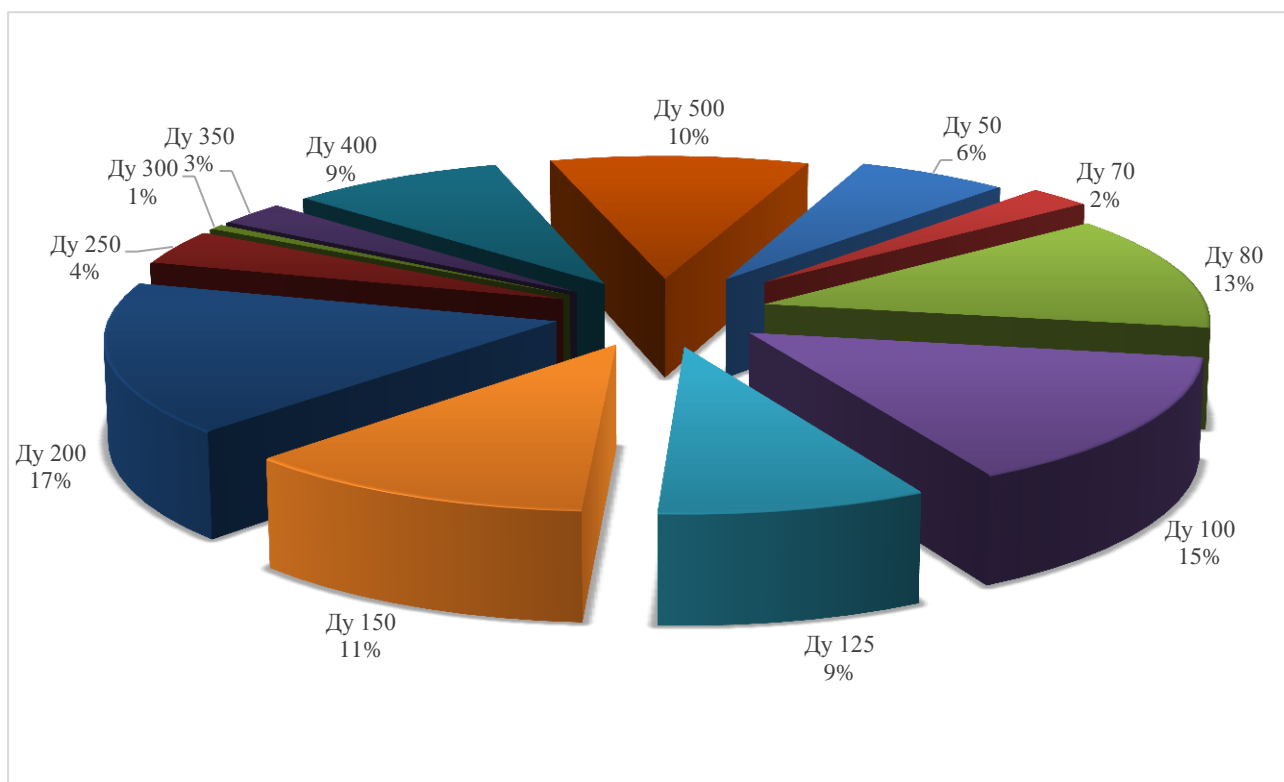


Рисунок 1.24. Структура тепловых сетей котельной «Роста»

Котельная «Абрам-Мыс»

Суммарная протяженность тепловых сетей от котельной «Абрам-Мыс» составляет 4872 м в однострунном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 200 мм, средний диаметр тепловой сети 130 мм. Тепловая энергия от котельной «Абрам-Мыс» передается как в горячей воде, так и в паре.

Структура тепловых сетей котельной «Абрам-Мыс» представлена на рисунке 1.25 и в таблице 1.69.

Таблица 1.69 Структура тепловых сетей котельной «Абрам-Мыс»

Условный диаметр, мм	Протяженность в однострунном исчислении, м	В т.ч. водяные ТС
Ду 50	770,0	560,0
Ду 70	260,0	260,0
Ду 80	494,0	494,0
Ду 100	928,0	928,0
Ду 150	570,0	360,0
Ду 200	1850,0	1850,0

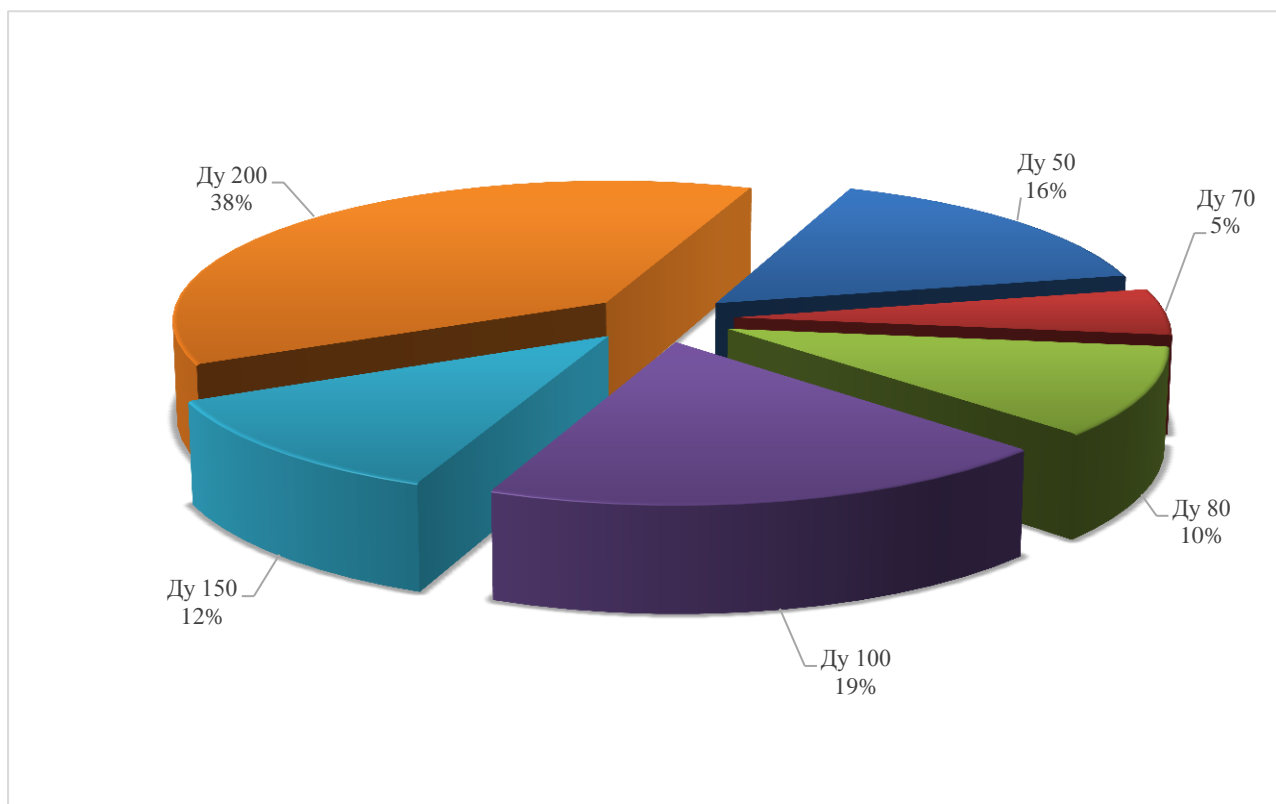


Рисунок 1.25. Структура тепловых сетей котельной «Абрам-Мыс»

Мурманская ТЭЦ

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

Структура тепловых сетей ОАО «Мурманэнергосбыт» от Мурманской ТЭЦ представлена на рисунке 1.26 и в таблице 1.70.

Таблица 1.70 Структура тепловых сетей ОАО «Мурманэнергосбыт» от Мурманской ТЭЦ

Условный диаметр, мм	Протяженность в однотрубном 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

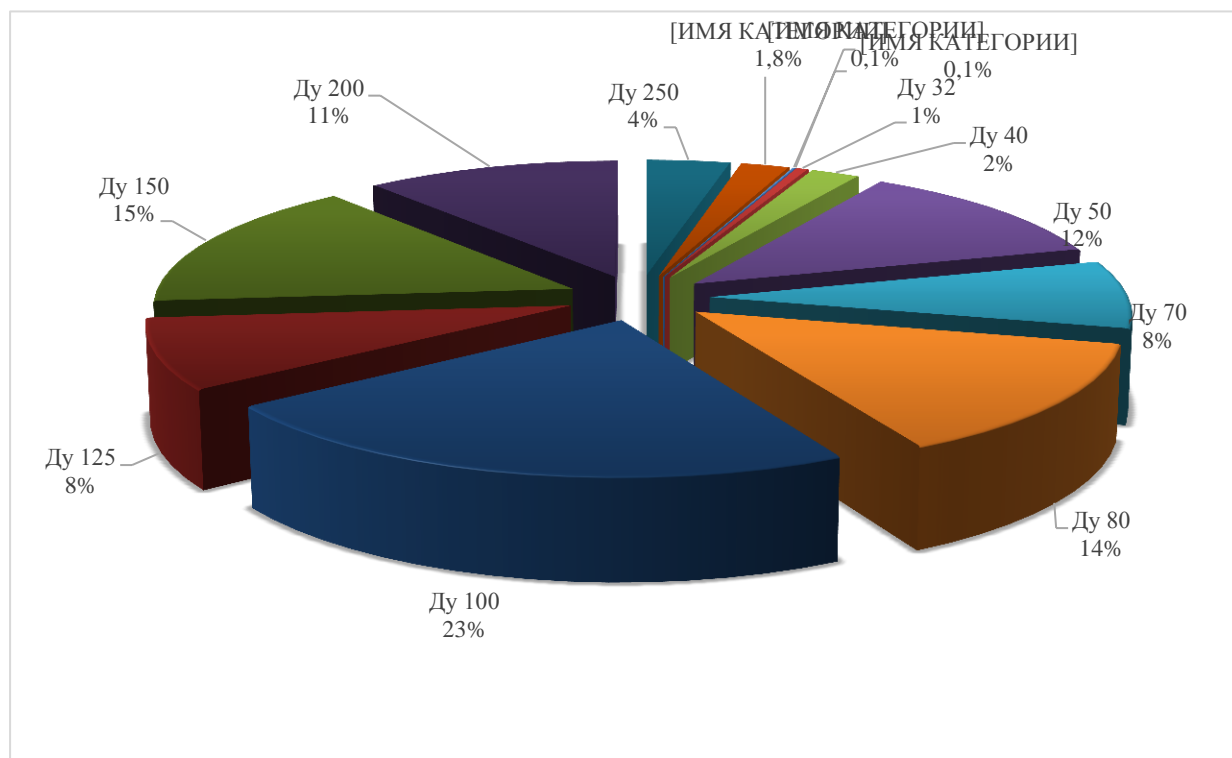


Рисунок 1.26. Структура тепловых сетей ОАО «Мурманэнергосбыт» от Мурманской ТЭЦ

Восточная котельная

Суммарная протяженность тепловых сетей ОАО «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 ОАО «Мурманэнергосбыт» от Восточной котельной представлена на рисунке 1.27 и в таблице 1.71.

Таблица 1.71 Структура тепловых сетей ОАО «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

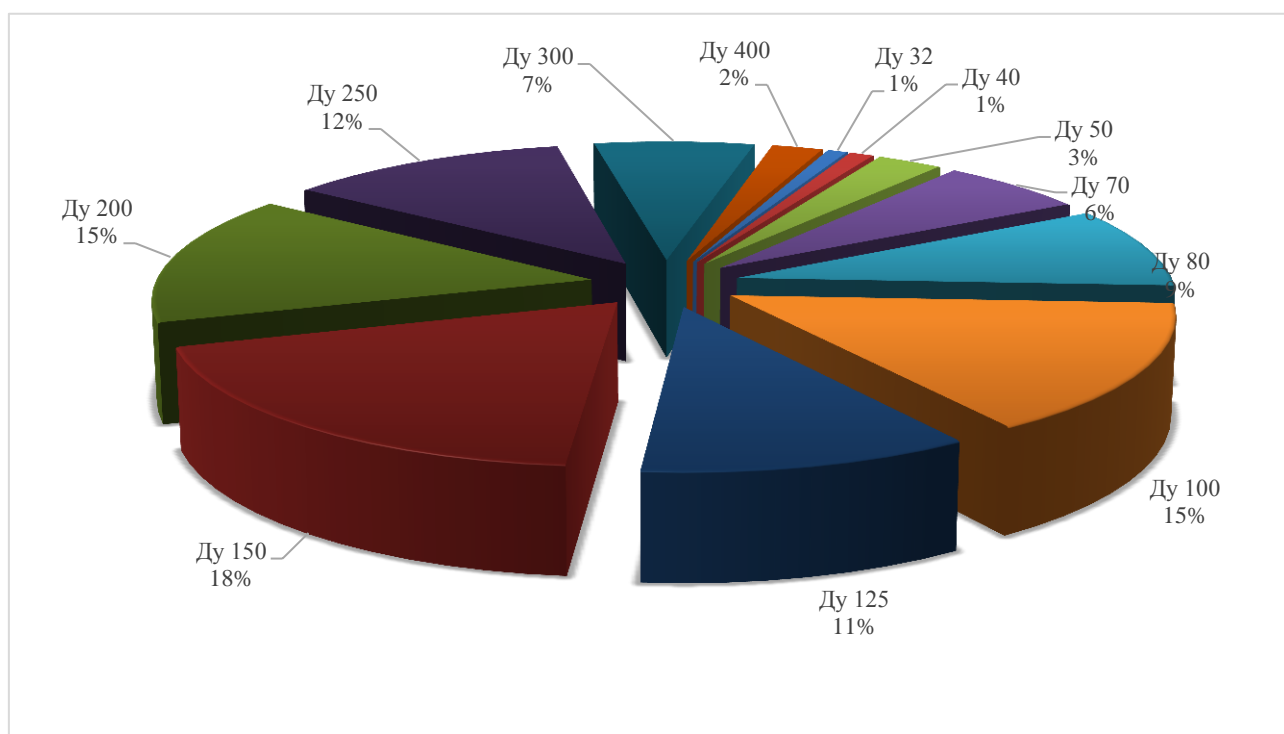


Рисунок 1.27. Структура тепловых сетей ОАО «Мурманэнергосбыт» от Восточной котельной

Южная котельная

Суммарная протяженность тепловых сетей ОАО «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 ОАО «Мурманэнергосбыт» от Южной котельной представлена на рисунке 1.28 и в таблице 1.72.

Таблица 1.72 Структура тепловых сетей ОАО «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

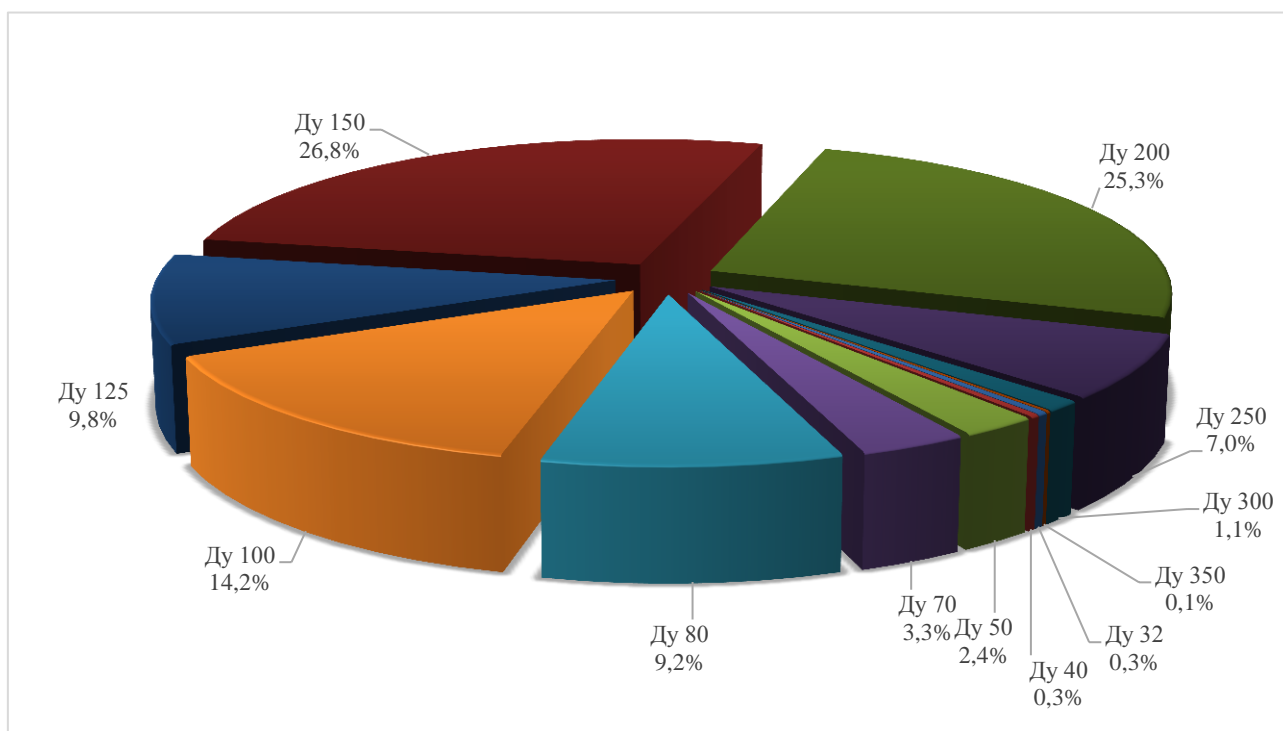


Рисунок 1.28. Структура тепловых сетей ОАО «Мурманэнергосбыт» от Южной котельной

Котельная рыбного порта

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

Структура тепловых сетей ОАО «Мурманэнергосбыт» от Котельной рыбного порта представлена на рисунке 1.29 и в таблице 1.73.

Таблица 1.73 Структура тепловых сетей ОАО «Мурманэнергосбыт» от Котельной рыбного порта

Условный диаметр, мм	Протяженность в однотрубном исчислении, м	В т.ч. водяные ТС,м
Ду 25	16,5	16,5
Ду 32	58,0	58,0
Ду 40	313,5	313,5
Ду 50	1646,6	1646,6
Ду 70	1208,2	1208,2
Ду 80	301,0	301,0
Ду 100	1677,6	1677,6
Ду 125	20,0	20,0
Ду 150	432,0	432,0
Ду 200	580,8	386,8

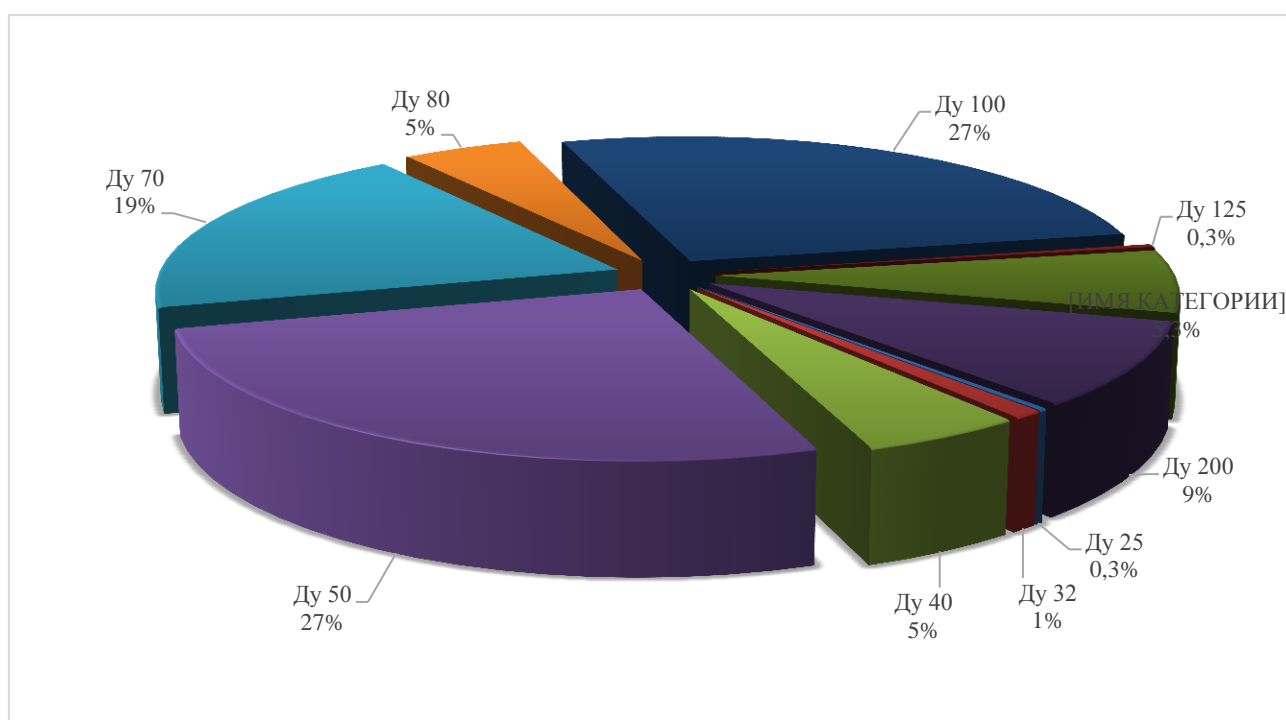


Рисунок 1.29. Структура тепловых сетей ОАО «Мурманэнергосбыт» от Котельной рыбного порта

1.3.1.4. ОАО «Мурманский морской рыбный порт»

Котельная рыбного порта предназначена для снабжения предприятий, расположенных на промышленных площадках порта, паром на нужды технологии, отопления, вентиляции и горячего водоснабжения. Кроме этого котельная обеспечивает тепловой энергией 39 жилых домов и 5 социально-значимых объекта. Тепловая энергия от котельной передается по водяным и паровым тепловым сетям.

Суммарная протяженность водяных тепловых сетей от Котельной рыбного порта составляет 2716 м в двухтрубном исчислении, максимальный условный диаметр 200 мм, средний диаметр 147 мм.

Структура водяных тепловых сетей Котельной рыбного порта представлена на рисунке 1.30 и в таблице 1.74.

Таблица 1.74 Структура водяных тепловых сетей Котельной рыбного порта

Условный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м
Ду 50	90
Ду 70	50
Ду 80	348
Ду 100	428
Ду 150	792
Ду 200	1008

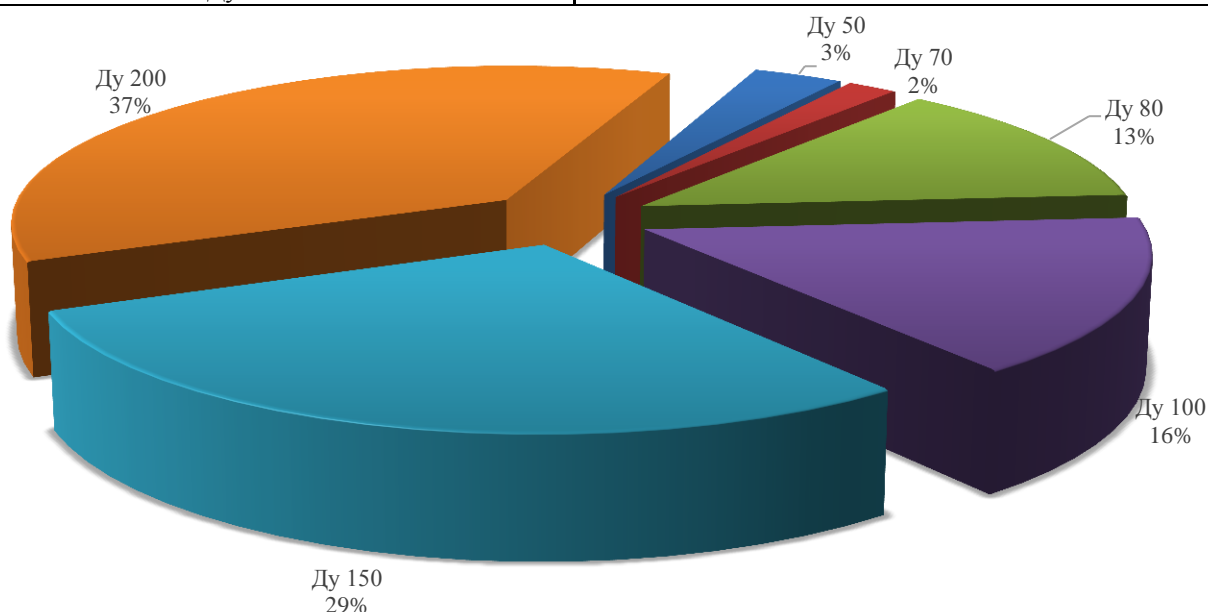


Рисунок 1.30. Структура водяных тепловых сетей Котельной рыбного порта

Суммарная протяжённость паропроводов от Котельной рыбного порта составляет 10660 м в однострунном исчислении, максимальный условный диаметр 400 мм, средний диаметр 306 мм.

Структура паровых тепловых сетей Котельной рыбного порта представлена на рисунке 1.31 и в таблице 1.75.

Таблица 1.75 **Структура паровых тепловых сетей Котельной рыбного порта**

Условный диаметр, мм	Протяженность в однострунном исчислении, м
Ду 70	20
Ду 80	230
Ду 100	950
Ду 150	1231
Ду 200	1266
Ду 250	194
Ду 350	771
Ду 400	5998

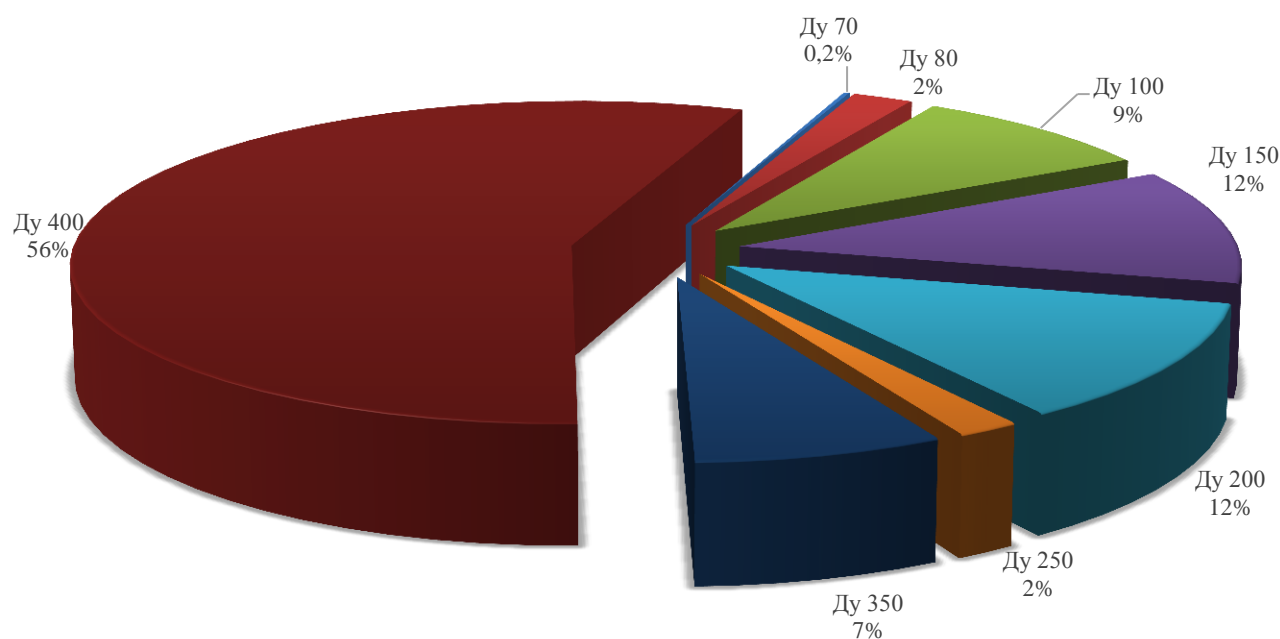


Рисунок 1.31. Структура паровых тепловых сетей Котельной рыбного порта

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 ОАО «Мурманская ТЭЦ». Длина паропровода составляет 390 м, условный диаметр 250 мм. Конденсат пара возвращается на завод ТО ТБО по конденсатопроводу Ду 125.

1.3.1.7. ОАО «Мурманский торговый порт»

Система теплоснабжения от Котельной торгового порта двухтрубная, общей протяженностью 5503 м в двухтрубном исчислении, в том числе тепловые сети, находящиеся в собственности ОАО «Мурманский морской торговый порт» - 2807м, сети, находящиеся в аренде у ОАО «Мурманский морской торговый порт» (собственник – ФГУП «Росморпорт») – 2087 м, абонентские сети – 609 м. Структура тепловых сетей Котельной торгового порта представлена в таблице 1.77 и на рисунке 1.33.

Таблица 1.76 Структура тепловых сетей Котельной торгового порта

Условный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м, в тч			
	Собственность ОАО "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

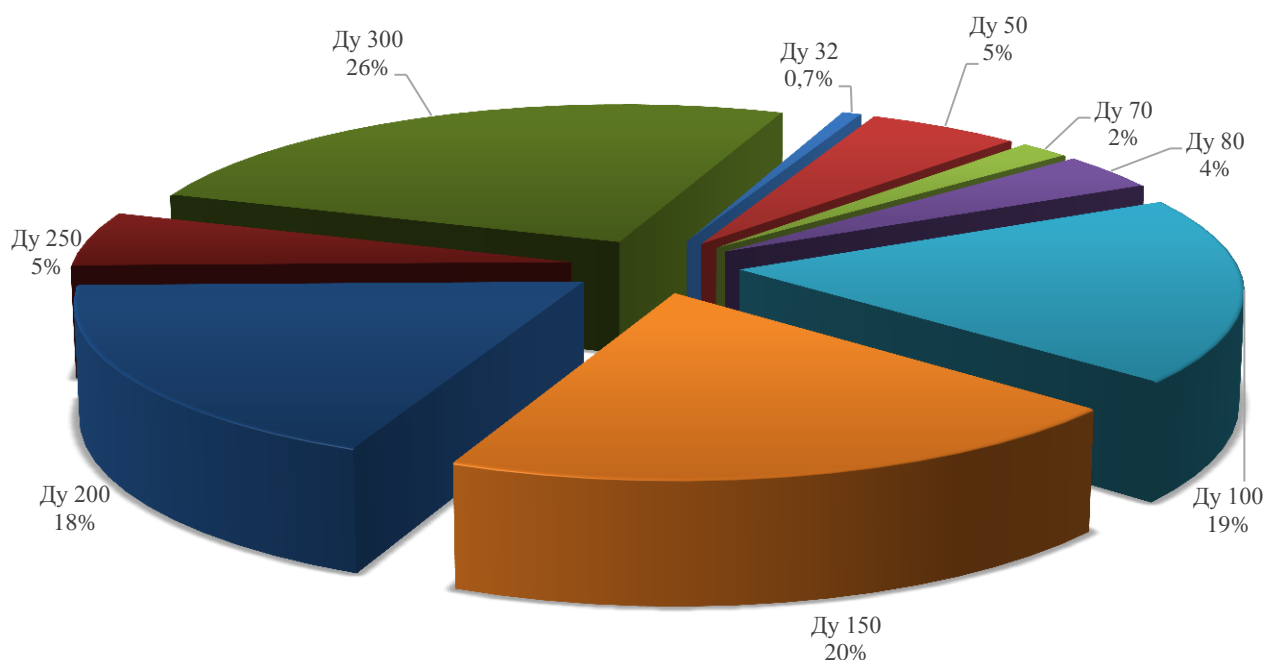


Рисунок 1.32. Структура тепловых сетей Котельной торгового порта

1.3.1.1. Муниципальные тепловые сети

Дизельная котельная

Система теплоснабжения от Дизельной котельной двухтрубная, общей протяженностью 819 м в двухтрубном 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 1.76 и на рисунке 1.32.

Таблица 1.77 Структура тепловых сетей Дизельной котельной

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

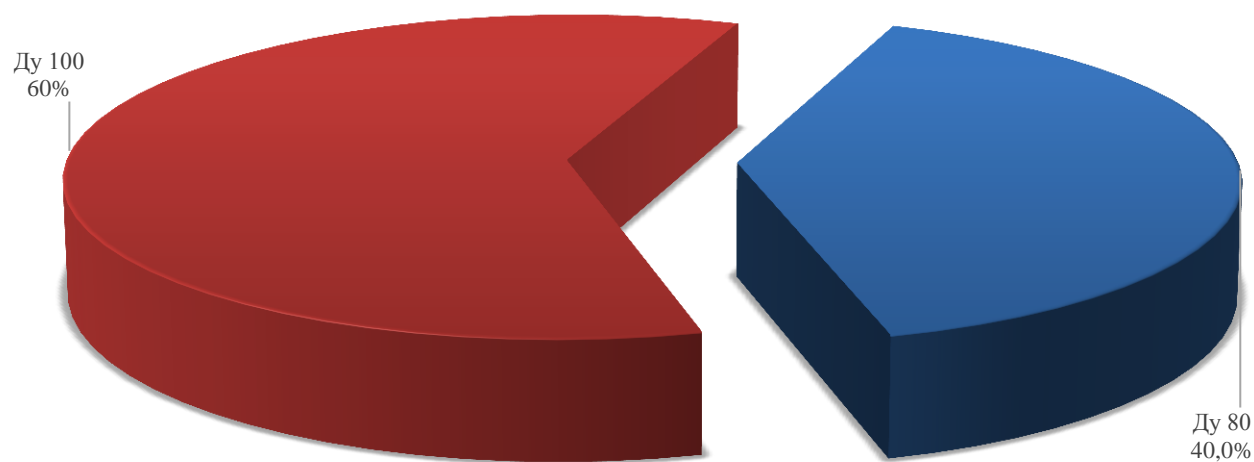


Рисунок 1.33. Структура тепловых сетей Дизельной котельной

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 1.78 и на рисунке 1.34.

Таблица 1.78 Структура муниципальных тепловых сетей от Угольной котельной

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

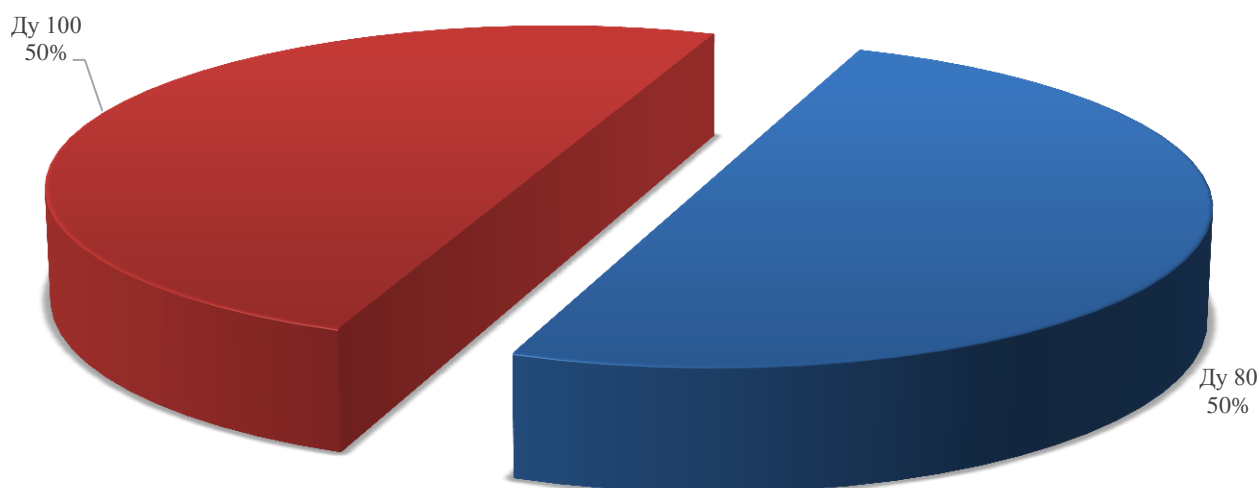


Рисунок 1.34. Структура муниципальных тепловых сетей от Угольной котельной

Так же на муниципальном балансе находится паропровод от котельной рыбного порта до ЦТП №33а по ул. Новосельской, 33а, протяженностью 1465 м и условным диаметром 300 мм.

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. ОАО «Мурманская ТЭЦ»

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

Изоляция тепловых сетей ОАО «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 1.79 и на рисунке 1.35.

Таблица 1.79 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

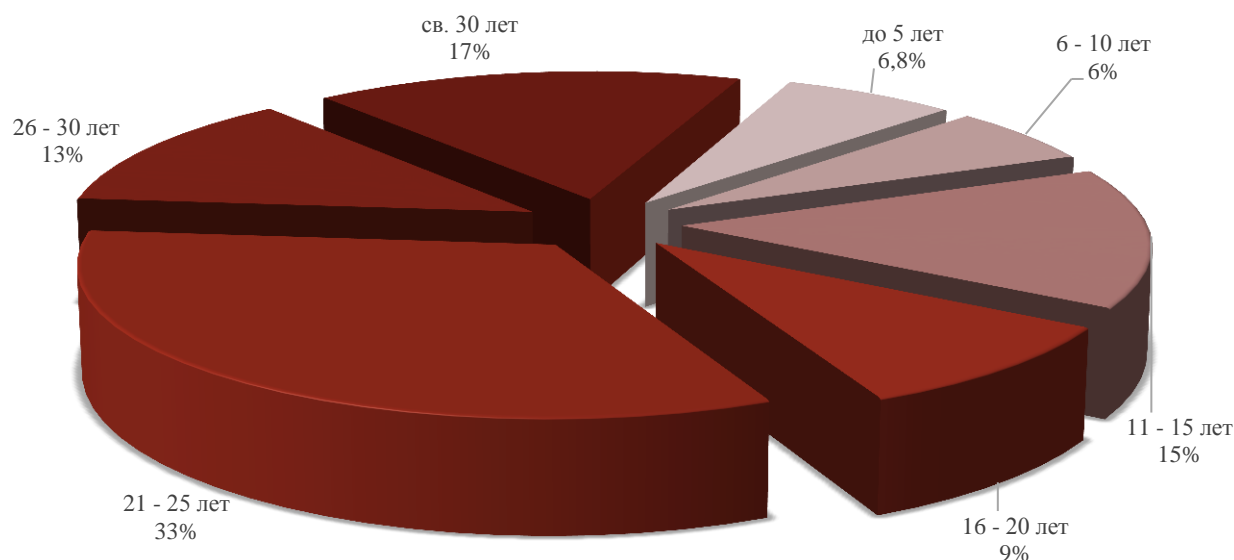


Рисунок 1.35. Протяженность тепловых сетей Мурманской ТЭЦ по сроку эксплуатации

Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей от Мурманской ТЭЦ по типу прокладки и условному диаметру представлена в таблице 1.80.

Таблица 1.80 Материальная характеристика тепловых сетей Мурманской ТЭЦ

Ду, мм	Протяжённость, м, (двухтрубном)			Материальная характеристика, м²
	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 1.81 и на рисунке 1.36.

Таблица 1.81 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	0	0	179	0	0	643	552	1374
Ду 500	271	0	317	876	919	1261	0	3644
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

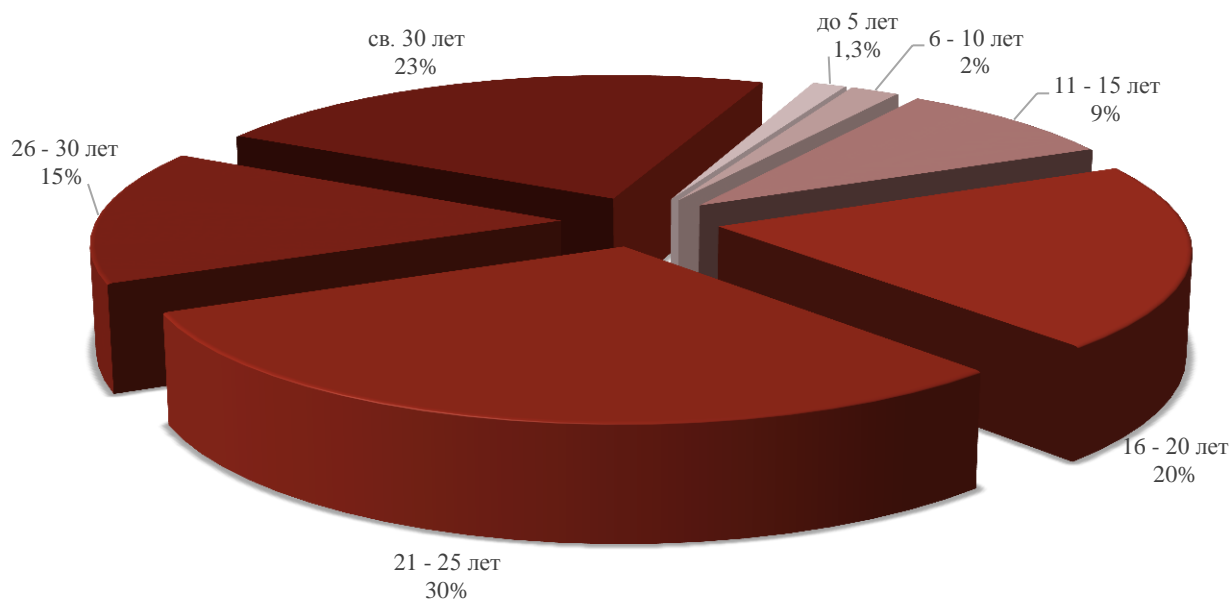


Рисунок 1.36. Протяженность тепловых сетей Южной котельной по сроку эксплуатации

Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей от Южной котельной по типу прокладки и условному диаметру представлена в таблице 1.62.

Таблица 1.82 Материальная характеристика тепловых сетей Южной котельной

Ду, мм	Протяжённость, м, (двухтрубном)			Материальная характеристика, м ²
	из них		Итого	
	подземная	воздушная		
800	1895	290	2185	3583.4

Ду, мм	Протяжённость, м, (двухтрубном)			Материальная характеристика, м²
	из них		Итого	
	подземная	воздушная		
700	965	301	1266	1823,0
600	4533	0	4533	5711,6
500	2550	1094	3644	3855,4
450	1374	0	1374	1319,0
400	1678	0	1678	1429,7
350	685	0	685	516,5
300	1907	0	1907	1239,6
250	1660	536	2196	1199,0
200	269	0	269	117,8
150	235	0	235	74,7
100	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 1.83 и на рисунке 1.37.

Таблица 1.83 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	0	0	0	0	0	4198	0	4198
Итого	25	218	0	2052	1339	7681	262	11577

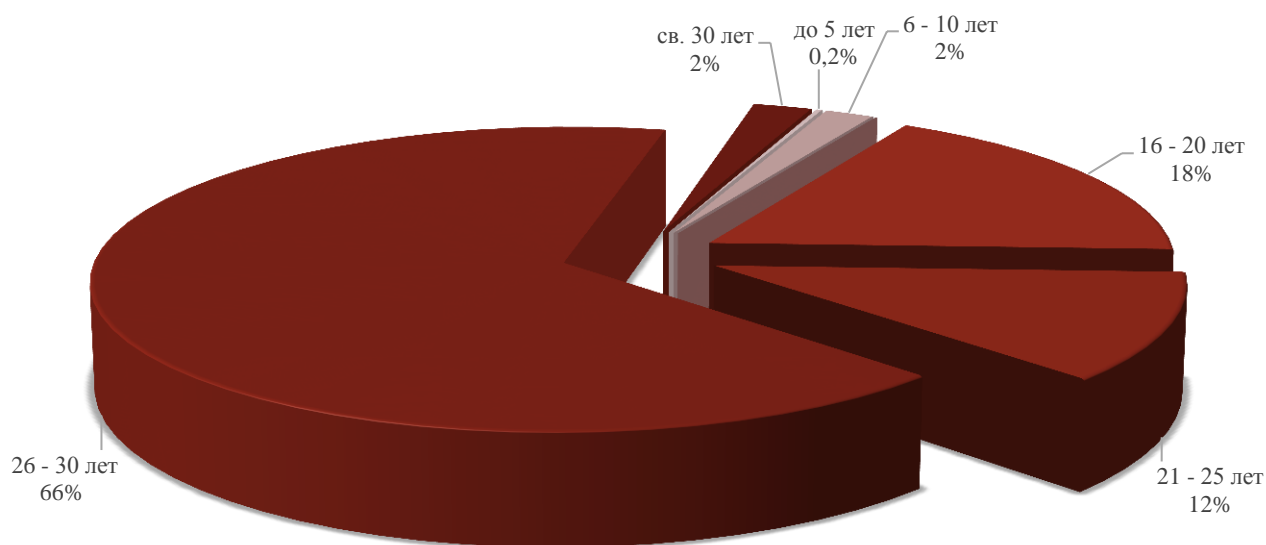


Рисунок 1.37. Протяженность тепловых сетей Восточной котельной по сроку эксплуатации

Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей от Восточной котельной по типу прокладки и условному диаметру представлена в таблице 1.84.

**Таблица 1.84 Материальная характеристика тепловых сетей
Восточной котельной**

Ду, мм	Протяжённость, м, (двухтрубном)		Итого	Материальная характеристика, м ²
	из них			
	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. ОАО «Мурманэнергосбыт»

Тепловые сети ОАО «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 1.85.

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 1.86.

Котельная «Абрам-Мыс»

Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей от котельной «Абрам-Мыс» по типу прокладки и условному диаметру представлена в таблице 1.87.

Материальная характеристика тепловых сетей от Мурманской ТЭЦ, котельных Восточная, Южная и котельной Рыбного порта представлена в таблицах 1.88, 1.89, 1.90 и 1.91 соответственно.

Таблица 1.85 Материальная характеристика тепловых сетей ОАО «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 однострубно исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
	Водяные					Паровые			
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 1.86 Материальная характеристика тепловых сетей ОАО «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 1.87 Материальная характеристика тепловых сетей ОАО «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 м 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 1.88 Материальная характеристика тепловых сетей ОАО «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 1.89 Материальная характеристика тепловых сетей ОАО «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

Условный диаметр трубы, мм	Подземная прокладка	Надземная прокладка	В подвалах	Протяженность в двухтрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
	Водяные				
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 1.90 Материальная характеристика тепловых сетей ОАО «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 1.91 Материальная характеристика тепловых сетей ОАО «Мурманэнергосбыт» от котельной рыбного порта

Условный диаметр трубы, мм	Подземная прокладка	Надземная прокладка	В подвалах	Протяженность в однострубно исчислении, м	Материальная характеристика, м ²	Надземная прокладка	Протяженность в однострубно исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
	Водяные					Паровые		
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

Условный диаметр трубы, мм	Подземная прокладка	Надземная прокладка	В подвалах	Протяженность в однетрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²	Надземная прокладка	Протяженность в однетрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²
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

1.3.3.3. ОАО «Мурманский морской рыбный порт»

Разбиение водяных тепловых сетей от Котельной рыбного порта по сроку службы представлено в таблице 1.92 и на рисунке 1.38.

Таблица 1.92 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

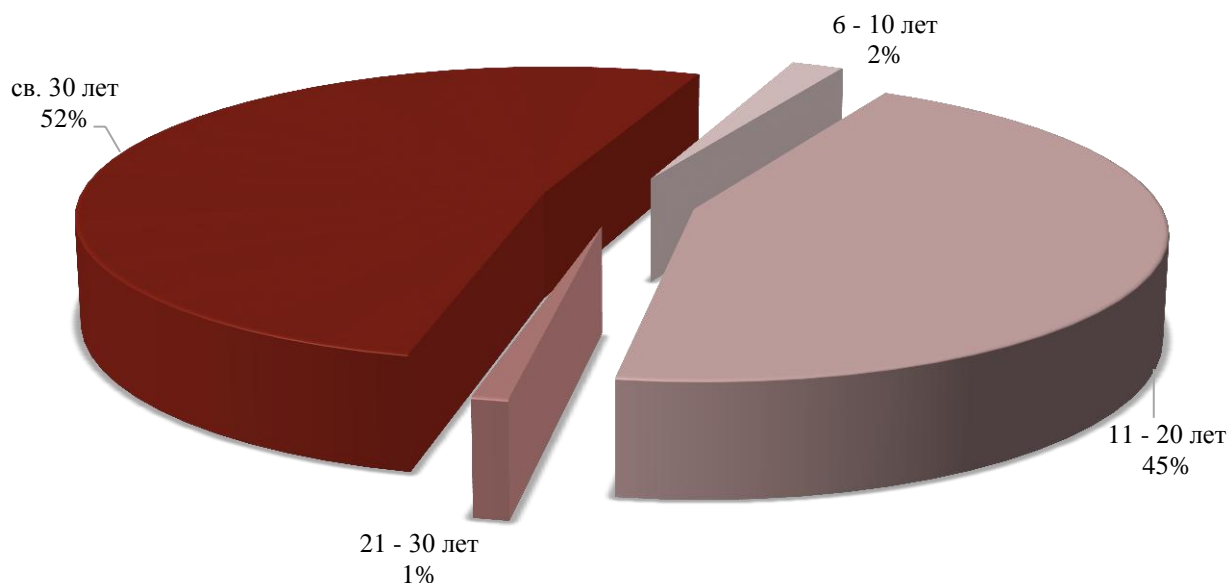


Рисунок 1.38. Протяженность тепловых водяных сетей от Котельной рыбного порта по сроку эксплуатации

Разбиение паровых тепловых сетей от Котельной рыбного порта по сроку службы представлено в таблице 1.93 и на рисунке 1.39.

Таблица 1.93 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

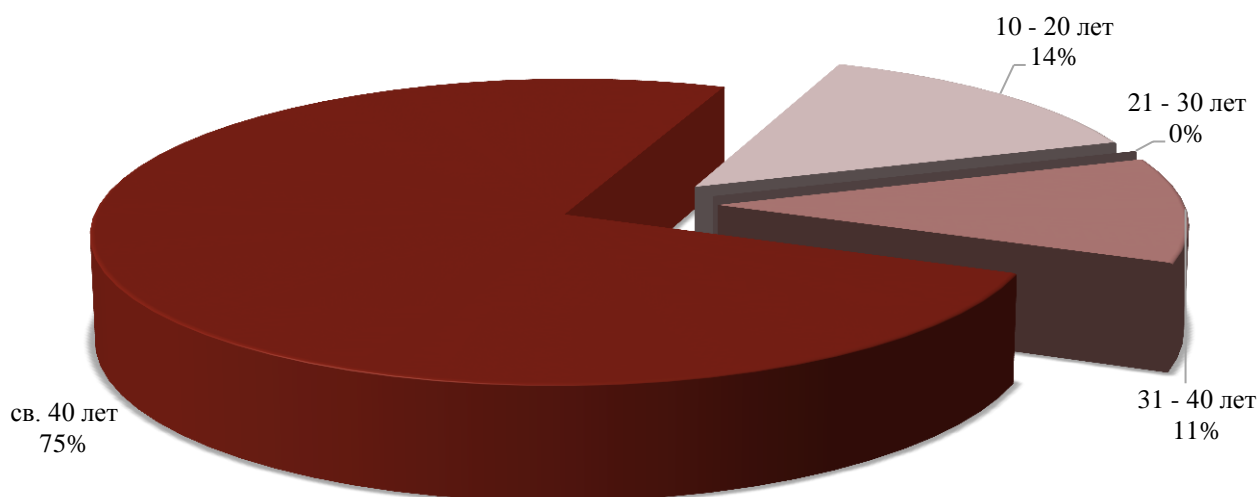


Рисунок 1.39. Протяженность тепловых паровых сетей от Котельной рыбного порта по сроку эксплуатации

Материальные характеристики с разбиением водяных и паровых тепловых сетей от Котельной рыбного по типу прокладки представлены в таблицах 1.94 и 1.95 соответственно.

**Таблица 1.94 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 1.95 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 1.73.

**Таблица 1.96 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. ОАО «Мурманский 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 1.97.

Таблица 1.97 Материальная характеристика тепловых сетей Котельной торгового порта

Условный диаметр трубы, мм	Подземная прокладка	Надземная прокладка	Протяженность в двухтрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
ОАО "ММРП"				
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	15,32936
Ду 100	64	0	64	13,824
Ду 150	0	359	359	114,162

Условный диаметр трубы, мм	Подземная прокладка	Надземная прокладка	Протяженность в двухтрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
ИТОГО	250,12	359	609,12	158,5154
ВСЕГО	2039,62	3463,7	5503,32	2180,269

1.3.3.1. 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 1.98.

Таблица 1.98 Материальная характеристика муниципальных тепловых сетей от Угольной котельной

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

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 ОАО «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 прямками, воздуховыпускными и сливными устройствами. Строительная часть камер выполнена из сборного железобетона. Днище камеры устроено с уклоном в сторону водосборного прямка. В перекрытии оборудовано два или четыре люка.

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

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

1.3.6. Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети

1.3.6.1. ОАО «Мурманская ТЭЦ»

Тепловая энергия от источников ОАО «Мурманская ТЭЦ» отпускается к потребителям по температурному графику 150/70°C 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°C, со срезкой по температуре в подающем трубопроводе на 131°C, разработан

с учетом ограниченной мощности источника при температурах наружного воздуха ниже минус 20°C.

Температурные графики для Мурманской ТЭЦ и Южной, Восточной котельных на отопительный сезон 2013-2014 гг. представлены на рисунках 1.40 и 1.41 соответственно и в таблице 1.99.

График отпуска тепла от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточных котельных на отопительный сезон 2013-2014 гг. представлена на рисунке 1.42.

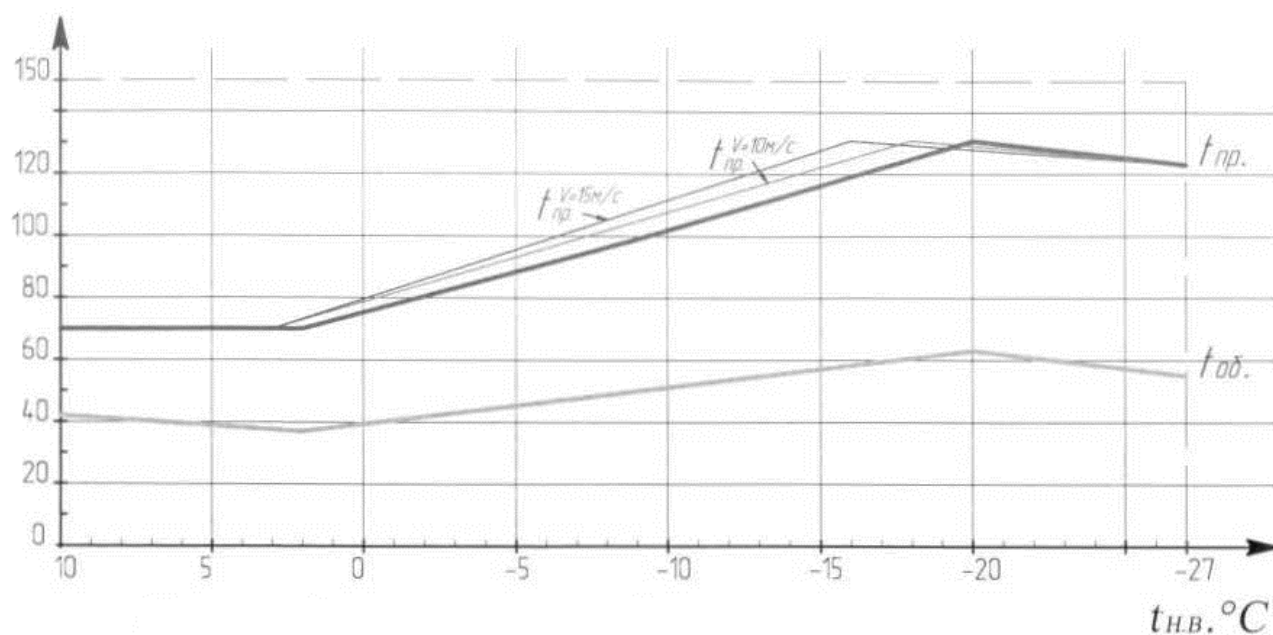


Рисунок 1.40. Температурный график отпуска тепла от Мурманской ТЭЦ на отопительный сезон 2013-2014 гг.

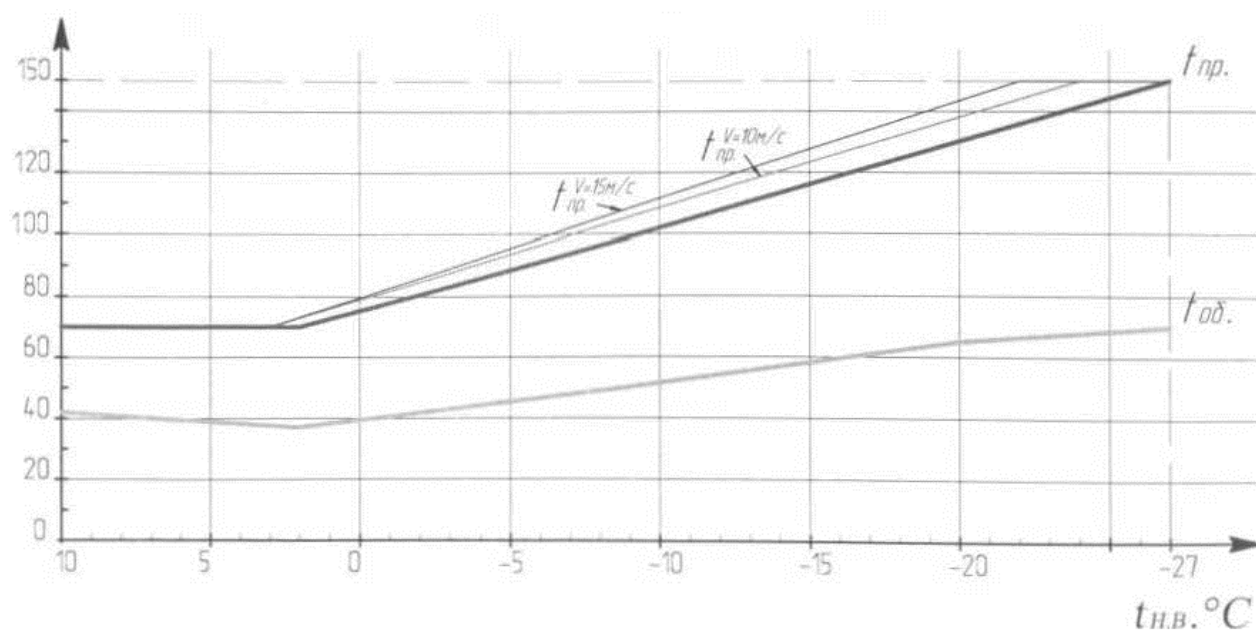


Рисунок 1.41. Температурный график отпуска тепла от Южной и Восточной котельных на отопительный сезон 2013-2014 гг.

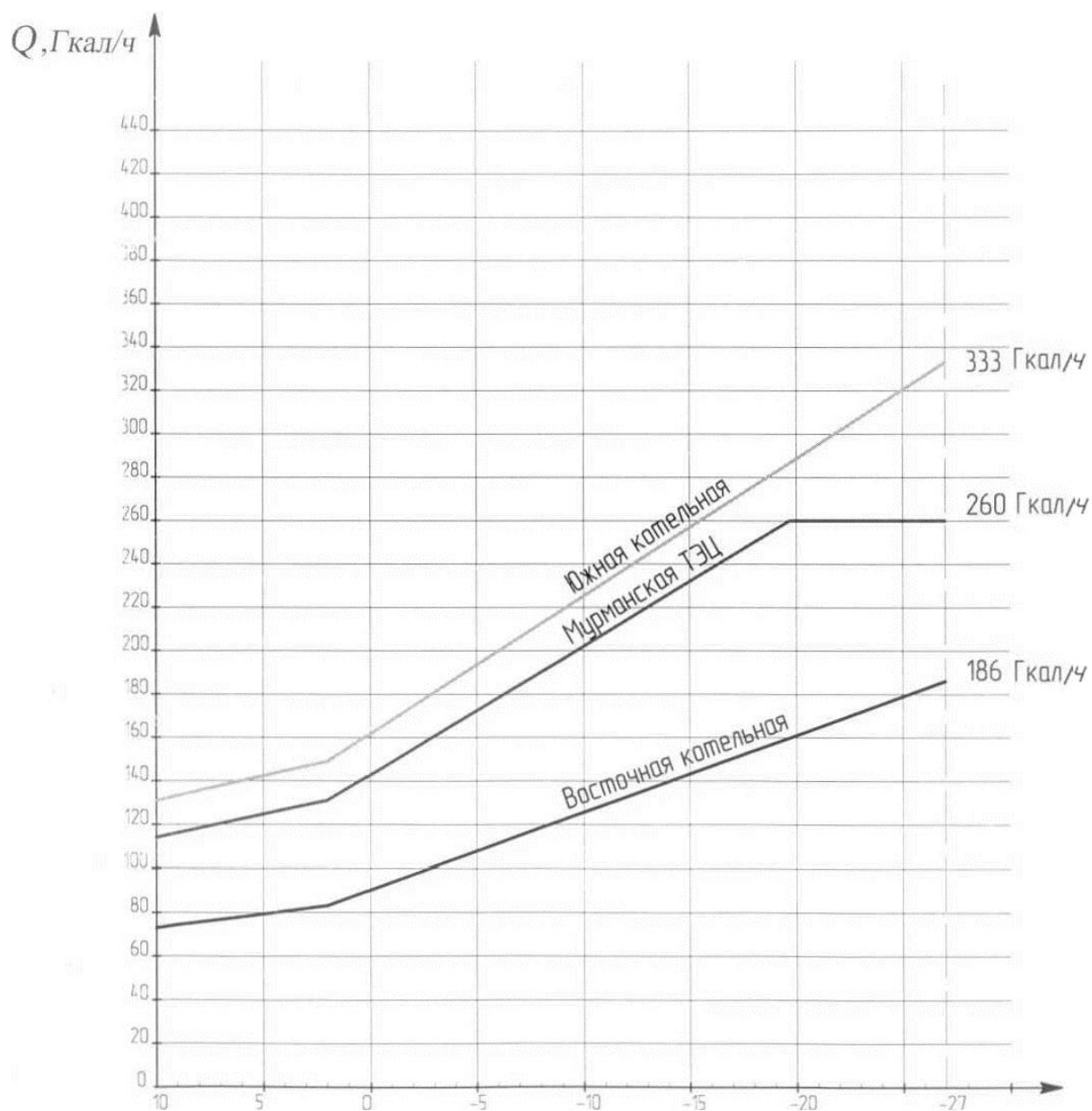


Рисунок 1.42. График отпуски тепла от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных на отопительный сезон 2013-2014 гг.

Таблица 1.99 График температур тепловых сетей Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных на отопительный сезон 2013-2014 гг.

Темпер. наруж воздуха	С учетом поправки на ветер, м/сек						В подающем трубопроводе			После элеватора			Обратная температура			Обратная температура ЮК, ВК / Мурманская ТЭЦ
	15	15	15	10	10	10							от системы отопления ЮК, ВК / Мурманская ТЭЦ	от калориферов ЮК, ВК / Мурманская ТЭЦ	от ГВС	
	Мурманская ТЭЦ	ЮК	ВК	Мурманская ТЭЦ	ЮК	ВК	Мурманская ТЭЦ	Ю.К.	В.К.	115/70	105/70	95/70				
-27	123	150	150	123	150	150	123	150	150	115	105	95	70/55	70/55	55	70/55
-26	124	150	150	124	150	150	124	148	148	113	103	94	59/56	69/56	55	69/56
-25	125	150	150	125	150	150	126	146	146	111	101	93	68/57	68/57	54	68/57
-24	126	150	150	126	150	150	127	144	144	109	99	92	68/58	68/58	54	68/58
-23	127	150	150	126	148	148	128	142	142	107	97	91	67/59	67/59	54	67/59
-22	127	150	150	127	146	146	129	140	140	105	96	90	67/61	67/61	53	67/61
-21	128	147	147	123	141	141	130	135	135	103	95	88	66/62	66/62	53	66/62
-20	128	142	142	129	137	137	131	131	131	101	94	86	65/63	65/63	52	65/63
-19	129	139	139	130	134	134	128	128	128	99	92	84	64	63	51	64
-18	129	137	137	131	131	131	126	126	126	97	90	82	63	61	51	63
-17	130	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	127	123	123	118	118	118	113	113	113	88	80	73	58	50	48	58
-12	124	119	115	115	115	115	110	110	110	87	79	72	57	47	48	56
-11	120	116	116	111	111	111	107	107	107	86	78	71	56	44	46	54
-10	117	113	113	108	108	108	104	104	104	84	76	70	55	42	45	52
-9	111	107	107	103	103	103	99	99	99	83	74	69	54	40	44	50
-8	110	106	106	102	102	102	98	98	98	81	72	67	53	38	44	49
-7	107	103	103	99	99	99	95	95	95	80	70	66	52	37	43	48
-6	104	101	101	97	97	97	93	93	93	78	68	64	51	36	42	47
-5	101	97	97	94	94	94	90	50	90	76	66	62	50	35	41	45
-4	97	94	94	90	90	90	87	87	87	74	65	60	49	34	40	45
-3	94	91	91	87	87	87	84	84	84	72	63	59	48	33	39	44
-2	90	87	87	84	84	84	81	81	81	70	62	57	47	32	38	43
-1	87	84	84	81	81	81	78	78	78	69	60	55	46	30	37	42
0	84	81	81	78	78	78	75	75	75	67	58	54	45	28	36	41

Темпер. наруж воздуха	С учетом поправки на ветер, м/сек						В подающем трубопроводе			После элеватора			Обратная температура			Обратная температура ЮК, ВК / Мурманская ТЭЦ
	15	15	15	10	10	10							от системы отопления ЮК, ВК / Мурманская ТЭЦ	от калориферов ЮК, ВК / Мурманская ТЭЦ	от ГВС	
	Мурманская ТЭЦ	ЮК	ВК	Мурманская ТЭЦ	ЮК	ВК	Мурманская ТЭЦ	Ю.К.	В.К.	115/70	105/70	95/70	Мурманская ТЭЦ	Мурманская ТЭЦ		
1	81	79	79	76	76	76	73	73	73	65	56	52	44	27	36	39
2	78	75	75	73	73	73	70	70	70	63	55	51	4?	26	35	38
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	55	56	53	44	25	36	38
6	70	70	70	70	70	70	70	70	70	55	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

1.3.6.2. ОАО «Мурманэнергосбыт»

Котельная «Северная»

Тепловая энергия от котельной «Северная» отпускается к потребителям по температурному графику 150/70°C, со срезкой 130 °C. Тепловые сети работают по схеме открытого водоразбора на нужды горячего водоснабжения. Температурный график представлен на рисунке 1.43, где T_3 – температура после элеватора, °C.

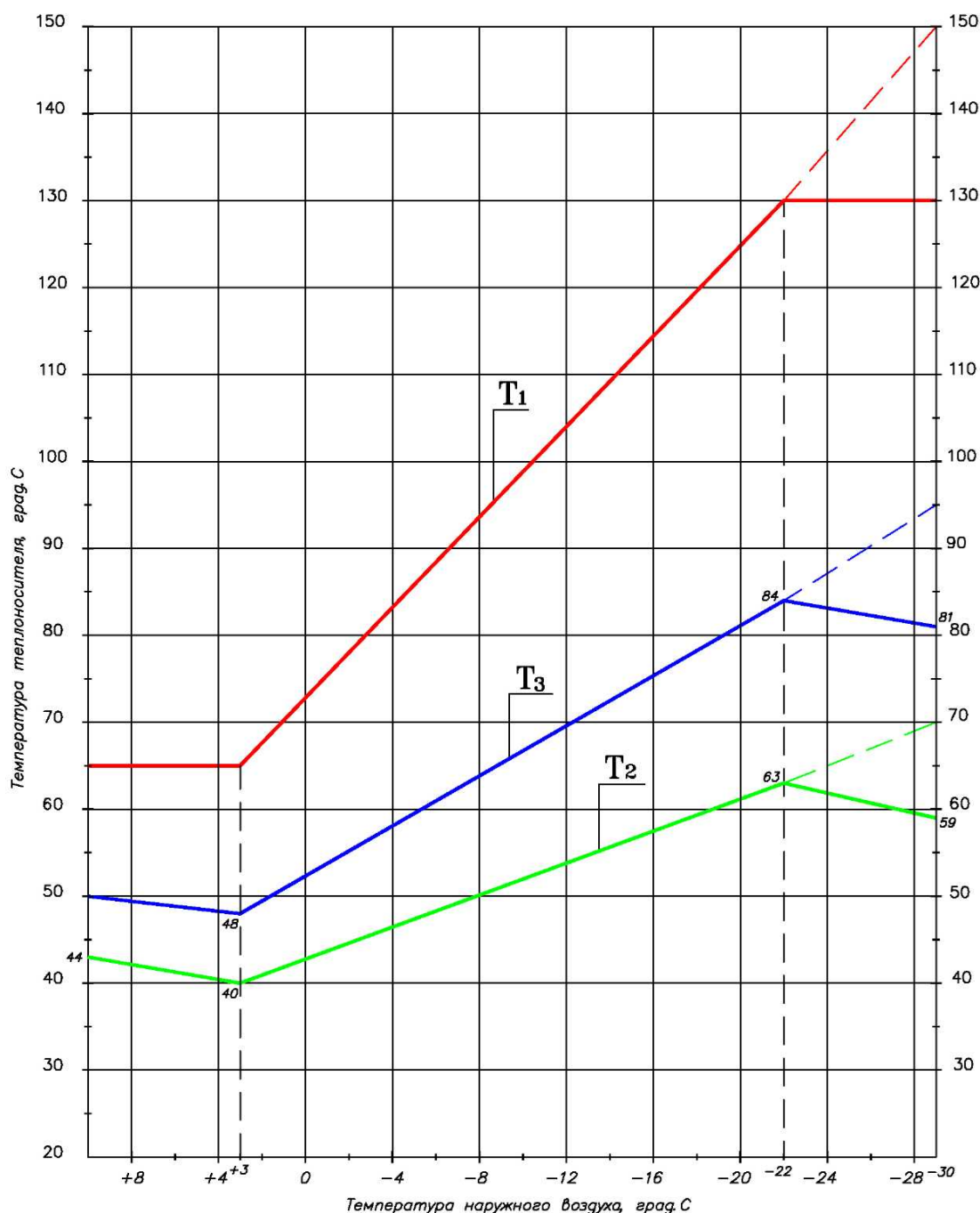


Рисунок 1.43. Температурный график сетевой воды в тепловых сетях от котельной «Северная»

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 1.44.

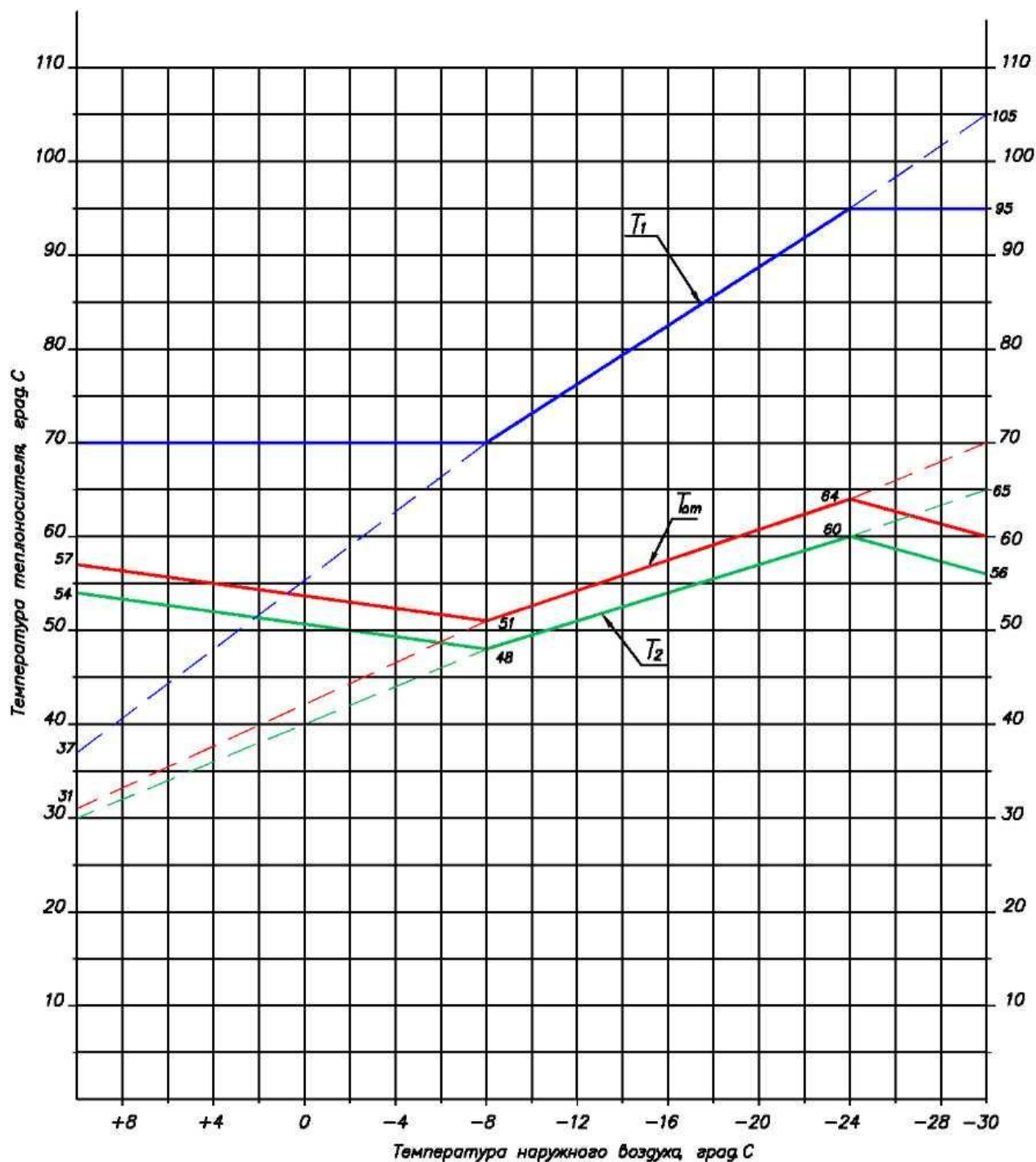


Рисунок 1.44. Температурный график тепловой сети котельной «Роста»

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 1.45.

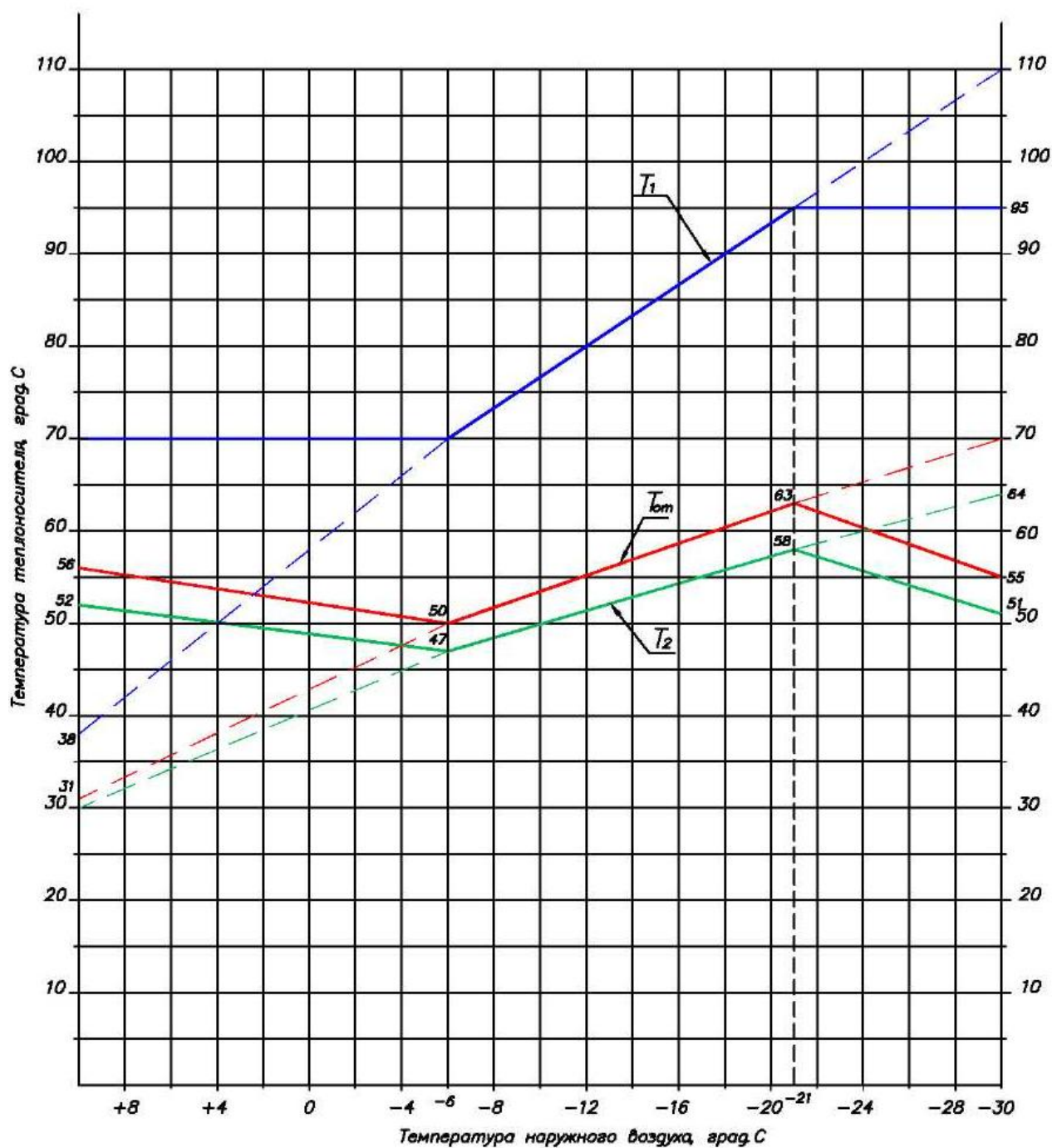


Рисунок 1.45. Температурный график тепловой сети котельной «Абрам-Мыс»

1.3.6.3. ОАО «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 1.46 и в таблице 1.100.

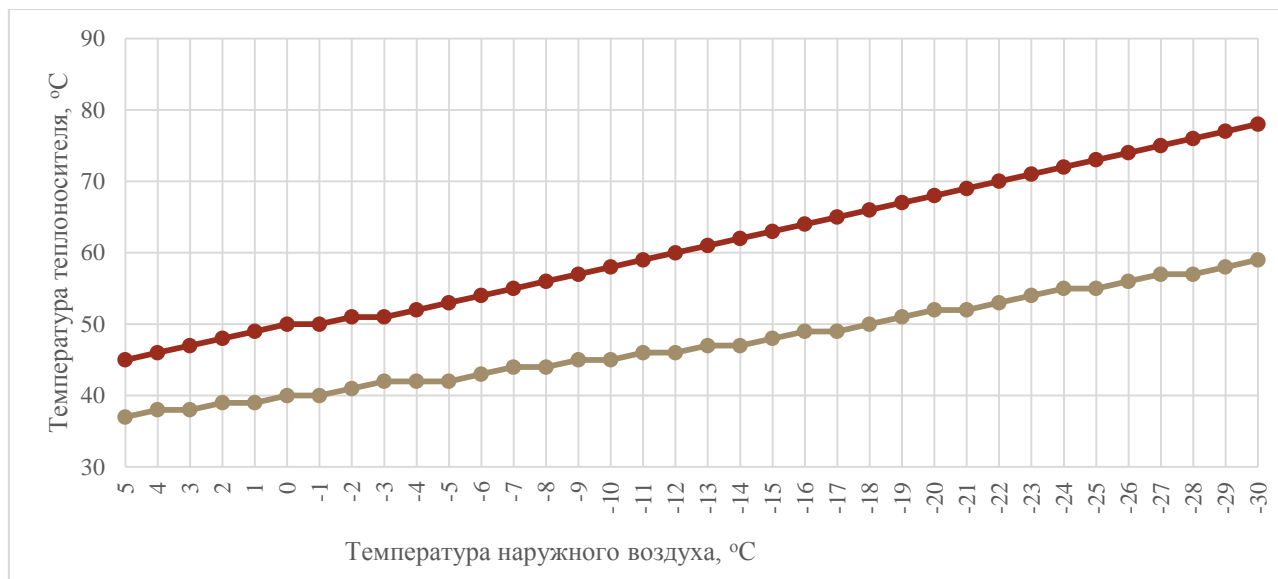


Рисунок 1.46. Температурный график сетевой воды от ЦТП Северного района и ЦТП Южного района.

Таблица 1.100 Температурный график сетевой вода от ЦТП Северного района и ЦТП Южного района

$T_{н.в.}$	T_1	T_2	$T_{н.в.}$	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
-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. ОАО «Мурманский торговый порт»

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

1.3.6.7. 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. Информации об отклонениях от утвержденного графика регулирования отпуска тепла в тепловые сети отсутствует.

1.3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

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

Пьезометрические графики представлены в Приложении 5 Книги 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 ОАО «Мурманэнергосбыт» за отопительный сезон 2012-2013 гг. представлена в таблице 1.101.

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

Таблица 1.101 Количество прорывов на тепловых сетях по источникам ОАО «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 прорывов на тепловых сетях ОАО «Мурманэнергосбыт» с 2009 по 2012 год представлена в таблице 1.102.

**Таблица 1.102 Ретроспектива количества прорывов на тепловых сетях
ОАО «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 теплопотребления.

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

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

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

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

Для снижения температуры воды, поступающей в обратный трубопровод, испытания проводятся с включенными системами отопления, присоединенными через смесительные устройства (элеваторы, смесительные насосы) и

водоподогреватели, а также с включенными системами горячего водоснабжения, присоединенными по закрытой схеме и оборудованными автоматическими регуляторами температуры.

На время температурных испытаний от тепловой сети должны быть отключены:

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

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

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

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

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

При проведении любых испытаний абоненты за три дня до начала испытаний должны быть предупреждены о времени проведения испытаний и сроке отключения систем 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 1.103 Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) водяными теплопроводами в непроходных каналах и при бесканальной прокладке с расчетной среднегодовой температурой грунта +5 °С на глубине заложения теплопроводов, спроектированными в период с 1959 по 1990 гг.

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

Таблица 1.104 Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) одним изолированным теплопроводом на надземной прокладке с расчетной среднегодовой температурой наружного воздуха +5 °С, спроектированными в период с 1959 по 1990 гг.

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

Таблица 1.105 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 1.106 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 1.107 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, °C											
	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 1.108 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 1.109 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 1.110 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, °C		
	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:

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

где:

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

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

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

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

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 1.111. Информация по тепловым потерям в тепловых сетях от котельных МУП «МУК» и ОАО «Мурманский торговый порт» отсутствует.

Таблица 1.111 Потери тепловой энергии

Наименование показателя	Единица измерения	2011	2012	2013
ОАО "Мурманская ТЭЦ"				
Мурманская ТЭЦ	Гкал	25964	27561	27240
Южная котельная	Гкал	32555	35724	34097
Восточная котельная	Гкал	21221	22389	22201
ОАО "Мурманэнергосбыт"				
Мурманская ТЭЦ	Гкал	42584	40377	40677
Южная котельная	Гкал	42493	47493	45284
Восточная котельная	Гкал	28844	30250	27316
"Северная" котельная	Гкал	56304	58234	57088
Котельная "Роста"	Гкал	15030	14824	14260
Котельная "Абрам-Мыс"	Гкал	1838	1902	1853
ОАО "Мурманский морской рыбный порт"				
Котельная рыбного порта	Гкал	20420	15828	13915
ОАО "Завод ТО ТБО"				
Котельная Завода ТО ТБО	Гкал	467	467	467
ОАО «Мурманский морской торговый порт»				
Котельная ОАО «ММТП», тепловые сети ОАО «ММТП» и ФГУП «Росморпорт»	Гкал	1778	1792	1420

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 ОАО «Мурманэнергосбыт» от котельной «Северная», используют элеваторную схему присоединения с открытым водозабором ГВС, представленная на рисунке 1.47,

регулятор температуры подачи горячего водоснабжения не функционирует. Малоэтажная застройка имеет подключение от ЦТП и насосных станций.

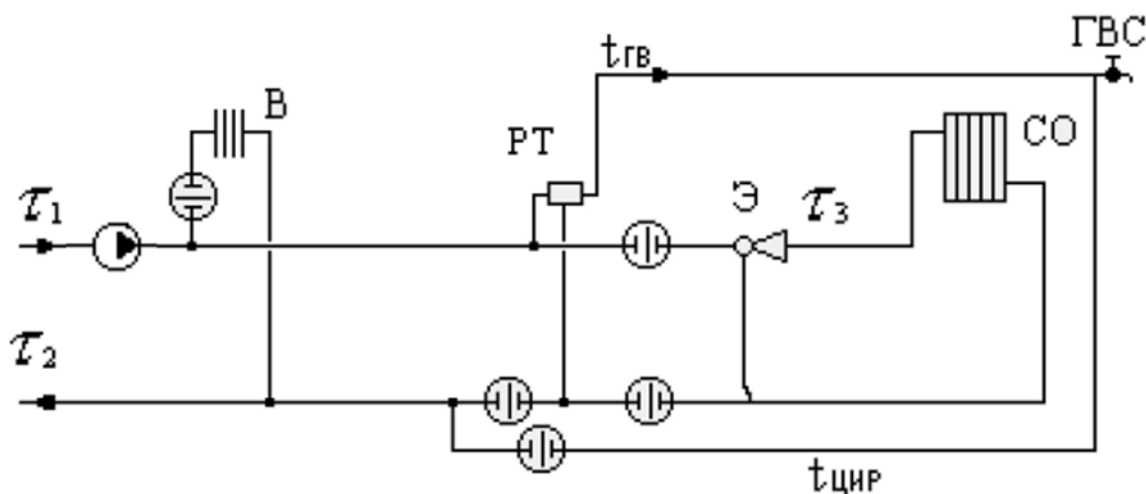


Рисунок 1.47. Элеваторная схема присоединения потребителей

С начала 2014 года внедряются подключения детских садов и образовательных учреждений по схеме, представленной на рисунке 1.48.

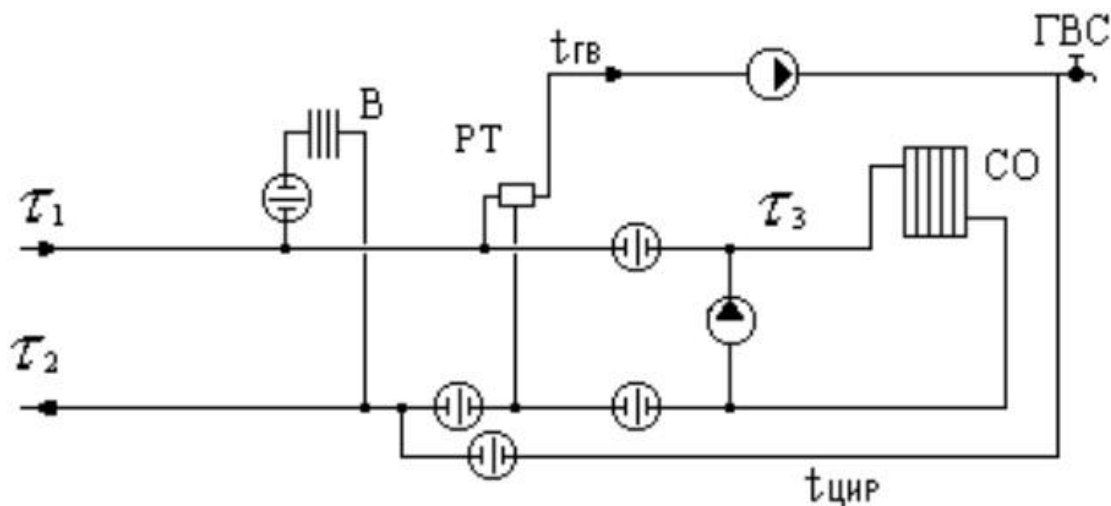


Рисунок 1.48. Схема с открытым водоразбором на ГВС и насосным присоединением СО

От котельных «Роста» и «Абрам-Мыс» подключение потребителей осуществляется с помощью двухступенчатых подогревателей с непосредственным присоединением систем отопления, без использования элеваторов. Типовая схема подключения абонентов котельной РОСТа приведена на рисунке 1.49, котельной п. Абрам-Мыс – на рисунке 1.50.

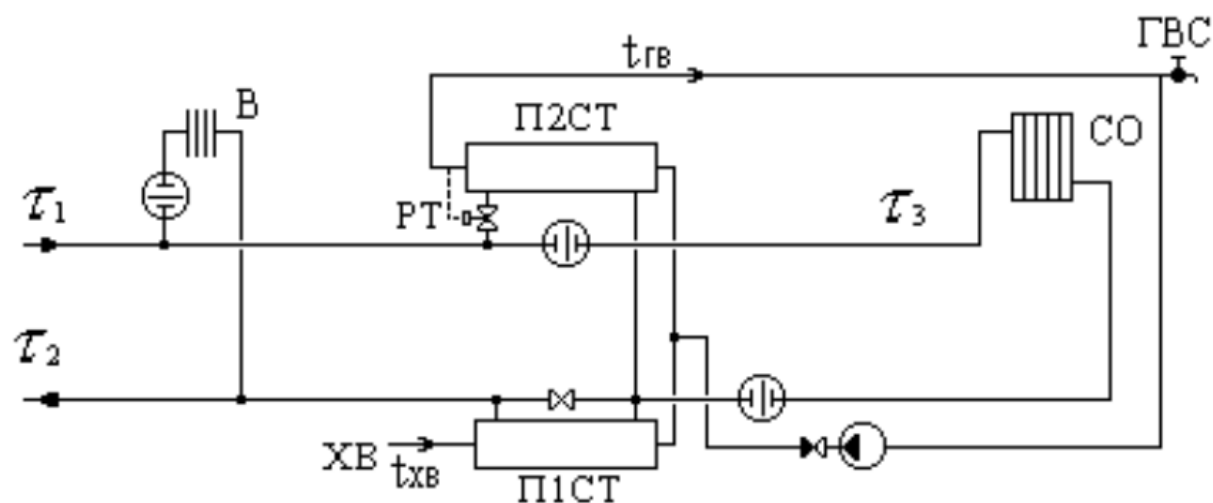


Рисунок 1.49. Схема с двухступенчатым смешанным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением системы отопления

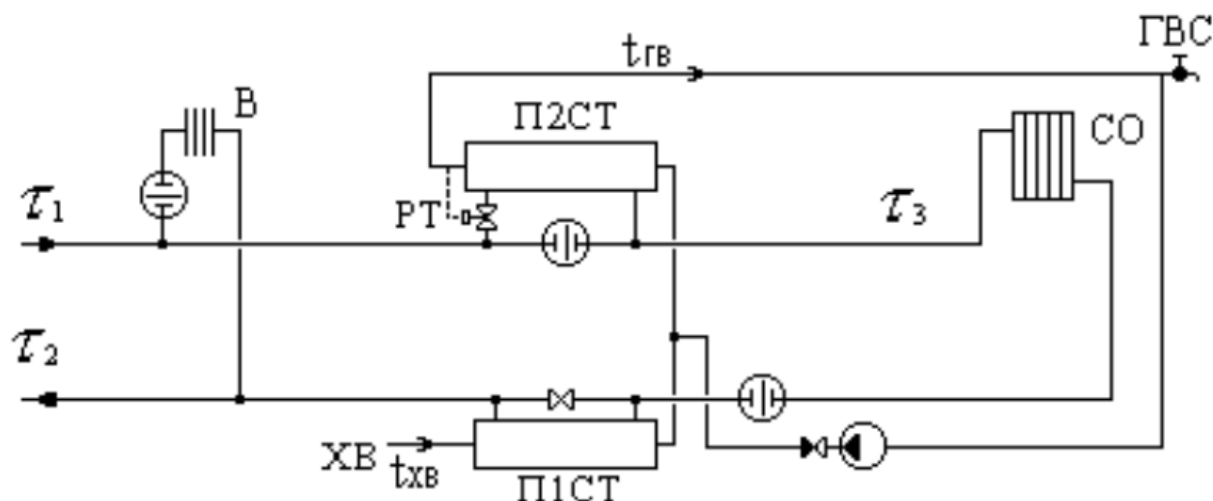


Рисунок 1.50. Схема с двухступенчатым последовательным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением системы отопления

Потребители источников тепловой энергии ОАО «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 1.51-1.53.

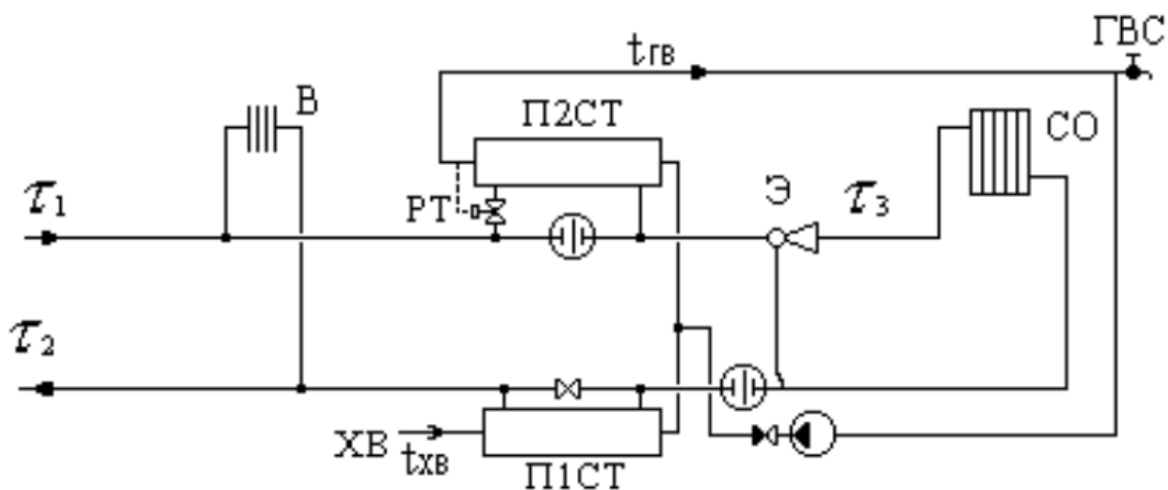


Рисунок 1.51. Схема с двухступенчатым последовательным подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением системы отопления

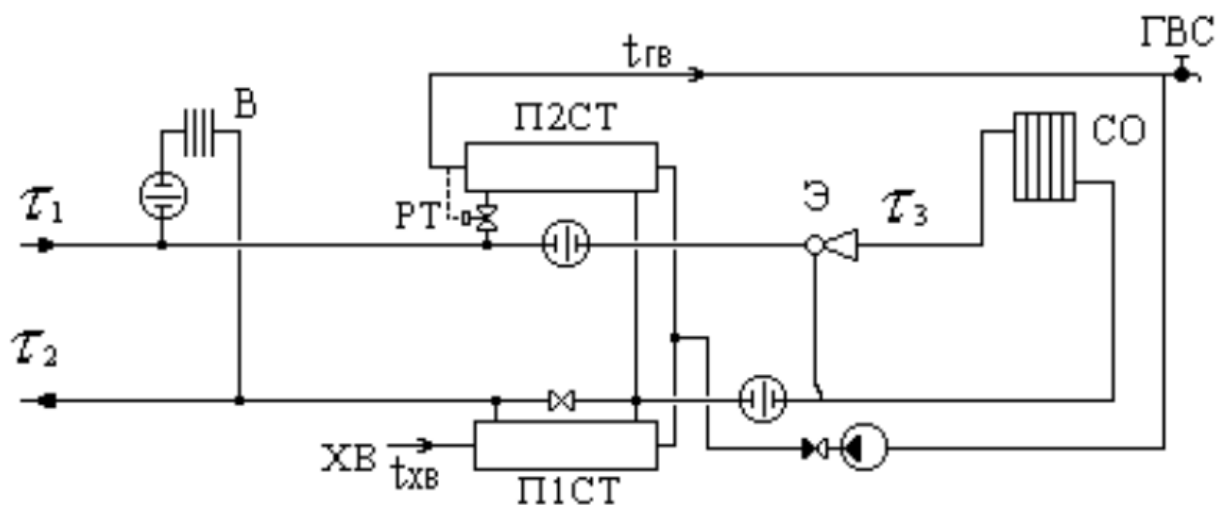


Рисунок 1.52. Схема с двухступенчатым смешанным подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением системы отопления

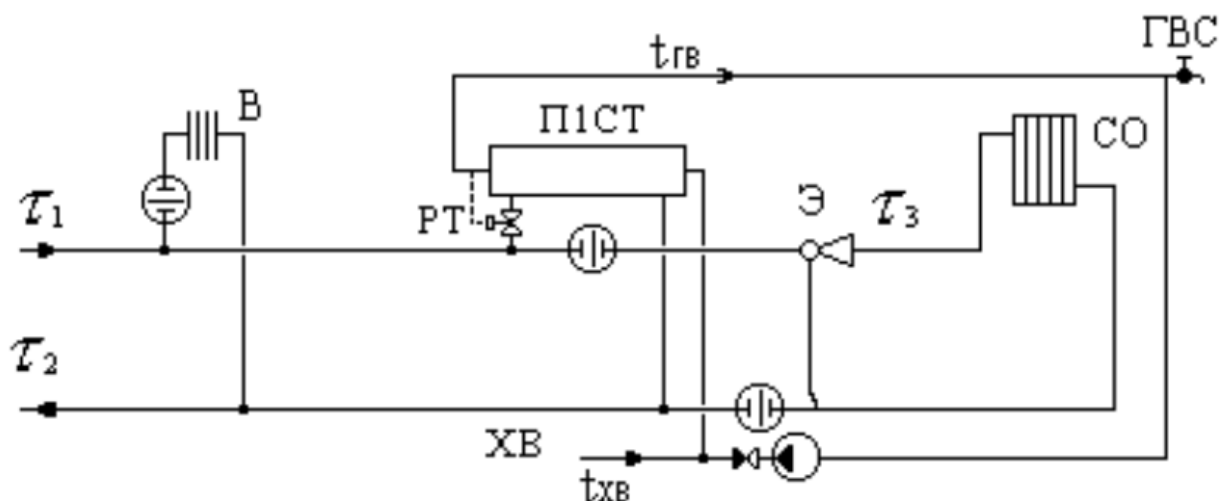


Рисунок 1.53. Схема с параллельным подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением системы отопления

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 теплосчетчиками 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 ОАО «Мурманский торговый порт» коммерческий учет тепловой энергии не ведется.

Таблица 1.112 Информация о наличии узлов учета тепловой энергии у потребителей ОАО «Мурманская ТЭЦ»

Название группы	Всего объектов	Всего приборов	Под учётом жилых	Под учётом прочих	Под учётом всего
ОАО «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 1.113 Информация о наличии учета тепловой энергии у потребителей ОАО «Мурманский Морской Рыбный Порт»

№ п/п	Потребитель	Количество приборов учета
1	ОАО "Мурманский тарный 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 ОАО «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 ОАО «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 ОАО «Мурманэнергосбыт» представлен в таблице 1.114.

**Таблица 1.114 ЦТП и НС находящиеся в эксплуатации у
ОАО «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, 4б	150/70
3.	ЦТП-175 кв.	ул. Свердлова, 17а	150/70
4.	ЦТП-202 кв.	ул. Калинина, 77а	150/70
5.	ЦТП-203 кв.	ул. Аскольдовцев, 30а	150/70
6.	ЦТП-204 кв.	ул. С. Ковалева, 20а	150/70
7.	ЦТП-207 кв.	ул. Сафонова, 6а	150/70
8.	Насосная 69 кв.	ул. Калинина, 29	95/70
9.	Насосная 62 кв.	пр. Г. Североморцев, 8а	95/70
10.	Насосная № 1	ул. Свердлова, 45а	150/70
11.	Насосная № 2	ул. Ч-Лучинского, 5а	150/70
12.	Насосная ПНД	ул. Лобова, 14а	95/70
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
33.	Насосная 9 мкр.	пр. Кольский, 25а	150/70
34.	Насосная УМС	ул. Марата, 5а	150/70
35.	ЦТП – Марата, 16	ул. Марата, 16	95/70
36.	ЦТП – Марата, 22а	ул. Марата, д. 22а	95/70
<i>«Котельная Мурманского Рыбного порта»</i>			
37.	ЦТП – Фестивальная, 25а	ул. Фестивальная, 25а	130/70
38.	ЦТП – Новосельская, 33	ул. Новосельская, 33	95/70

На балансе ОАО «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 1.15.

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

Таблица 1.115 Беспхозйные тепловые сети от источников ОАО «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		
Ленинский административный округ				
4	ул. Сафонова, д. 19-21	наружная сеть отопления		
5	ул. Ивченко, д. 8 (от ТК-1226 до ТК-123в)	наружная сеть отопления		
6	от ТК-1226 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 беспхозйных 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 беспхозйные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными беспхозйными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные беспхозйные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных беспхозйных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание беспхозйных 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 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 ОАО «Мурманская ТЭЦ»;
- **Котельная ММТП** осуществляет поставку тепловой энергии всем субабонентам на территории ОАО ММТП; теплоснабжение жилищного фонда от данного источника не осуществляется.

Зоны действия вышеперечисленных источников тепловой энергии отражены в приложении Л.

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 1.116.

Таблица 1.116 Среднемесячные температуры наружного воздуха

период	Температура наружного воздуха		
	2011	2012	2013
год			
январь	-11,3	-9,5	-6,5
февраль	-16,6	-11,1	-7,6
март	-3,5	-3,5	-9,6
апрель	2,1	-0,3	0,4
май	5,7	6,3	8
июнь	11,3	9,7	13,9
июль	14,1	11,4	14,7
август	11,0	10,2	14,3
сентябрь	9,4	7,9	9,6
октябрь	4,1	1,9	1,1
ноябрь	-1,0	-2,3	-3,4
декабрь	-2,1	-12,1	-5,8
год	1,9	0,7	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 1.117.

Расчетный отпуск тепловой энергии на фактические среднегодовые условия и договорные тепловые нагрузки приведен в таблице 1.118.

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 1.119.

Таблица 1.117 Фактический полезный отпуск тепловой энергии

	ОАО "Мурманская ТЭЦ"			ОАО "Мурманэнергосбыт"			МУП МУК		ОАО "Мурманск ий морской рыбный порт"	ОАО "Мурмански й морской торговый порт"
Источник	Мурманская ТЭЦ	Восточная котельная	Южная котельная	котельная "Северная"	Котельная Роста	Котельная пос. Абрам- Мыс	Угольная котельная	Дизельная котельная	Котельная ММРП	Котельная ММТП
2011	591031,1	485038,6	852449,3	560801,4	85434,1	13206,2	-	-	79994,2	19004
2012	611291,5	461053,2	792137,2	571932	88009	13134	3645,098	2865,6	82167,38	18675
2013	588090,5	466717,5	787564,4	525383	80243	11873	3474,64	2725,39	86249,81	16027
Среднее	596804,4	470936,4	810717	552705,5	84562,03	12737,73	3559,87	2795,49	82803,77	17902

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.

Таблица 1.118 Расчетный полезный отпуск тепловой энергии

	ОАО "Мурманская ТЭЦ"			ОАО "Мурманэнергосбыт"			МУП МУК		ОАО "Мурманский морской рыбный порт"	ОАО "Мурманский морской торговый порт"
Источник	Мурманская ТЭЦ	Восточная котельная	Южная котельная	котельная "Северная"	Котельная Роста	Котельная пос. Абрам-Мыс	Угольная котельная	Дизельная котельная	Котельная ММРП	Котельная ММТП
2011	823267,8	491952,6	897202,4	606361,5	85746,6	12337,6	-	-	83790,7	19574,1
2012	858516,3	510922,3	937936,3	630479,9	89221,5	12831,1	3260,0	3045,3	88300,9	19795,5
2013	823784,8	492166,0	897657,7	606804,1	85824,8	12347,2	3147,7	2927,8	84130,3	24040,5
Среднее	835189,6	498347,0	910932,1	614548,5	86931,0	12505,3	3203,8	2986,5	85407,3	21136,7

Таблица 1.119 Расчетные коэффициенты перевода договорной нагрузки в фактическую

	ОАО "Мурманская ТЭЦ"			ОАО "Мурманэнергосбыт"			МУП МУК		ОАО "Мурманский морской рыбный порт"	ОАО "Мурманский морской торговый порт"
Источник	Мурманская ТЭЦ	Восточная котельная	Южная котельная	котельная "Северная"	Котельная Роста	Котельная пос. Абрам-Мыс	Угольная котельная	Дизельная котельная	Котельная ММРП	Котельная ММТП
2011	0,85	0,98	0,95	0,92	1,00	1,06	-	-	0,95	0,97
2012	0,71	0,91	0,84	0,90	0,99	1,02	1,11	0,94	0,93	0,94
2013	0,72	0,95	0,88	0,86	0,94	0,96	1,10	0,93	1,02	0,95
Среднее	0,76	0,95	0,89	0,89	0,98	1,01	1,11	0,94	0,97	0,95

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 2011-2013 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 85,66 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 (кроме Восточной котельной) – 0,9;

Для Восточной котельной – 0,95;

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 1.120.

Таблица 1.120 Коэффициенты перевода договорных нагрузок в фактические

Наименование источника	Коэффициент перевода
Мурманская ТЭЦ	0,9
Южная котельная	0,9
Восточная котельная	0,95
Котельная "Северная"	0,9
Котельная РОСТа	1
Котельная пос. Абрам-Мыс	1
Угольная котельная МУП МУК	1
Дизельная котельная МУП МУК	1
Котельная ММРП	1
Котельная ММТП	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 1.121 и на рисунке 1.54

Таблица 1.121 Потребление тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха

Наименование	Ед. измерения	Тепловая нагрузка потребителей			
		Отопление	Вентиляция	ГВС ср час	Технология
Горячая вода					
Первомайский округ					
ОАО "Мурманская ТЭЦ"					
Подключенная нагрузка, в т.ч.	Гкал/час	258,8005	18,5290	35,5710	0,2131
Жилые	Гкал/час	215,2955	0,0890	31,5610	0,0000
Общественные	Гкал/час	43,5050	18,4400	4,0100	0,2131
Прочие	Гкал/час	0	0	0	0
Промышленные	Гкал/час	0	0	0	0
ОАО "Мурманэнергосбыт" (кот. Абрам-Мыс)					
Подключенная нагрузка, в т.ч.	Гкал/час	3,4550	0	0,4650	0
Жилые	Гкал/час	3,0000	0	0,4550	0
Общественные	Гкал/час	0,4550	0	0,0100	0
Прочие	Гкал/час	0	0	0	0
Промышленные	Гкал/час	0	0	0	0
МУП МУК					

Наименование	Ед. измерения	Тепловая нагрузка потребителей			
		Отопление	Вентиляция	ГВС ср час	Технология
Подключенная нагрузка, в т.ч.	Гкал/час	1,6170	0	0,2610	0
Жилые	Гкал/час	1,4243	0	0,2589	0
Общественные	Гкал/час	0,1214	0	0,0003	0
Прочие	Гкал/час	0,0713	0	0,0019	0
Промышленные	Гкал/час	0	0	0	0
ОАО "ММРП"					
Подключенная нагрузка, в т.ч.	Гкал/час	4,4170	0	0,3205	0
Жилые	Гкал/час	2,9510	0	0,3100	0
Общественные	Гкал/час	1,4660	0	0,0105	0
Прочие	Гкал/час	0	0	0	0
Промышленные	Гкал/час	0	0	0	0
ИТОГО					
Подключенная нагрузка, в т.ч.	Гкал/час	268,2895	18,5290	36,6175	0,2131
Жилые	Гкал/час	222,6708	0,0890	32,5849	0
Общественные	Гкал/час	45,5474	18,4400	4,0308	0,2131
Прочие	Гкал/час	0,0713	0,0000	0,0019	0
Промышленные	Гкал/час	0	0	0	0
Октябрьский округ					
ОАО "Мурманская ТЭЦ"					
Подключенная нагрузка, в т.ч.	Гкал/час	302,8180	10,7837	56,4542	0,1770
Жилые	Гкал/час	208,6780	0,4157	29,8690	0,0000
Общественные	Гкал/час	94,1400	10,3680	26,5852	0,1770

Наименование	Ед. измерения	Тепловая нагрузка потребителей			
		Отопление	Вентиляция	ГВС ср час	Технология
Прочие	Гкал/час	0	0	0	0
Промышленные	Гкал/час	0	0	0	0
ИТОГО					
Подключенная нагрузка, в т.ч.	Гкал/час	302,8180	10,7837	56,4542	0,1770
Жилые	Гкал/час	208,6780	0,4157	29,8690	0,0000
Общественные	Гкал/час	94,1400	10,3680	26,5852	0,1770
Прочие	Гкал/час	0	0	0	0
Промышленные	Гкал/час	0	0	0	0
Ленинский округ					
ОАО "Мурманская ТЭЦ"					
Подключенная нагрузка, в т.ч.	Гкал/час	23,1270	0,8780	3,1809	1,3700
Жилые	Гкал/час	16,9600	0,0000	1,9309	0,0000
Общественные	Гкал/час	6,1670	0,8780	1,2500	1,3700
Прочие	Гкал/час	0	0	0	0
Промышленные	Гкал/час	0	0	0	0
ОАО "Мурманэнергосбыт"					
Подключенная нагрузка, в т.ч.	Гкал/час	186,6010	6,5140	26,8220	0
Жилые	Гкал/час	139,8040	0,0000	23,8020	0
Общественные	Гкал/час	33,9490	5,5900	2,7630	0
Прочие	Гкал/час	4,7700	0,0380	0,2570	0
Промышленные	Гкал/час	8,0780	0,8860	0,0000	0
ОАО ММТП					

Наименование	Ед. измерения	Тепловая нагрузка потребителей			
		Отопление	Вентиляция	ГВС ср час	Технология
Подключенная нагрузка, в т.ч.	Гкал/час	4,4107	5,7817	3,0524	0
Жилые	Гкал/час	0	0	0	0
Общественные	Гкал/час	0	0	0	0
Прочие	Гкал/час	0	0	0	0
Промышленные	Гкал/час	4,4107	5,7817	3,0524	0
ИТОГО					
Подключенная нагрузка, в т.ч.	Гкал/час	214,1387	13,1737	33,0553	1,3700
Жилые	Гкал/час	156,7640	0,0000	25,7329	0,0000
Общественные	Гкал/час	40,1160	6,4680	4,0130	1,3700
Прочие	Гкал/час	4,7700	0,0380	0,2570	0
Промышленные	Гкал/час	12,4887	6,6677	3,0524	0
ВСЕГО г. Мурманск					
Подключенная нагрузка, в т.ч.	Гкал/час	785,2461	42,4864	126,1269	1,7601
Жилые	Гкал/час	588,1128	0,5047	88,1868	0
Общественные	Гкал/час	179,8034	35,2760	34,6290	1,7601
Прочие	Гкал/час	4,8413	0,0380	0,2589	0
Промышленные	Гкал/час	12,4887	6,6677	3,0524	0

ПАР

Первомайский округ					
ОАО ММРП					
Жилые	Гкал/час	0	0	0	0
Общественные	Гкал/час	0	0	0	0

Наименование	Ед. измерения	Тепловая нагрузка потребителей			
		Отопление	Вентиляция	ГВС ср час	Технология
Прочие	Гкал/час	0	0	0	0
Промышленные	Гкал/час	11,8089	0	0,0040	0
Ленинский округ					
ОАО "Мурманэнергосбыт"					
Жилые	Гкал/час	0	0	0	0
Общественные	Гкал/час	0	0	0	0,4000
Прочие	Гкал/час	0	0	0	0
Промышленные	Гкал/час	0	0	0	2,9000
ВСЕГО г.Мурманск					
Подключенная нагрузка, в т.ч.	Гкал/час	11,8089	0	0,0040	3,3000
Жилые	Гкал/час	0	0	0	0
Общественные	Гкал/час	0	0	0	0,4000
Прочие	Гкал/час	0	0	0	0
Промышленные	Гкал/час	11,8089	0	0,0040	2,90
ВСЕГО г.Мурманск (пар + горячая вода)					
Подключенная нагрузка, в т.ч.	Гкал/час	797,0550	42,4864	126,1309	5,0601
Жилые	Гкал/час	588,1128	0,5047	88,1868	0
Общественные	Гкал/час	179,8034	35,2760	34,6290	2,1601
Прочие	Гкал/час	4,8413	0,0380	0,2589	0
Промышленные	Гкал/час	24,2976	6,6677	3,0564	2,9000

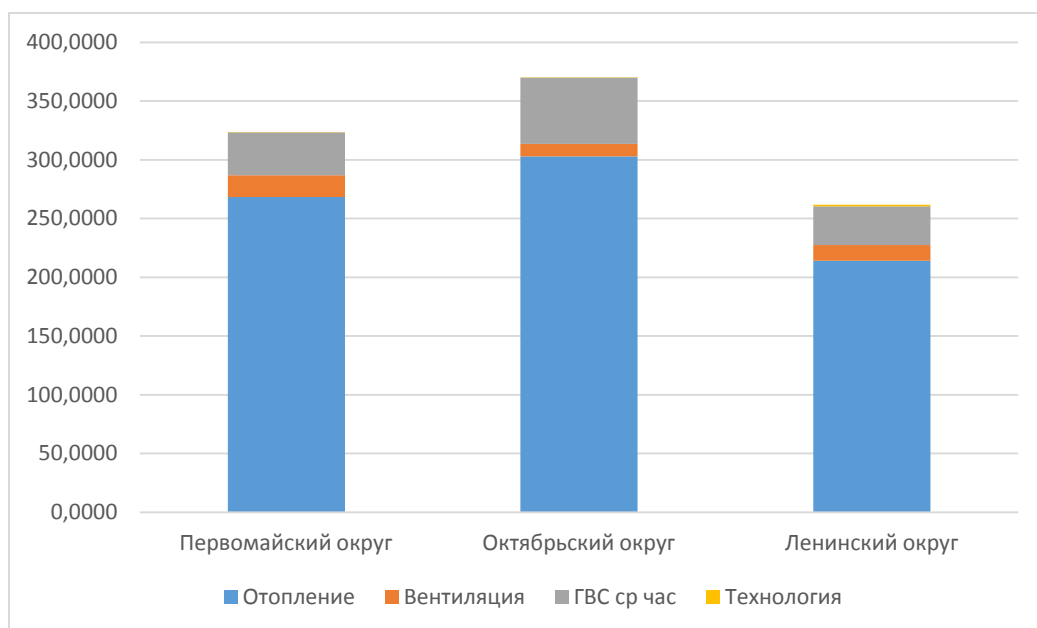


Рисунок 1.54. Потребление тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха

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 ОАО «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

Значение потребления тепловой энергии за отопительный период и за год в целом приведено в таблице 1.122 и на рисунке 1.55.

Таблица 1.122 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	
Первомайский округ	
ОАО "Мурманская ТЭЦ"	
837438,5	776103,8
ОАО "Мурманэнергосбыт" (кот. Абрам-Мыс)	
11873,0	11056,2
МУП МУК	
6200,0	5713,1
ОАО "ММРП"	
24688,7	24404,5
ИТОГО	
880200,2	817277,6
Октябрьский округ	
ОАО "Мурманская ТЭЦ"	
932254,1	868613,4
ИТОГО	
932254,1	868613,4
Ленинский округ	
ОАО "Мурманская ТЭЦ"	
66414,0	62417,7

Годовое потребление тепловой энергии, Гкал	Потребление тепловой энергии за отопительный сезон, Гкал
ОАО "Мурмаэнергосбыт"	
605626,0	561669,9
ОАО "ММТП"	
16027,0	15132,0
ИТОГО	
688067,0	639219,5
ВСЕГО г. Мурманск	
2500521,3	2325110,5
Пар	
Ленинский округ	
ОАО "Мурманэнергосбыт"	
13062,0	10337,0
ОАО "ММРП"	
61561,1	60852,4
ВСЕГО г. Мурманск	
74623,1	71189,4
ВСЕГО г. Мурманск (пар + горячая вода)	
2575144,4	2396300,0

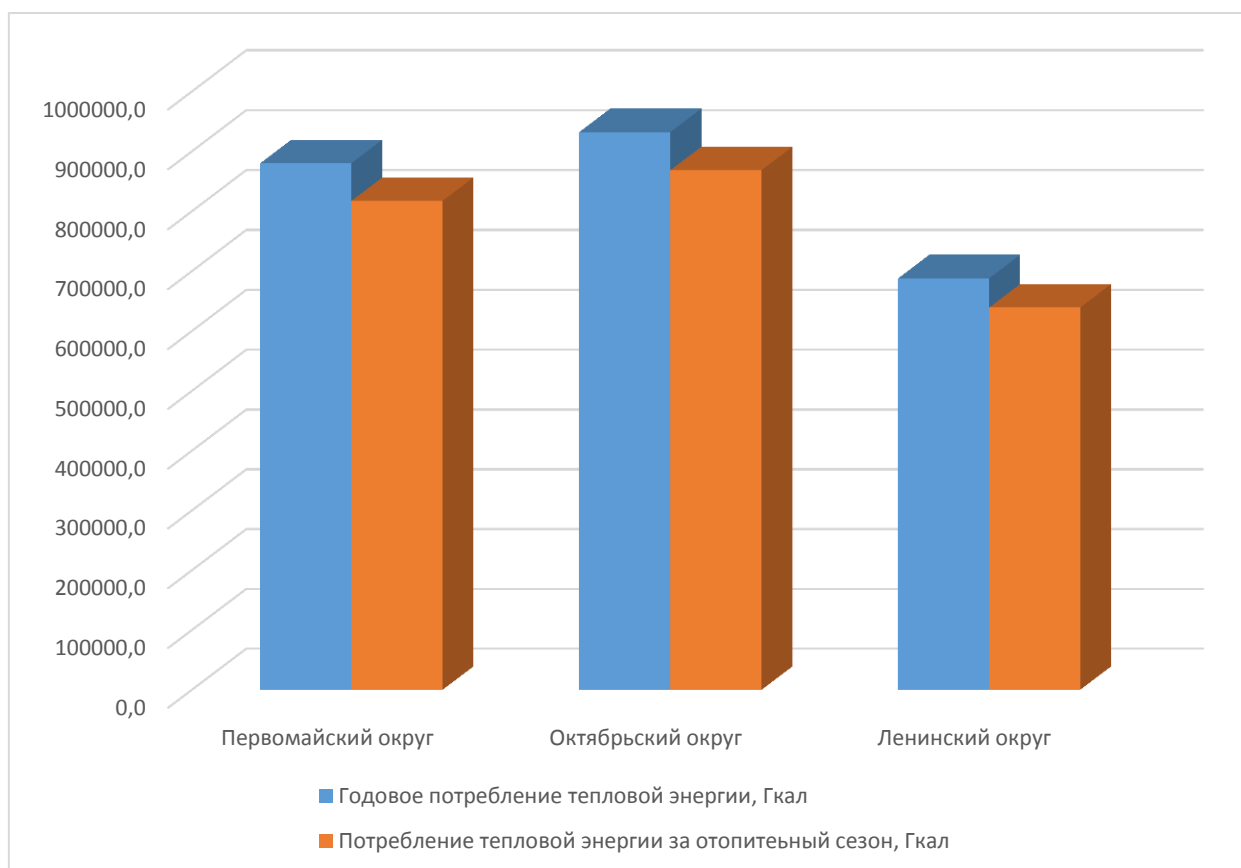


Рисунок 1.55. Потребление тепловой энергии за отопительный период и за год в целом

Наибольшее потребление тепловой энергии наблюдается в Октябрьском округе, так как в нем сосредоточена максимальная тепловая нагрузка.

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 1.123.

Таблица 1.123 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	228,30237	18,51507	26,274377	0,1558
Южная котельная	235,45426	18,52519	33,677444	0,2196
Восточная котельная	122,98651	9,390655	19,284261	1,3935
Котельная "Северная"	163,2590	5,5030	23,6400	0
Котельная РОСТа	23,3420	1,0110	3,1820	0

Наименование источника	Тепловая нагрузка потребителей, Гкал/час			
	Отопление	Вентиляция	ГВС ср час	Технология
Котельная пос. Абрам Мыс	3,4550	0	0,4740	0
Угольная котельная пос. Дровяное	0,7702	0	0,1578	0
Дизельная котельная пос. Дровяное	0,8467	0	0,1032	0
Котельная ММРП	4,4170	0,0000	0,3205	0,000
Котельная ММТП	4,4107	5,7817	3,0524	0
ИТОГО г Мурманск	787,2438	58,7266	110,1659	1,7689
Пар				
Котельная "Северная"	0	0	0	3,3000
Завод ТО ТБО	0	0	0	15,4100
Котельная ММРП	11,8089	0	0,0040	0
ИТОГО г Мурманск	11,8089	0	0,0040	3,3000
ВСЕГО г Мурманск	799,0527	58,7266	110,1699	5,0689

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 ОАО «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 1.124.

Таблица 1.124 Нормативы потребления коммунальной услуги на отопление для населения города Мурманска

Этажность многоквартирного (жилого) дома	Норматив потребления, Гкал на 1 кв. м общей площади жилого помещения в месяц		
	Материал стен		
	Камень, кирпич	Панель, блок	Дерево, смешанные и др. материалы
Многоквартирные и жилые дома до 1999 года постройки включительно			
1-3	0,02801	0,03006	0,03024
4-6	0,02503	0,02410	-
7 и более	0,02766	0,02605	-
Многоквартирные 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 №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 1.125.

Таблица 1.125 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, 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 1.126

Таблица 1.126 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки источников теплоснабжения

Наименование источника	Ед. измерения	Значение показателя
ОАО "Мурманская ТЭЦ"		
Мурманская ТЭЦ		
Установленная мощность	Гкал/час	260,000
Располагаемая мощность	Гкал/час	260,000
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	46,864
то же в %	%	14%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	213,136
Потери в тепловых сетях, в т.ч.	Гкал/час	25,556
то же в %	%	9%
Потери в тепловых сетях ОАО "Мурманская ТЭЦ"	Гкал/час	12,516
то же в %	%	4%
Потери в тепловых сетях ОАО "МЭС"	Гкал/час	13,040
то же в %	%	4%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	273,240
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	-85,660
	%	-40%
Южная котельная		
Установленная мощность	Гкал/час	461,000
Располагаемая мощность	Гкал/час	461,000
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	22,092
то же в %	%	7%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	438,908
Потери в тепловых сетях, в т.ч.	Гкал/час	27,630
то же в %	%	9%
Потери в тепловых сетях ОАО "Мурманская ТЭЦ"	Гкал/час	11,465

Наименование источника	Ед. измерения	Значение показателя
то же в %	%	4%
Потери в тепловых сетях ОАО "МЭС	Гкал/час	16,165
то же в %	%	5%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	287,880
Резерв ("+)/ Дефицит("-")	Гкал/час	123,399
	%	28%
Восточная котельная		
Установленная мощность	Гкал/час	390,000
Располагаемая мощность	Гкал/час	390,000
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	15,227
то же в %	%	8%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	374,773
Тепловая мощность, получаемая от ОАО "Завод ТО ТБО»	Гкал/час	15,410
Потери в тепловых сетях, в т.ч.	Гкал/час	16,044
то же в %	%	9%
Потери в тепловых сетях ОАО "Мурманская ТЭЦ"	Гкал/час	7,229
то же в %	%	4%
Потери в тепловых сетях ОАО "МЭС	Гкал/час	8,816
то же в %	%	5%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	153,054
Резерв ("+)/ Дефицит("-")	Гкал/час	221,085
	%	59%
ОАО "Мурманэнергосбыт"		
Котельная "Северная"		
Установленная мощность	Гкал/час	367,700
Располагаемая мощность	Гкал/час	367,700
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	19,300
то же в %	%	8%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	348,400
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	20,735
то же в %	%	10%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	195,702
Резерв ("+)/ Дефицит("-")	Гкал/час	131,963
	%	38%
Котельная поселка Абрам-Мыс		
Установленная мощность	Гкал/час	24,180

Наименование источника	Ед. измерения	Значение показателя
Располагаемая мощность	Гкал/час	24,180
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	2,770
то же в %	%	38%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	21,410
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,613
то же в %	%	13%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	3,929
Резерв ("+)/ Дефицит("-")	Гкал/час	16,868
	%	79%
Котельная РОСТА		
Установленная мощность	Гкал/час	159,740
Располагаемая мощность	Гкал/час	59,740
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	7,700
то же в %	%	19%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	52,040
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	4,893
то же в %	%	15%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	27,535
Резерв ("+)/ Дефицит("-")	Гкал/час	19,612
	%	38%
ОАО "Мурманский морской рыбный порт"		
Котельная ММРП		
Установленная мощность	Гкал/час	140,000
Располагаемая мощность	Гкал/час	112,000
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	1,459
то же в %	%	7%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	110,541
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	2,834
то же в %	%	15%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	16,550
Резерв ("+)/ Дефицит("-")	Гкал/час	91,157
	%	82%
ОАО "Мурманский морской торговый порт"		
Котельная ММТП		
Установленная мощность	Гкал/час	15,580
Располагаемая мощность	Гкал/час	15,580
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	1,154
то же в %	%	7%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	14,426
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	1,174

Наименование источника	Ед. измерения	Значение показателя
то же в %	%	8%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	13,252
Резерв ("+)/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,000
	%	0%
МУП «МУК»		
Угольная котельная		
Установленная мощность	Гкал/час	3,130
Располагаемая мощность	Гкал/час	3,130
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,020
то же в %	%	2%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	3,110
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,086
то же в %	%	8%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	0,928
Резерв ("+)/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,096
	%	67%
Дизельная котельная		
Установленная мощность	Гкал/час	2,620
Располагаемая мощность	Гкал/час	2,620
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,009
то же в %	%	1%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	2,611
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,044
то же в %	%	4%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	0,950
Резерв ("+)/ Дефицит("-")	Гкал/час	1,617
	%	62%
ОАО "Завод ТО ТБО"		
Завод ТО ТБО		
Установленная мощность	Гкал/час	60,300
Располагаемая мощность	Гкал/час	30,150
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	6,164
то же в %	%	29%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	23,986
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,049
то же в %	%	0,32%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	15,410
Резерв ("+)/ Дефицит("-")	Гкал/час	8,527
	%	36%
ИТОГО г Мурманск		
Установленная мощность	Гкал/час	1884,250

Наименование источника	Ед. измерения	Значение показателя
Располагаемая мощность	Гкал/час	1726,100
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	122,758
то же в %	%	10%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	1603,342
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	99,658
то же в %	%	9,29%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	973,020
Резерв(+"-)/ Дефицит("-")	Гкал/час	530,663
	%	33%

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 ОАО «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. Баланс присоединенной мощности и пропускной способности магистральных выводов приведен в таблице 1.127.

Таблица 1.127 Баланс присоединенной мощности и пропускной способности магистральных выводов

Показатель	Размерность	Значение показателя
ОАО "Мурманская ТЭЦ"		
Мурманская ТЭЦ		
Первый луч (ул. Шмидта)		
Присоединенная нагрузка, в т.ч	Гкал/час	108,341
Отопление	Гкал/час	88,890
Вентиляция	Гкал/час	8,358
ГВС	Гкал/час	11,005
Технология	Гкал/час	0,088
Расход теплоносителя при данной нагрузке	т/ч	1562,242
Условный диаметр магистрали	мм	500
Пропускная способность	т/ч	1296,000
Резерв (+)/ Дефицит (-) пропускной способности	%	-20,5
Второй луч (пр. Ленина - пр. Кирова)		

Показатель	Размерность	Значение показателя
Присоединенная нагрузка, в т.ч	Гкал/час	164,903
Отопление	Гкал/час	139,410
Вентиляция	Гкал/час	10,156
ГВС	Гкал/час	15,269
Технология	Гкал/час	0,068
Расход теплоносителя при данной нагрузке	т/ч	2348,859
Условный диаметр магистрали	мм	600
Пропускная способность	т/ч	2340,000
Резерв (+)/ Дефицит (-) пропускной способности	%	-0,4
Южная котельная		
Первый луч (Баумана, после ПЗ)		
Присоединенная нагрузка, в т.ч	Гкал/час	43,859
Отопление	Гкал/час	35,910
Вентиляция	Гкал/час	2,946
ГВС	Гкал/час	4,985
Технология	Гкал/час	0,018
Расход теплоносителя при данной нагрузке	т/ч	642,039
Условный диаметр магистрали	мм	700
Пропускная способность	т/ч	2880,000
Резерв (+)/ Дефицит (-) пропускной способности	%	77,7
Второй луч (ул. Крупской, до ПЗ)		
Присоединенная нагрузка, в т.ч	Гкал/час	244,015
Отопление	Гкал/час	199,542
Вентиляция	Гкал/час	15,579
ГВС	Гкал/час	28,692
Технология	Гкал/час	0,202
Расход теплоносителя при данной нагрузке	т/ч	3591,950
Условный диаметр магистрали	мм	800
Пропускная способность	т/ч	4320,000
Резерв (+)/ Дефицит (-) пропускной способности	%	16,9
Восточная котельная		
Первый луч (ул. Старостина)		
Присоединенная нагрузка, в т.ч	Гкал/час	147,923
Отопление	Гкал/час	121,726
Вентиляция	Гкал/час	6,922
ГВС	Гкал/час	19,252
Технология	Гкал/час	0,024
Расход теплоносителя при данной нагрузке	т/ч	2210,456
Условный диаметр магистрали	мм	700
Пропускная способность	т/ч	2880,000
Резерв (+)/ Дефицит (-) пропускной способности	%	23,2
Второй луч (на пром. Зону)		
Присоединенная нагрузка, в т.ч	Гкал/час	5,132
Отопление	Гкал/час	1,260
Вентиляция	Гкал/час	2,469
ГВС	Гкал/час	0,033
Технология	Гкал/час	1,370
Расход теплоносителя при данной нагрузке	т/ч	90,445
Условный диаметр магистрали	мм	400
Пропускная способность	т/ч	864,000
Резерв (+)/ Дефицит (-) пропускной способности	%	89,5
ОАО "Мурманэнергосбыт"		
Котельная «Северная»		
Тепловывод на жилые и общественные здания		
Присоединенная нагрузка, в т.ч	Гкал/час	183,438
Отопление	Гкал/час	155,181
Вентиляция	Гкал/час	4,617

Показатель	Размерность	Значение показателя
ГВС	Гкал/час	23,640
Расход теплоносителя при данной нагрузке	т/ч	2391,475
Условный диаметр магистрали	мм	700
Пропускная способность	т/ч	2880,000
Резерв (+)/ Дефицит (-) пропускной способности	%	17,0
Тепловывод на производственную зону (луч1)		
Присоединенная нагрузка, в т.ч	Гкал/час	7,433
Отопление	Гкал/час	7,433
Вентиляция	Гкал/час	0,000
ГВС	Гкал/час	0,000
Расход теплоносителя при данной нагрузке	т/ч	92,913
Условный диаметр магистрали	мм	300
Пропускная способность	т/ч	396,000
Резерв (+)/ Дефицит (-) пропускной способности	%	76,5
Тепловывод на производственную зону (луч2)		
Присоединенная нагрузка, в т.ч	Гкал/час	1,531
Отопление	Гкал/час	0,645
Вентиляция	Гкал/час	0,886
ГВС	Гкал/час	0,000
Расход теплоносителя при данной нагрузке	т/ч	19,138
Условный диаметр магистрали	мм	300
Пропускная способность	т/ч	396,000
Резерв (+)/ Дефицит (-) пропускной способности	%	95,2

Котельная «Северная» поставляет ряду потребителей тепловую энергию в паре по разветвленной сети паропроводов, проходящих по территории производственной зоны. Суммарная подключенная тепловая нагрузка по пару составляет 3,3 Гкал/час.

1.6.2. Баланс резервов и дефицитов тепловой мощности нетто

В таблице 1.128 приведен перечень резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии. На рисунках 1.56-1.59 дано графическое представление тепловой мощности нетто источников и ее резервов/дефицитов.

Таблица 1.128 Перечень резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии

Показатель	Размерность	Значение показателя
Мурманская ТЭЦ		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	-85,660
	%	-40%
Южная котельная		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	123,340
	%	28%
Восточная котельная		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	221,085
	%	59%
Котельная "Северная"		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	131,963

Показатель	Размерность	Значение показателя
	%	38%
Котельная РОСТа		
Резерв("+)/ Дефицит("-")	Гкал/час	19,612
	%	38%
Котельная пос. Абрам-Мыс		
Резерв("+)/ Дефицит("-")	Гкал/час	16,868
	%	79%
Котельная ММРП		
Резерв("+)/ Дефицит("-")	Гкал/час	91,157
	%	82%
Котельная ММТП		
Резерв("+)/ Дефицит("-")	Гкал/час	0
	%	0%
Угольная котельная пос. Дровяное		
Резерв("+)/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,096
	%	67%
Дизельная котельная пос. Дровяное		
Резерв("+)/ Дефицит("-")	Гкал/час	1,617
	%	62%
Завод ТО ТБО		
Резерв("+)/ Дефицит("-")	Гкал/час	8,527
	%	36%

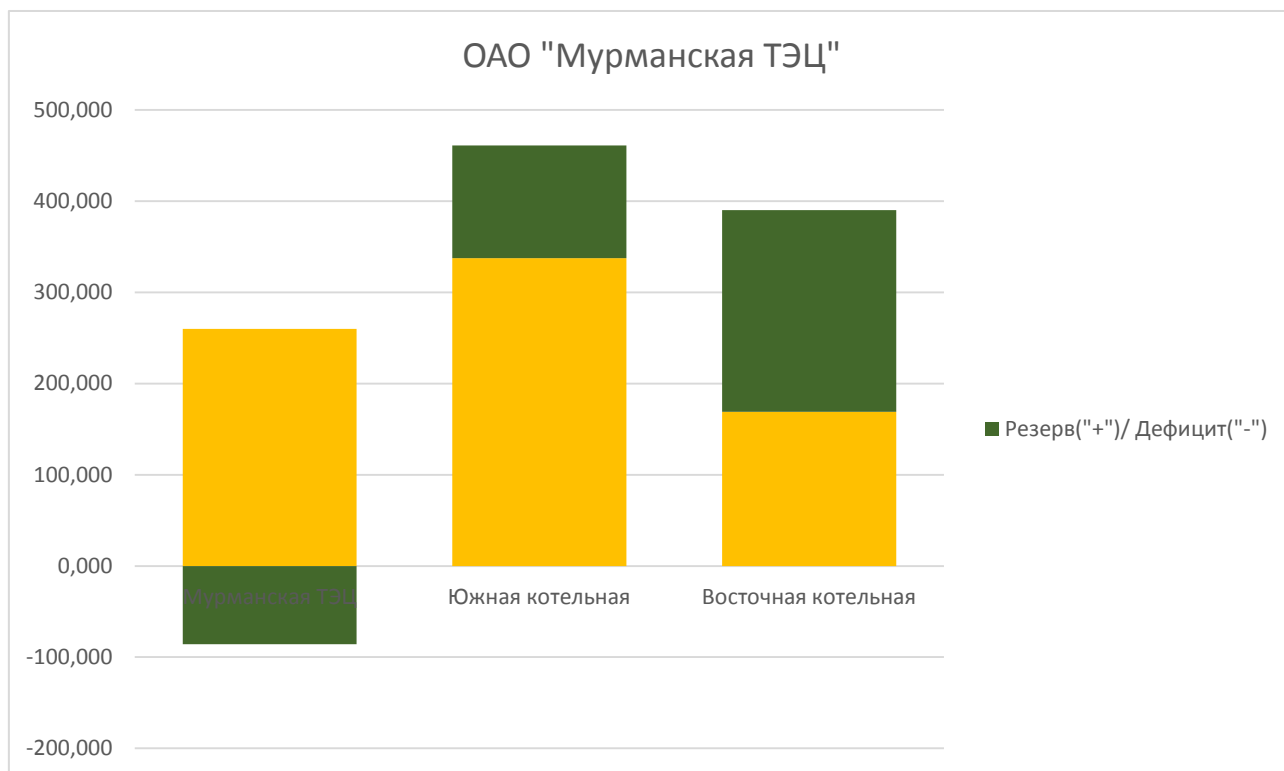


Рисунок 1.56. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто источников ОАО «Мурманская ТЭЦ»

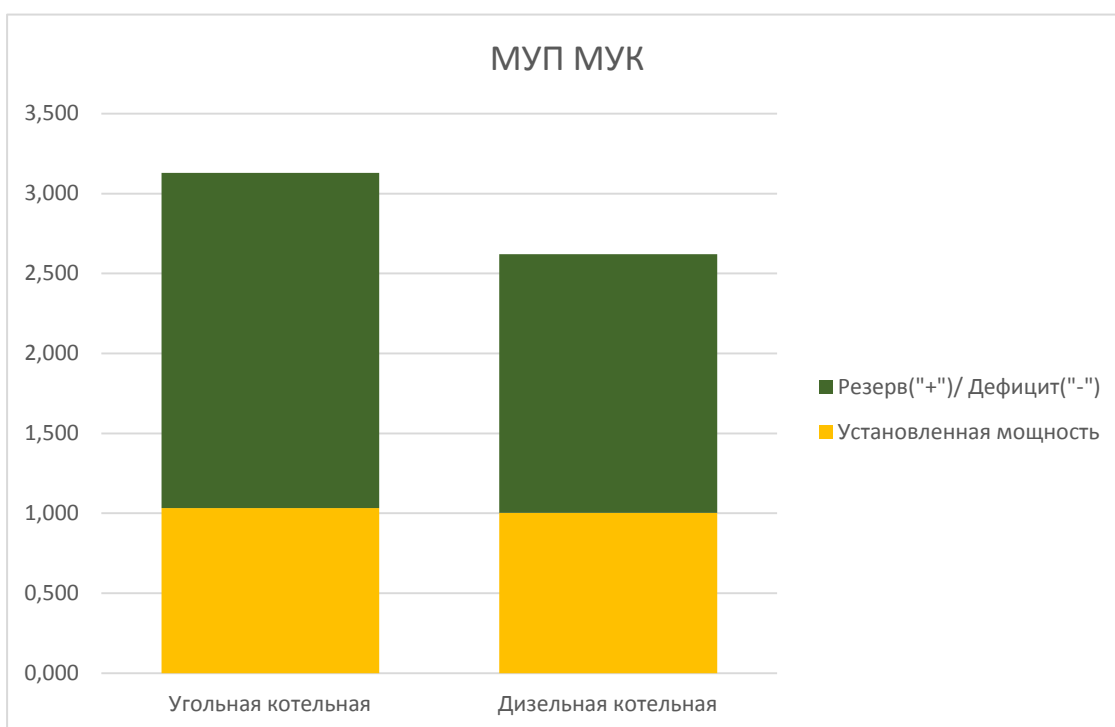
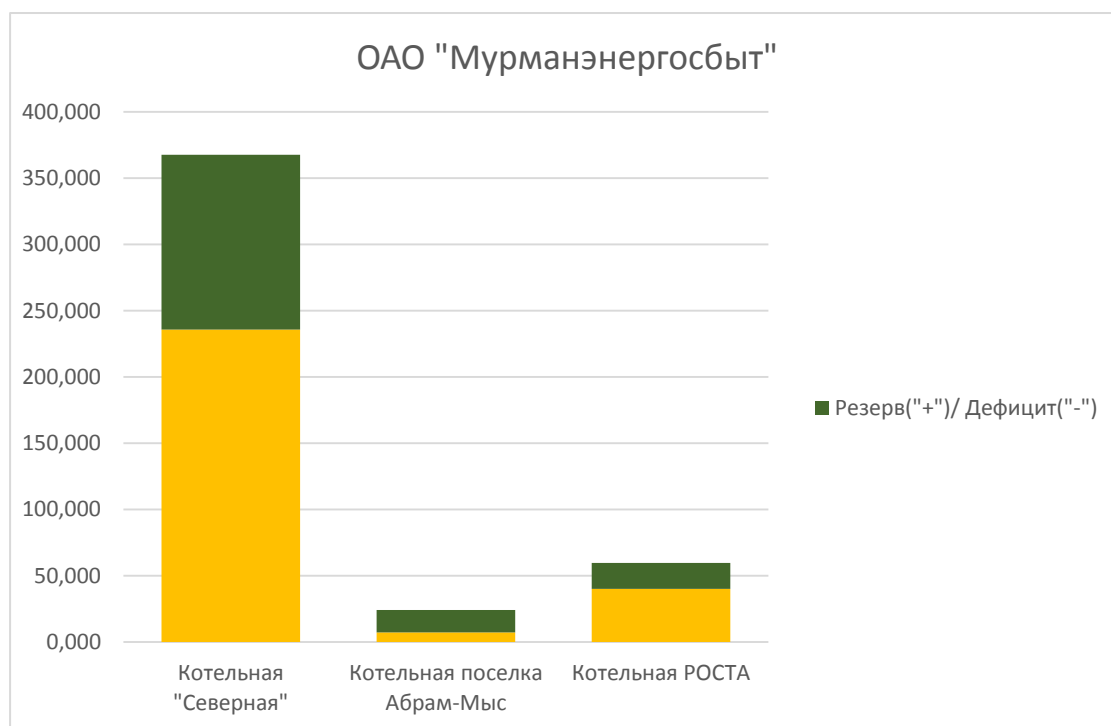


Рисунок 1.57. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто источников ОАО «Мурманэнергосбыт»

Рисунок 1.58. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто источников МУП МУК

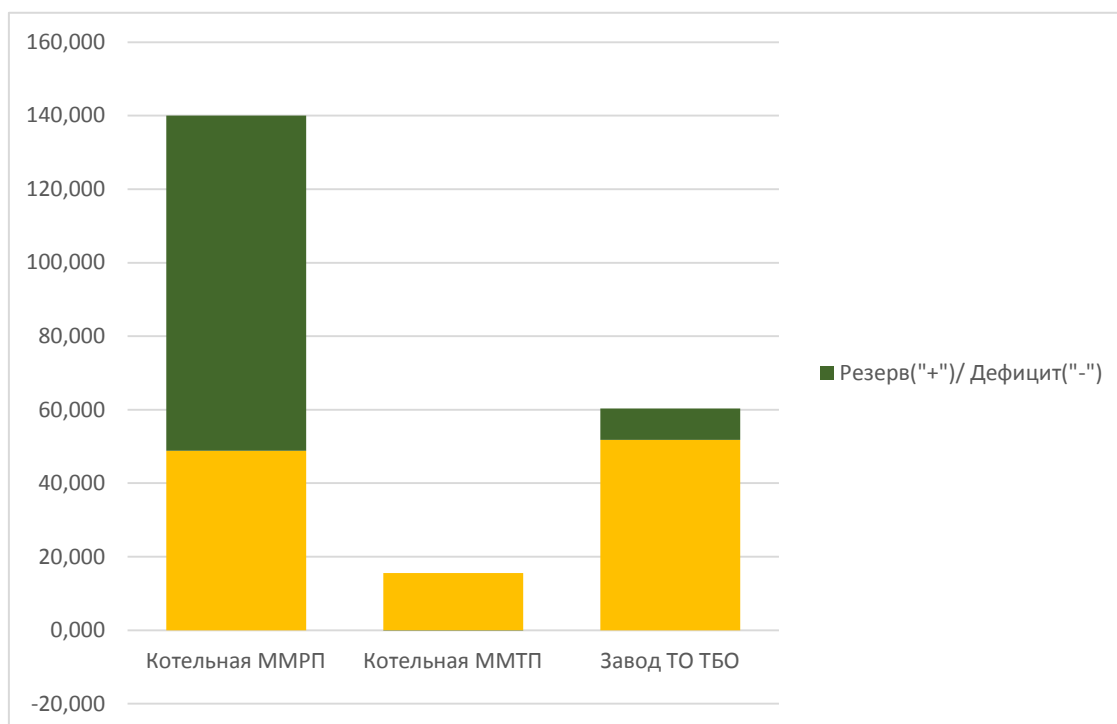


Рисунок 1.59. Резервы и дефициты тепловой мощности нетто котельной ММРП, Котельной ММТП, завода ТО ТБО

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 имеет дефицит тепловой мощности, который составляет 53% 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 ОАО «Мурманская ТЭЦ» в зимний период приведены в таблице 1.124.

Таблица 1.129 Параметры работы головных участков источников ОАО «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 1.125.

Таблица 1.130 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	5,7	4,3	7,5	6,4
НС №9 (на ул. Орликова)			6,8	5,8
НС №1 (на Кольский пр.)	5,2	4,1	7,2	5,8
НС №1 (на Больничный городок)			7	4,5
НС №7 (на кв.66)	8,6	6,5	4	2
НС №7 (на кв. 402)			5,9	4,6
НС №4	7,1	4,8	10,0	5,2
НС №6	7,2	3,4	7,2	5,8
НС №8	4,7	2,3	6,8	5,8
НС №2	7,4	6,3	8,2	6,8
НС №3	6,0	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 ОАО «Мурманэнергосбыт» приведен в таблице 1.126.

Таблица 1.131 Гидравлический режим работы головных участков тепловых сетей ОАО «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)	8	4
Луч 2 (Промзона)	8	4
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 1.127.

Таблица 1.132 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 ОАО «Мурманский морской рыбный порт» подается в паропроводы по давлению 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 ОАО «Мурманский морской торговый порт» составляет 5,8 кгс/см², в обратном – 4,2 кгс/см². Располагаемый напор составляет 16 м в. ст.

Пьезометрические графики представлены в Приложении 5 Книги 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 1.55

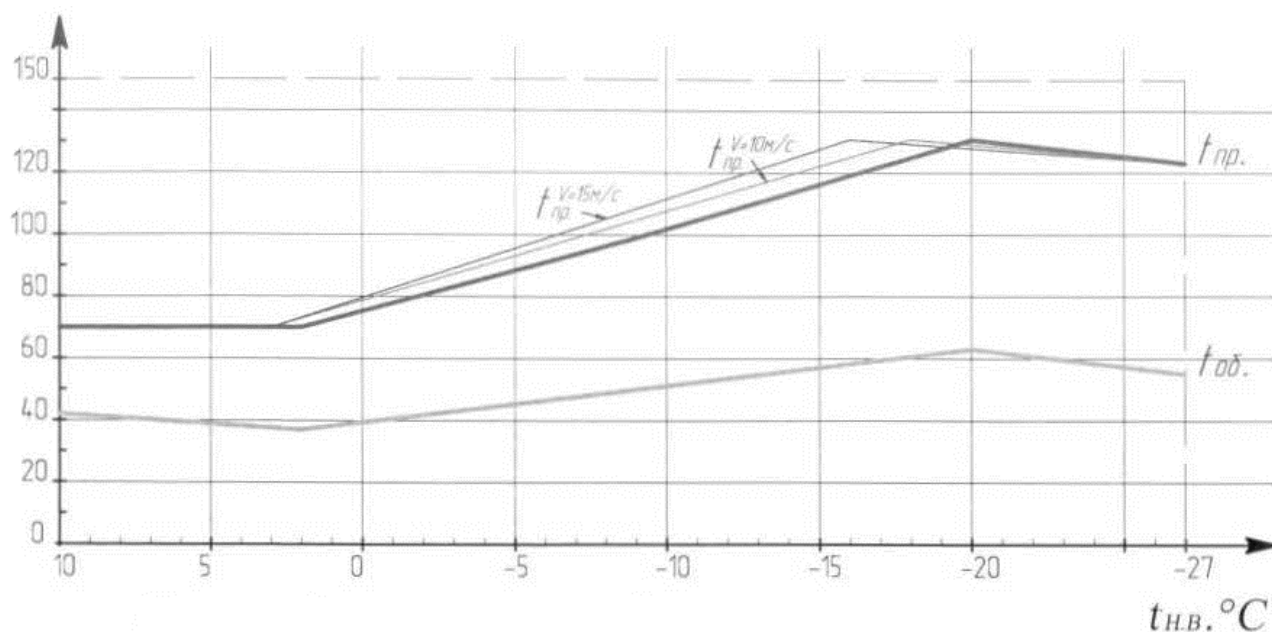


Рисунок 1.60. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии Мурманской ТЭЦ

При температуре наружного воздуха ниже минус 20°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 1.133 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 1.133 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	228,30237	18,51507	26,274377	0,1558
Южная котельная	235,45426	18,52519	33,677444	0,2196
Восточная котельная	122,98651	9,390655	19,284261	1,3935
Котельная "Северная"	163,2590	5,5030	23,6400	0
Котельная РОСТа	23,3420	1,0110	3,1820	0
Котельная пос. Абрам Мыс	3,4550	0	0,4740	0
Угольная котельная пос. Дровяное	0,7702	0	0,1578	0
Дизельная котельная пос. Дровяное	0,8467	0	0,1032	0
Котельная ММРП	4,4170	0,0000	0,3205	0,000
Котельная ММТП	4,4107	5,7817	3,0524	0
ИТОГО г. Мурманск	787,2438	58,7266	110,1659	1,7689
Пар				
Котельная "Северная"	0	0	0	3,3000
Завод ТО ТБО	0	0	0	15,4100
Котельная ММРП	11,8089	0	0,0040	0
ИТОГО г. Мурманск	11,8089	0	0,0040	3,3000
ВСЕГО г. Мурманск	799,0527	58,7266	110,1699	5,0689

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 ОАО «Мурманская ТЭЦ».

Значение резервов тепловой мощности нетто на источниках тепловой энергии приведены в таблице 1.134.

Таблица 1.134 Резервы тепловой мощности нетто источников теплоснабжения

Наименование источника	Резерв тепловой мощности нетто, Гкал/час
Южная котельная	123,399
Восточная котельная	221,085
Котельная "Северная"	131,963
Котельная РОСТа	19,612
Котельная пос. Абрам Мыс	16,868

Наименование источника	Резерв тепловой мощности нетто, Гкал/час
Угольная котельная пос. Дровяное	2,096
Дизельная котельная пос. Дровяное	1,617
Котельная ММРП	91,157
Котельная ММТП	0,000
Завод ТО ТБО	8,527

Дефицит тепловой мощности нетто Мурманской ТЭЦ составляет 85,66 Гкал/час.

На котельной ОАО «Мурманский морской торговый порт» резерв тепловой мощности отсутствует.

К зоне действия Мурманской ТЭЦ прилегают зоны действия следующих источников тепловой энергии: Восточная котельная, Южная котельная, котельная ОАО «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 также 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

ОАО «Мурманская ТЭЦ»

Мурманская ТЭЦ

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

Характеристики оборудования ХВО приведены в таблице 1.135.

Таблица 1.135 Характеристики оборудования ХВО на Мурманской ТЭЦ

Наименование оборудования	Технические характеристики
Na-катионитовые фильтры ФИПа 1 ступени №1,2,3	диаметр фильтра - 1,5м высота фильтра - 3,0 м рабочее давление - 6кг/см
Na-катионитовые фильтры ФИПа 2 ступени (№ 5,6,7,8,9)	диаметр фильтра - 1,5м высота фильтра - 3,0 м рабочее давление - 6кг/см ²
Подогреватель водяной ППВ	рабочее давление в трубах и межтрубном пространстве - 7 кгС/см ² емкость в корпусе (пар) - 195 л емкость в трубчатой части (вода) - 205 л температура греющего пара - 180 ⁰ С
Насосы для подачи сырой воды на фильтры 1 ступени БК 8/18 (2 шт.)	производительность - 150 м ³ /час
Бак для расходного раствора соли	объем - 1 м ³
Насосы для подачи солевого раствора в солевой бак из ячеек соли 1,5Х-6Д-1-41(2шт.)	производительность - 6 м ³ /час
Ячейки мокрого хранения соли (2шт.)	объем - 2 м ³
Бак концентрированного раствора аммиака	объем - 0,1 м ³
Бак расходного раствора аммиака	объем - 3 м ³
Насосы – дозаторы раствора аммиака НД 1,0 10/100 (3 шт.)	производительность - 10 л/час

Южная котельная

Схема водоподготовки на котельной – одноступенчатое Na – катионирование, производительность – 100 т/час. Исходная вода с жесткостью 300-400 мкг-экв/дм³ умягчается до величины жесткости 15 мкг-экв/дм³ и содержания кислорода 30 мкг/дм³. Технические характеристики установки ХВО представлены в таблице 1.136.

Таблица 1.136 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 1.137.

Таблица 1.137 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

Наименование оборудования	Технические характеристики
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

ОАО «Мурманэнергосбыт»

Северная котельная

На котельной для восполнения потерь теплоносителя используют химически обессоленную воду. В процессе водоподготовки применяется двухступенчатое Na - катионирование. Технические характеристики установки ХВО представлены в таблице 1.138.

Таблица 1.138 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 1.139.

Таблица 1.139 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

Наименование оборудования	Технические характеристики
	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.) X-8/11-Д	-
Ванна мокрого хранения соли	объем – 60 м ³

Котельная «Абрам-Мыс»

На котельной для восполнения потерь теплоносителя используют химически обессоленную воду. В процессе водоподготовки применяется двухступенчатое Na - катионирование. Технические характеристики установки ХВО представлены в таблице 1.140.

Таблица 1.140 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

ОАО «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 1.141.

Таблица 1.141 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

Наименование оборудования	Технические характеристики
На-катионитовые фильтры 2 ступени №2,3	диаметр фильтра - 2,0м
На-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 2013 год составляет 12 тонн (котельная на твердом топливе). На котельной на твердом топливе установлен бак взрыхления.

ОАО «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.

Производительность водоподготовительных установок источников тепловой энергии в г. Мурманск приведена в таблице 1.142.

Таблица 1.142 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
Северная котельная	200
Котельная «Роста»	150
Котельная «Абрам Мыс»	50
Котельная ОАО ММРП	300
Котельная на тв.топливе МУП «МУК»	-
Котельная на ж.топливе МУП «МУК»	-
Котельная ОАО «ММТП»	40

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

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

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

К нормируемым технологическим затратам теплоносителя относятся:

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

К нормируемым технологическим потерям теплоносителя относятся технически неизбежные в процессе передачи и распределения тепловой энергии потери теплоносителя с его утечкой через неплотности в арматуре и трубопроводах

тепловых сетей в пределах, установленных правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей.

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

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

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

В результате для закрытых систем теплоснабжения максимальный часовой расход подпиточной воды (G_3 , $\text{м}^3/\text{ч}$) 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, м^3 .

Для открытых систем теплоснабжения максимальный часовой расход подпиточной воды (G_3 , $\text{м}^3/\text{ч}$) составляет:

$$G_3 = 0,0025 V_{TC} + G_{ГВМ},$$

где $G_{ГВМ}$ – максимальный расход воды на горячее водоснабжение, м^3 .

Расчетная производительность водоподготовительных установок теплоисточников г. Мурманск приведена в таблице 1.143.

Таблица 1.143 Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети

Наименование величины	Ед. измерения	Мурманская ТЭЦ	Южная котельная	Восточная котельная	Северная котельная	Котельная "Роста"	Котельная "Абрам-мыс"	Котельная ОАО "ММРП"	Котельная на тв.топливе	Котельная на ж.топливе	Котельная ОАО "ММТП"	Котлы на ОАО «Завод ТО ТБО»
Располагаемая производительность ВПУ	м ³ /ч	200	275	100	800	200	25	300	-	-	40	-
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Ед.	0	0	0	6	0	0	2	0	0	0	0
Емкость баков аккумуляторов	тыс. м ³	0	0	0	6	0	0	-	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м ³ /ч	24,58	37,65	25,12	751,46	4,47	0,46	24,54	0,03	0,03	0,81	0,0005*
Нормативные утечки теплоносителя	м ³ /ч	24,58	37,65	25,12	26,46	4,47	0,46	24,54	0,03	0,03	0,81	0,0005*
Сверхнормативные утечки теплоносителя	м ³ /ч	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	725	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м ³ /ч	24,58	37,65	25,12	751,46	4,47	0,46	24,54	0,03	0,03	0,81	0,0005*

Наименование величины	Ед. измер ения	Мурман ская ТЭЦ	Южная котельн ая	Восточн ая котельн ая	Север ная котель ная	Котельн ая "Роста"	Котельна я "Абрам- мыс"	Котельная ОАО "ММРП"	Котел ьная на тв.топл иве	Котел ьная на ж.топл иве	Котельная ОАО "ММТП"	Котлы на ОАО «Завод ТО ТБО»
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м ³ /ч	221,22	338,87	226,06	963,11	40,19	4,11	27,73	0,31	0,25	7,29	-
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	м ³ /ч	175,42	237,35	74,88	48,54	195,53	24,54	275,47	-	-	39,19	-
Доля резерва	%	87,71	86,31	74,88	6,07	97,77	98,17	91,82	-	-	97,98	-

* 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 1.144.

Таблица 1.144 Максимальный расход дополнительной аварийной подпитки систем теплоснабжения г. Мурманск

Наименование источника системы теплоснабжения	Максимальный расход дополнительной аварийной подпитки, м ³ /ч
Мурманская ТЭЦ	196,64
Южная котельная	301,22
Восточная котельная	200,94
Северная котельная	211,65
Котельная "Роста"	35,72
Котельная "Абрам-мыс"	3,66
Котельная ОАО ММРП	3,20
Котельная на тв.топливе	0,28
Котельная на ж.топливе	0,22
Котельная ОАО ММТП	6,48

1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

На территории города Мурманска функционирует 11 источников тепловой энергии.

- Мурманская ТЭЦ (КТЦ);
- Восточная котельная (КЦ-2);
- Котлы на ОАО «Завод ТО ТБО»;
- Южная котельная (КЦ-1);
- Северная котельная;
- Котельная Роста;
- Котельная в п. Абрам Мыс;
- Котельная ОАО ММРП;
- Котельная на твердом топливе МУП «МУК»;
- Котельная на жидком топливе МУП «МУК»;
- Котельная ОАО «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.

Количественное соотношение видов топлива, используемых на источниках тепловой энергии города Мурманска представлено в виде диаграммы на рисунке 1.61.

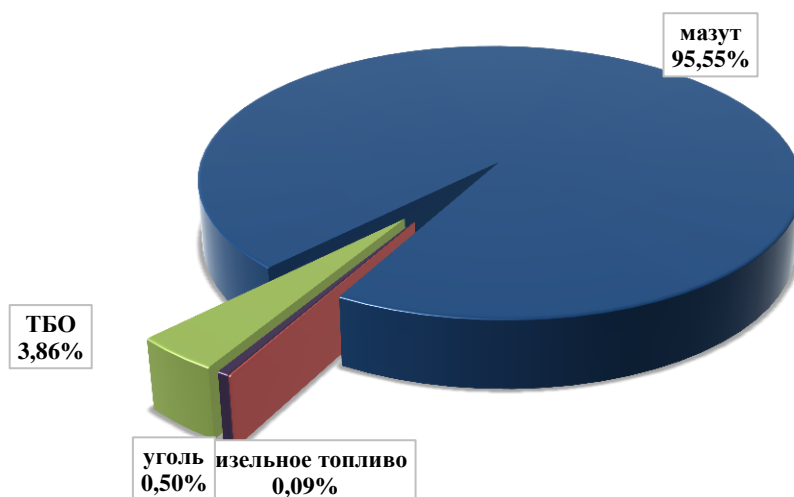


Рисунок 1.61. Количественное соотношение видов топлива, используемых на источниках тепловой энергии города Мурманска

1.8.2. 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 три года, представлена в таблице 1.145.

Таблица 1.145 Низшая теплотворная способность топлива

Год	2011	2012	2013
Низшая теплотворная способность (влажного топлива), ккал/кг	9 025	8 878	8 828

Топливо-энергетические балансы Мурманской ТЭЦ за 2011-2013 гг представлены в таблице 1.146. Расход условного топлива на Мурманской ТЭЦ графически в виде диаграммы представлен на рисунке 1.62.



Рисунок 1.62. Расход условного топлива на Мурманской ТЭЦ

Таблица 1.146 Топливо-энергетические балансы Мурманской ТЭЦ

Наименование показателя	Ед. измер.	2011	2012	2013												
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Итого
Расход топлива																
условного (на отпуск т.эн.)	т.у.т.	117591	123697	16387	14983	17181	12826	9177	1819	725	1 733	3 682	12 107	13 603	15 949	120172
натурального (сухое)	т	90278	91769	12005	10929	12396	9406	6993	1347	545	1264	2729	8785	10073	11667	88139
в т.ч. на отпуск т/эн	т	86099	91621	11993	10918	12385	9395	6978	1339	541	1256	2720	8776	10065	11658	88024
в т.ч. на отпуск эл/эн	т	4048	148	12	11	11	11	15	8	4	8	9	9	8	9	115
Производство тепловой энергии	Гкал	762578	778360	103340	94257	107905	78507	58276	11514	4608	10913	23611	75989	90745	104280	763945
Собственные нужды	Гкал	100838	98054	14618	12650	14279	8990	4609	1033	633	1134	2329	10460	16823	17381	104939
Расход тепловой энергии на выработку электрической энергии	Гкал	32258	19268	2817	2566	2757	2534	0	0	0	0	0	2567	2583	2800	18624
Отпуск тепловой энергии с коллекторов	Гкал	661740	680306	88722	81607	93626	69517	53667	10481	3975	9779	21282	65529	73922	86899	659006
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	660293	678782	88309	81213	93146	69262	53549	10481	3975	9779	21256	65281	73587	86501	656339

1.8.3. 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 1.147.

Таблица 1.147 Низшая теплотворная способность топлива

Год	2011	2012	2013
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	8986	8986	9023

Топливо-энергетические балансы Восточной котельной за 2011-2013 гг представлены в таблице 1.148. Расход условного топлива Восточной котельной графически в виде диаграммы представлен на рисунке 1.63.

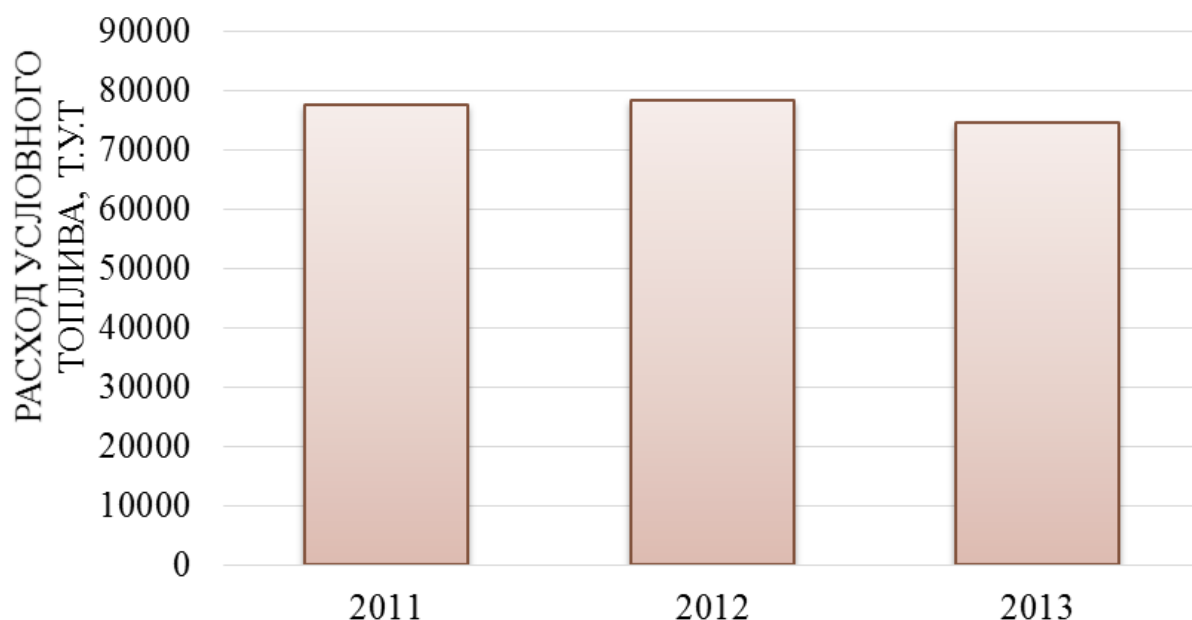


Рисунок 1.63. Расход условного топлива на Восточной котельной

Таблица 1.148 Топливо-энергетические балансы Восточной котельной

Наименование показателя	Ед. измер.	2011	2012	2013												
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Итого
Расход топлива																
условного (мазут)	т.у.т.	77629	78364	10385	9082	10415	7901	5775	1123	972	695	2349	7430	8613	10007	74747
натурального (сухое)	т	56779	57060	7526	6659	7595	5702	4157	814	730	518	1744	5364	6266	7314	54389
Производство тепловой энергии	Гкал	504829	508732	67060	58614	67129	51308	38101	7291	6651	4457	15362	46186	55815	64732	482706
Собственные нужды	Гкал	53128	52977	6287	5562	6333	5320	4679	947	1366	704	1927	2712	5590	6410	47837
Отпуск тепловой энергии с коллекторов	Гкал	535747	542874	67151	60145	67942	53648	42381	10869	9995	11590	20136	51141	56354	66368	517720
в т.ч. топливная составляющая	Гкал	451701	455755	60773	53052	60796	45988	33422	6344	5285	3753	13435	43474	50225	58322	434869
в т.ч. от использования т. эн. ОАО "Завод ТО ТБО"	Гкал	84046	87119	6378	7093	7146	7660	8959	4525	4710	7837	6701	7667	6129	8046	82851
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	534680	541666	66938	59946	67700	53507	42316	10867	9993	11588	20118	51003	56177	66162	516315

1.8.4. Виды и количество используемого основного топлива Завода ТО ТБО

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

Калорийность ТБО колеблется от 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 2011-2013 гг представлены в таблице 1.149. Расход условного топлива завода ТО ТБО графически в виде диаграммы представлен на рисунке 1.64.

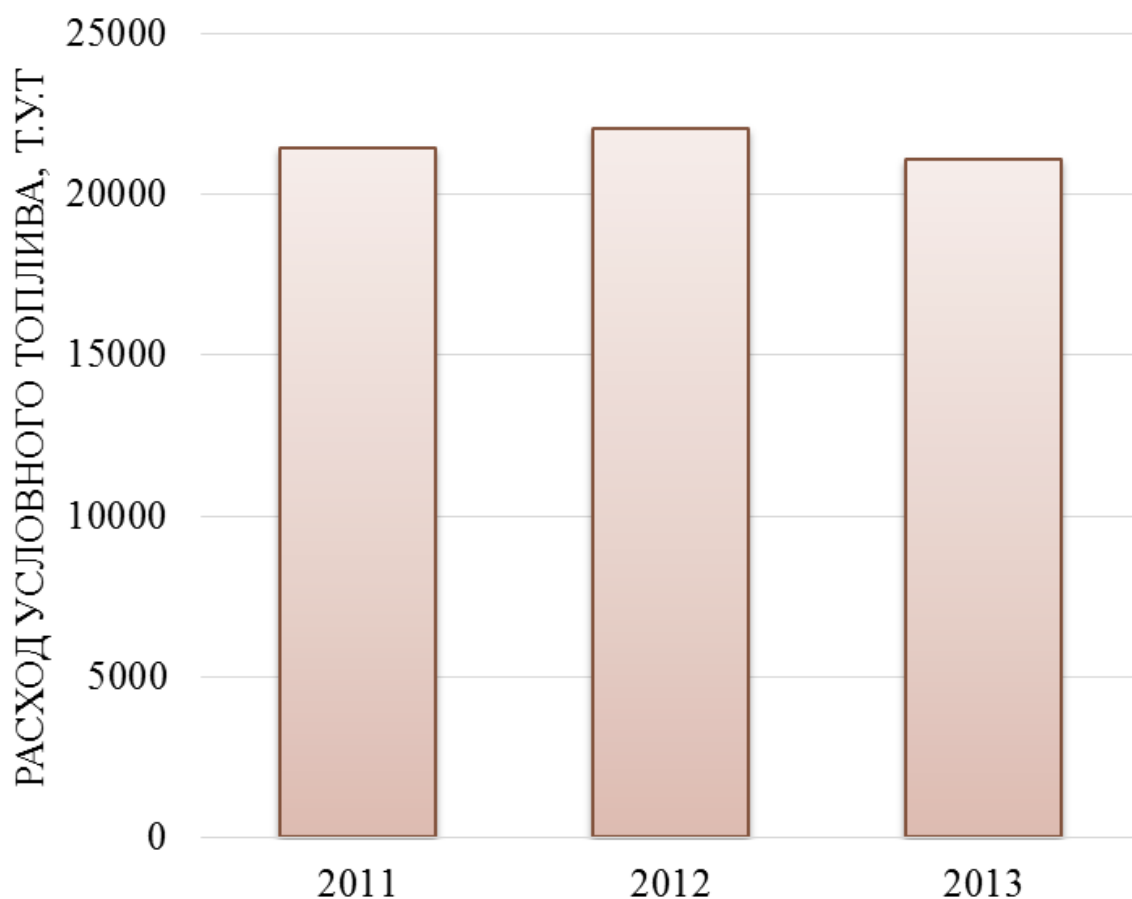


Рисунок 1.64. Расход условного топлива на Заводе ТБО

Таблица 1.149 Топливо-энергетические балансы котельной Завода ТО ТБО

Наименование показателя	Ед. измер.	2011	2012	2013
Расход топлива				
Твердого (ТБО)				
твердого топлива	т	85797	90091	89490
условного	т.у.т	19611	20592	20455
Жидкого (мазут)				
жидкого	т	1341	1066	474
условного	т.у.т	1820	1447	643
Производство тепловой энергии	Гкал	158417	148095	146240
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	90353	97052	92090

1.8.5. 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 1.150.

Таблица 1.150 Низшая теплотворная способность топлива

Год	2011	2012	2013
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	9012	9040	8982

Топливо-энергетические балансы Южной котельной за 2011-2013 гг представлены в таблице 1.151. Расход условного топлива Южной котельной графически в виде диаграммы представлен на рисунке 1.65.

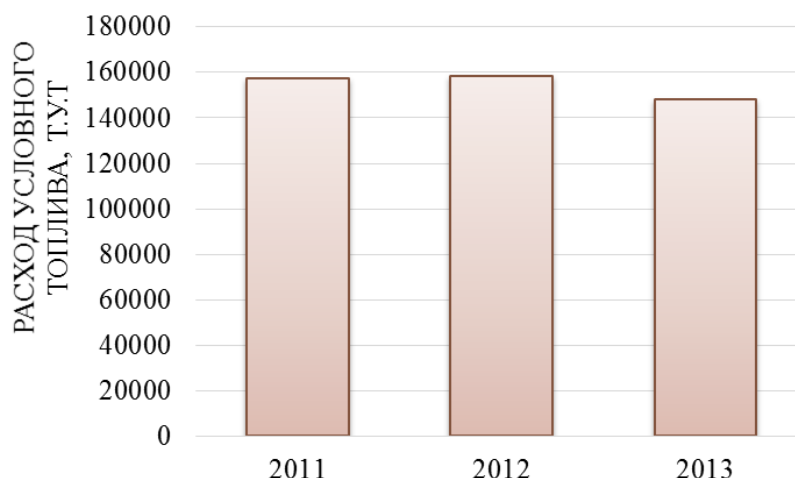


Рисунок 1.65. Расход условного топлива на Южной котельной

Таблица 1.151 Топливо-энергетические балансы Южной котельной

Наименование показателя	Ед. измер.	2011	2012	2013												
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Итого
Расход топлива																
условного	т.у.т.	157316	158399	19079	17353	19849	14912	12225	3557	2953	1865	5736	14441	16906	19195	148071
натурального (мазут)	т	113435	115243	13959	12595	14600	11225	8969	2653	2176	1370	4294	10689	12463	13981	108974
Производство тепловой энергии	Гкал	990673	1001372	120053	109018	124402	93254	77625	22706	19542	12143	35880	90776	105129	122109	932637
Собственные нужды	Гкал	63882	67936	9069	6573	7148	5282	5758	2111	2430	1428	2624	5835	5324	8857	62439
Отпуск тепловой энергии с коллекторов	Гкал	926791	933436	110984	102445	117254	87972	71867	20595	17112	10715	33256	84941	99805	113252	870198
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	925167	931713	110737	102211	116974	87802	71773	20588	17106	10711	33230	84773	99596	113012	868513

1.8.6. 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 1.152.

Таблица 1.152 Низшая теплотворная способность топлива

Год	2011	2012	2013
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	9590	9590	9520

Топливо-энергетические балансы Северной котельной за 2011-2013 гг представлены в таблице 1.153. Расход условного топлива Северной котельной графически в виде диаграммы представлен на рисунке 1.61

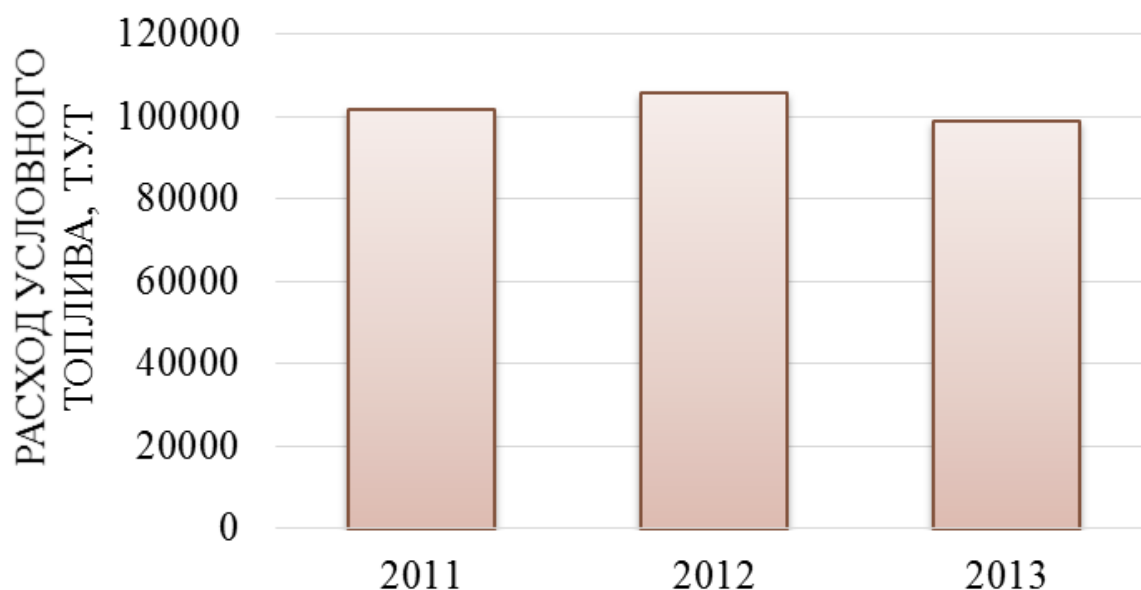


Рисунок 1.66. Расход условного топлива на Северной котельной

Таблица 1.153 Топливо-энергетические балансы Северной котельной

Наименование показателя	Ед. измер.	2011	2012	2013												
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Итого
Расход топлива																
условного	т.у.т.	101573	105768	13237	11888	12809	10531	7581	2635	1394	2590	3868	9546	10857	12136	99072
натурального (мазут)	т	74325	77245	9733	8741	9418	7743	5574	1937	1025	1904	2844	7019	7983	8924	72847
Производство тепловой энергии	Гкал	658789	674575	86410	76622	83138	66603	49980	15492	7185	13807	21480	60847	69619	77682	628865
Собственные нужды	Гкал	33774	35231	4407	3869	4190	3390	2554	1004	651	991	1272	3128	3530	3954	32940
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	625015	639344	82003	72753	78948	63213	47426	14488	6534	12816	20208	57719	66089	73728	595925

1.8.7. 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 1.154.

Таблица 1.154 Низшая теплотворная способность топлива

Год	2011	2012	2013
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	9590	9590	9520

Топливо-энергетические балансы котельной Роста за 2011-2013 гг представлены в таблице 1.155. Расход условного топлива котельной Роста графически в виде диаграммы представлен на рисунке 1.62.

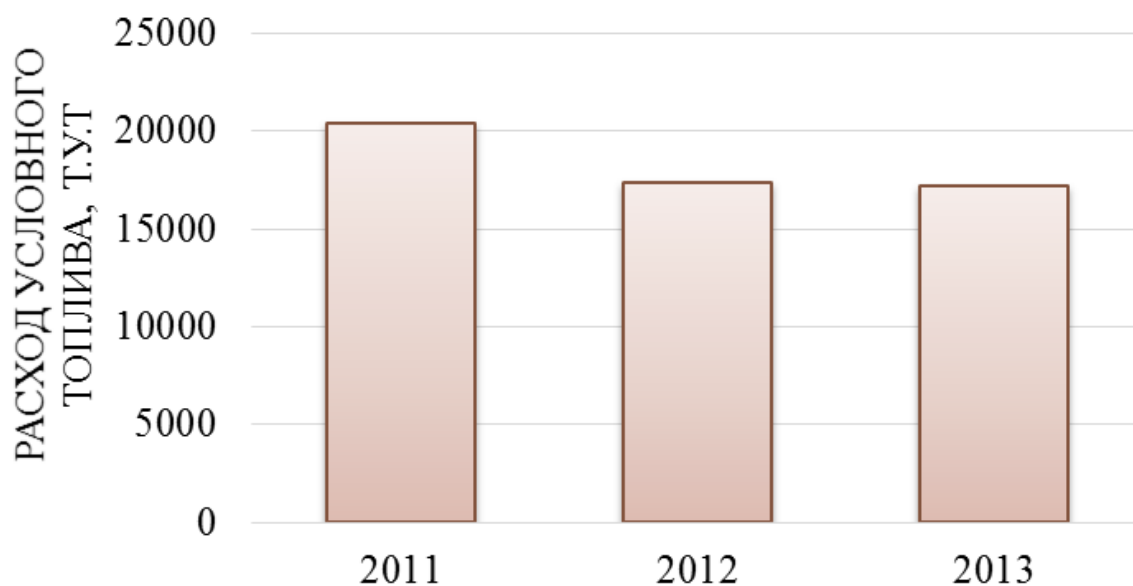


Рисунок 1.67. Расход условного топлива на котельной Роста

Таблица 1.155 Топливо-энергетические балансы котельной Роста

Наименование показателя	Ед. измер.	2011	2012	2013												
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Итого
Расход топлива																
условного	т.у.т.	20439	17400	2126	1881	2187	1920	1637	492	506	54	772	1708	1850	2058	17192
натурального (мазут)	т	14964	12708	1563	1383	1608	1412	1204	362	372	40	568	1256	1360	1513	12641
Производство тепловой энергии	Гкал	130935	113177	13657	12074	13611	11945	10013	1969	1900	373	3751	10581	11740	13127	104741
Собственные нужды	Гкал	11363	10344	1323	1153	1281	1088	968	228	262	115	470	987	1105	1258	10238
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	119572	102833	12334	10921	12330	10857	9045	1741	1638	258	3281	9594	10635	11869	94503

1.8.8. 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.

Топливо-энергетические балансы котельной в пос. Абрам Мыс за 2011-2013 гг представлены в таблице 1.156. Расход условного топлива котельной в пос. Абрам Мыс графически в виде диаграммы представлен на рисунке 1.68

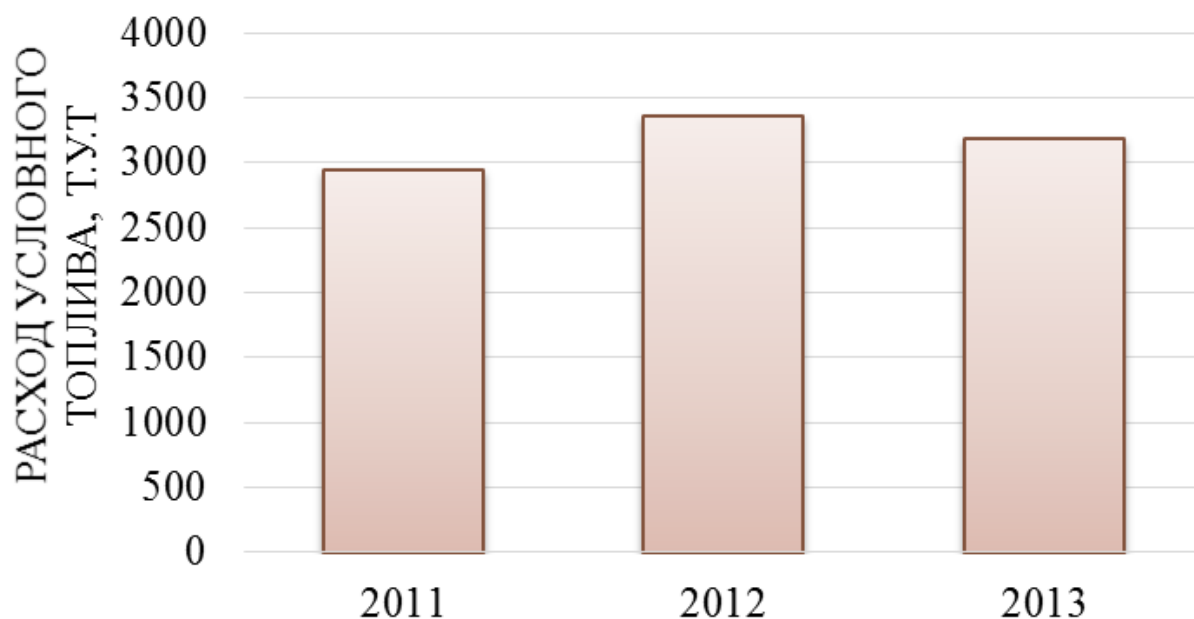


Рисунок 1.68. Расход условного топлива на котельной в пос. Абрам Мыс

Таблица 1.156 Топливо-энергетические балансы котельной в пос. Абрам Мыс

Наименование показателя	Ед. измер.	2011	2012	2013												
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Итого
Расход топлива																
условного	т.у.т.	2946	3362	402	358	381	351	292	108	66	98	151	304	326	351	3190
жидкого (мазут)	т	2155	2456	296	264	280	258	215	80	49	72	111	224	240	258	2345
Производство тепловой энергии	Гкал	16924	16974	1984	1835	2061	1716	1404	303	153	223	531	1620	1660	1910	15400
Собственные нужды	Гкал	1877	1929	203	186	211	178	155	44	28	46	71	172	171	197	1662
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	15047	15045	1781	1649	1850	1538	1249	259	125	177	460	1448	1489	1713	13738

1.8.9. Виды и количество используемого основного топлива котельной ОАО ММРП

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

Топливо-энергетические балансы котельной ОАО ММРП за 2011-2013 гг представлены в таблице 1.157. Расход условного топлива котельной ОАО ММРП графически в виде диаграммы представлен на рисунке 1.69

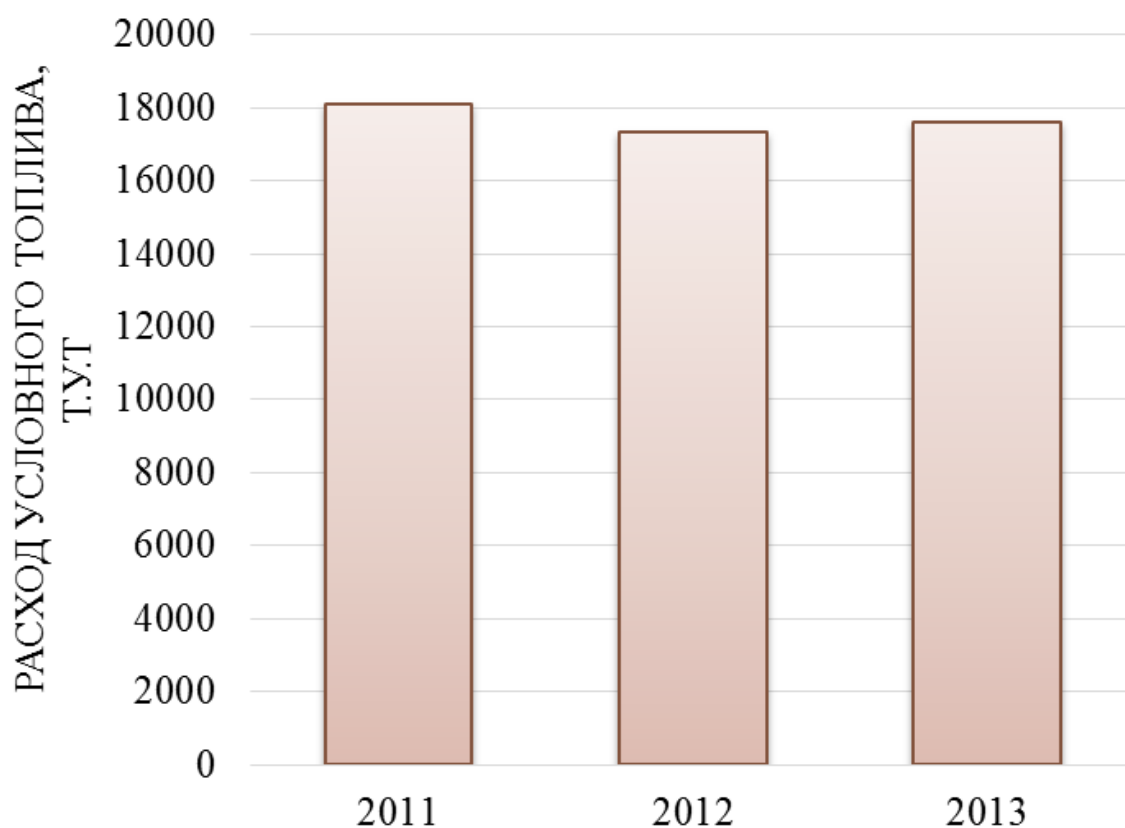


Рисунок 1.69. Расход условного топлива на котельной ОАО ММРП

Таблица 1.157 Топливо-энергетические балансы котельной ОАО ММРП

Показатель	Ед. изм.	2011	2012	2013												
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Итого
Расход топлива		13212	12665	1565	1468	1757	1386	836	529	464	391	607	921	1280	1657	12861
условного	т.у.т.	18100	17351	2144	2011	2407	1899	1145	725	636	536	832	1262	1754	2270	17620
жидкого (мазут)	т	13212	12665	1565	1468	1757	1386	836	529	464	391	607	921	1280	1657	12861
Производство тепловой энергии	Гкал	115643	111623	13910	12961	15613	12312	7402	4589	4006	3379	5128	8296	11402	14206	113204
Собственные нужды	Гкал	15228	13627	1697	1568	1920	1527	238	676	619	522	978	938	1189	1167	13039
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	100415	97996	12213	11393	13693	10785	7164	3913	3387	2857	4150	7358	10213	13039	100165

1.8.10. 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.

Топливо-энергетические балансы котельной на твердом топливе МУП «МУК» за 2011-2013 гг представлены в таблице 1.158. Расход условного топлива котельной МУП «МУК» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 1.70

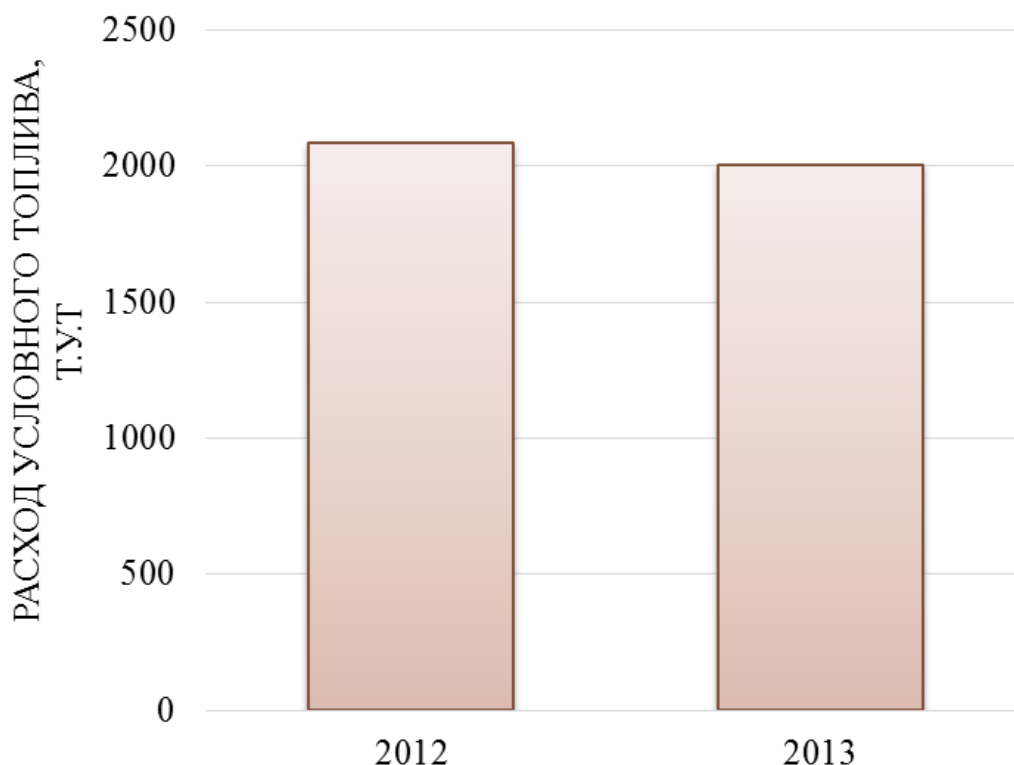


Рисунок 1.70. Расход условного топлива на котельной на твердом топливе МУП «МУК»

Таблица 1.158 Топливо-энергетические балансы котельной на твердом топливе МУП «МУК»

Показатель	Ед. изм.	2011	2012	2013												
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Итого
Расход топлива		н/д	2658,5	325,7	278,0	342,6	300,2	207,1	65,0	59,7	35,1	92,0	207,4	247,4	394,6	2554,9
условного	т.у.т	н/д	2088,8	255,9	218,4	269,2	235,9	162,7	51,1	46,9	27,6	72,3	163,0	194,4	310,0	2007,4
твердого (уголь)	т	н/д	2658,5	325,7	278,0	342,6	300,2	207,1	65,0	59,7	35,1	92,0	207,4	247,4	394,6	2554,9
Производство тепловой энергии	Гкал	н/д	4459,8	546,4	466,4	574,7	503,6	347,4	109,0	100,2	59,0	154,3	348,0	415,0	662,0	4286,1
Собственные нужды	Гкал	н/д	84,7	10,4	8,9	10,9	9,6	6,6	2,1	1,9	1,1	2,9	6,6	7,9	12,6	81,4
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	н/д	4375,1	536,0	457,5	563,8	494,1	340,8	107,0	98,3	57,8	151,4	341,4	407,1	649,4	4204,6

1.8.11. 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.

Топливо-энергетические балансы котельной на жидком топливе МУП «МУК» за 2011-2013 гг представлены в таблице 1.159. Расход условного топлива котельной МУП «МУК» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 1.71.

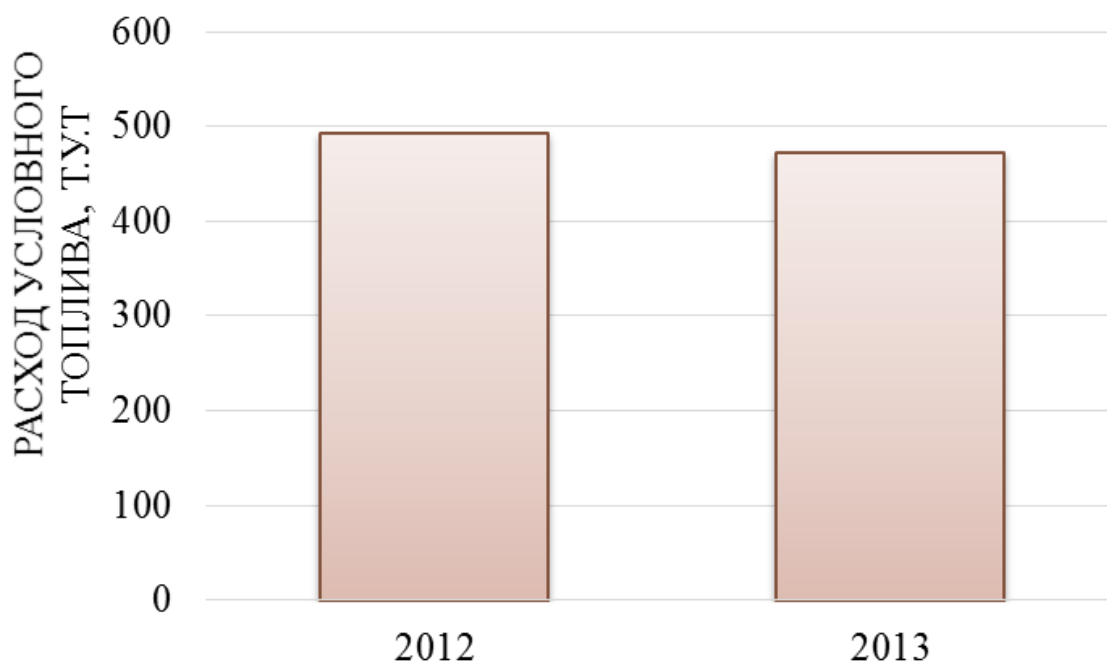


Рисунок 1.71. Расход условного топлива на котельной на жидком топливе МУП «МУК»

Таблица 1.159 Топливоно-энергетические балансы котельной на жидком топливе МУП «МУК»

Показатель	Ед. изм.	2011	2012	2013												
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Итого
Расход топлива																
условного топлива	т.у.т.	н/д	492,9	57,7	54,5	60,5	50,2	37,6	4,1	9,2	9,1	19,0	50,5	55,4	65,2	472,9
жидкого топлива (диз.топливо)	т	н/д	344,2	40,3	38,0	42,2	35,1	26,2	2,9	6,4	6,4	13,3	35,3	38,7	45,5	330,3
Производство тепловой энергии	Гкал	н/д	3164,0	371,4	348,3	386,7	321,4	239,7	26,0	58,4	58,1	121,0	322,3	353,3	416,0	3022,6
Собственные нужды	Гкал	н/д	28,4	3,3	3,1	3,5	2,9	2,2	0,2	0,5	0,5	1,1	2,9	3,2	3,7	27,2
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	н/д	3135,6	368,0	345,2	383,2	318,5	237,5	25,8	57,8	57,6	119,9	319,4	350,1	412,2	2995,4

1.8.12. Виды и количество используемого основного топлива котельной ОАО «ММТП»

На котельной ОАО «ММТП» в качестве основного и резервного топлива используется топочный мазут марки М-100.

Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на котельную ОАО «ММТП» за последние три года, представлена в таблице 1.160.

Таблица 1.160 Низшая теплотворная способность (влажного топлива)

Год	2011	2012	2013
Низшая теплотворная способность (влажного топлива), ккал/кг	9609	9871	9920

Топливо-энергетические балансы котельной ОАО «ММТП» за 2011-2013 гг представлены в таблице 1.161. Расход условного топлива котельной ОАО «ММТП» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 1.72.

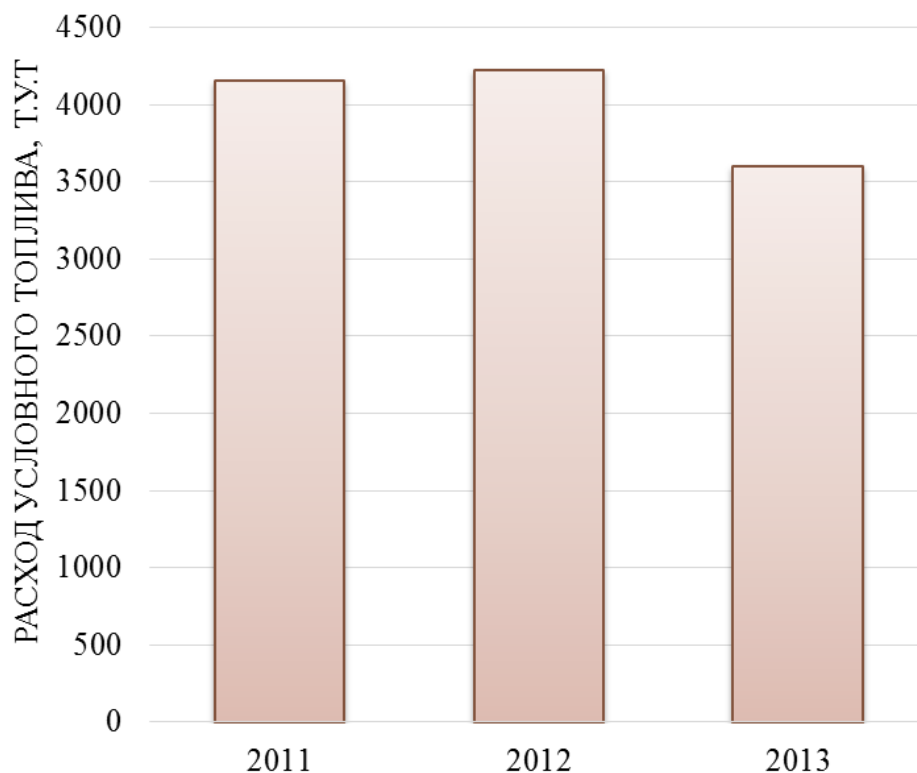


Рисунок 1.72. Расход условного топлива на котельной ОАО «ММТП»

Таблица 1.161 Топливо-энергетические балансы котельной ОАО «ММТП»

Наименование показателя	Ед. измер.	2011	2012	2013											
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Расход топлива															
условного топлива	т.у.т.	4158	4223	429	438	505	339	262	116	78	88	116	371	361	500
жидкого топлива (мазут)	т	3029	2995	303	309	356	239	185	82	55	62	82	262	255	353
Производство тепловой энергии	Гкал	22590	22247	2256	2302	2655	1779	1381	616	408	467	609	1951	1904	2635
Собственные нужды	Гкал	1807	1780	180	184	212	142	110	49	33	37	49	156	152	211
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	20783	20467	2076	2118	2443	1637	1270	566	376	429	560	1795	1752	2424

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 ($K_{\text{э}}$) характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

$K_{\text{э}}=1,0$ – при наличии резервного электроснабжения;

$K_{\text{э}}=0,6$ – при отсутствии резервного электроснабжения;

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_{\text{э}}^{\text{общ}} = \frac{Q_i * K_{\text{э}}^{\text{ист.}i} + \dots + Q_n * K_{\text{э}}^{\text{ист.}n}}{Q_i + Q_n}, \quad (1)$$

где $K_{\text{э}}^{\text{ист.}i}$, $K_{\text{э}}^{\text{ист.}n}$ - значения показателей надёжности отдельных источников тепловой энергии;

$$Q_i = \frac{Q_{\text{факт}}}{t_q}, \quad (2)$$

где Q_i , Q_n - средние фактические тепловые нагрузки за предшествующие 12 месяцев по каждому i -му источнику тепловой энергии;

t_q – количество часов отопительного периода за предшествующие 12 месяцев.

n – количество источников тепловой энергии.

б) показатель надёжности водоснабжения источников тепловой энергии (K_g) 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_o) 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:

$$K_{\delta}^{общ} = \frac{Q_i * K_{\delta}^{уст.i} + \dots + Q_n * K_{\delta}^{уст.n}}{Q_i + Q_n}, \quad (5)$$

где $K_{\delta}^{уст.i}$, $K_{\delta}^{уст.n}$ – 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:

$$K_p^{общ} = \frac{Q_i * K_p^{уст.i} + \dots + Q_n * K_p^{уст.n}}{Q_i + Q_n}, \quad (6)$$

где $K_p^{уст.i}$, $K_p^{уст.n}$ – значения показателей надёжности отдельных источников тепловой энергии;

е) показатель технического состояния тепловых сетей (K_c), характеризующий доли ветхих, подлежащих замене трубопроводов, определяется по формуле:

$$K_c = \frac{S_c^{\text{экспл}} - S_c^{\text{ветх}}}{S_c^{\text{экспл}}}, \quad (7)$$

где $S_c^{\text{экспл}}$ - протяжённость тепловых сетей, находящихся в эксплуатации;

$S_c^{\text{ветх}}$ - протяжённость ветхих тепловых сетей, находящихся в эксплуатации.

ж) показатель интенсивности отказов тепловых сетей ($K_{\text{отк.мс}}$), характеризующий количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением:

$$I_{\text{отк.мс}} = \frac{n_{\text{отк}}}{S} [1/(\text{км*год})], \quad (8)$$

где

$n_{\text{отк}}$ – количество отказов за предыдущий год;

S – протяжённость тепловой сети (в двухтрубном исчислении) данной системы теплоснабжения [км].

В зависимости от интенсивности отказов ($I_{\text{отк.мс}}$) определяется показатель надёжности тепловых сетей ($K_{\text{отк.мс}}$):

до 0,2 включительно - $K_{\text{отк.мс}} = 1,0$;

от 0,2 до 0,6 включительно - $K_{\text{отк.мс}} = 0,8$;

от 0,6 до 1,2 включительно - $K_{\text{отк.мс}} = 0,6$;

свыше 1,2 - $K_{\text{отк.мс}} = 0,5$.

з) показатель относительного аварийного недоотпуска тепла ($K_{\text{нед}}$) в результате внеплановых отключений теплопотребляющих установок потребителей определяется по формуле:

$$Q_{\text{нед}} = \frac{Q_{\text{откл}} * 100}{Q_{\text{факт}}} [\%], \quad (9)$$

где

$Q_{\text{откл}}$ – недоотпуск тепла;

$Q_{\text{факт}}$ – 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, определённому 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 ($K_{тр}$) определяется аналогично по формуле (10) по основной номенклатуре ресурсов (трубы, компенсаторы, арматура, сварочные материалы и т.п.). Принимаемые для определения значения общего $K_{тр}$ 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:

$$K_{\text{гот}} = 0,25 * K_n + 0,35 * K_m + 0,3 * K_{mp} + 0,1 * K_{ист} \quad (11)$$

Общая оценка готовности даётся по следующим категориям:

$K_{\text{гот}}$	$K_n; K_m; K_{mp}$	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_n, K_m, K_{mp} и источники тепловой энергии могут быть оценены как:

надёжные - при $K_n=K_m=K_{mp}=1$;

малонадёжные - при значении меньше 1 одного из показателей K_n, K_m, K_{mp} .

ненадёжные - при значении меньше 1 у 2-х и более показателей K_n, K_m, K_{mp} .

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:

$$K_{\text{над}} = \frac{K_n + K_m + K_{mp} + K_{\text{отктс}} + K_{\text{нед}}}{8} \quad (12)$$

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 1.162.

Таблица 1.162 Показатели надёжности системы теплоснабжения от МТЭЦ г. Мурманска

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1.	Показатель надёжности электроснабжения котельной	K_{ε}	1
2.	Показатель надёжности водоснабжения котельной	$K_{\text{в}}$	1
3.	Показатель надёжности топливоснабжения котельной	$K_{\text{т}}$	0,5
4.	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам	$K_{\text{б}}$	0,5
5.	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	$K_{\text{р}}$	-
6.	Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_{\text{с}}$	0,71
7.	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{\text{отк.мс}}$	-
8.	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{\text{нед}}$	-
9.	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	$K_{\text{п}}$	-
10.	Показатель оснащённости машинами, специальными механизмами и оборудованием	$K_{\text{м}}$	-
11.	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{\text{мр}}$	-
12.	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	K_{ε}	-
13.	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{\text{гот}}$	-

Общий показатель надёжности системы теплоснабжения: $K_{\text{над}} = 0,742$.

По общему показателю надёжности система теплоснабжения МТЭЦ 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 1.163.

Таблица 1.163 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_p	-
6.	Показатель технического состояния тепловых сетей	K_c	0,62
7.	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.мс}$	-
8.	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	-
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: $K_{над} = 0,824$.

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 1.164.

Таблица 1.164 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	K_n	-

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
	персоналом		
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: $K_{над} = 0,764$.

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 1.165.

Таблица 1.165 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_m	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	-
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: $K_{над} = 0,7$

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 1.166.

Таблица 1.166 Показатели надёжности системы теплоснабжения от котельной «РОСТА»

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1.	Показатель надёжности электроснабжения котельной	K_{ε}	1
2.	Показатель надёжности водоснабжения котельной	$K_{\text{в}}$	1
3.	Показатель надёжности топливоснабжения котельной	$K_{\text{т}}$	0,5
4.	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам	$K_{\text{б}}$	1
5.	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	$K_{\text{р}}$	-
6.	Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_{\text{с}}$	-
7.	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{\text{отк.тс}}$	-
8.	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{\text{нед}}$	-
9.	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	$K_{\text{п}}$	-
10.	Показатель оснащённости машинами, специальными механизмами и оборудованием	$K_{\text{м}}$	-
11.	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{\text{мр}}$	-
12.	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	K_{ε}	-
13.	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{\text{гот}}$	-

Общий показатель надёжности системы теплоснабжения: $K_{\text{над}} = 0,7$

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 1.167.

Таблица 1.167 Показатели надёжности системы теплоснабжения пос. Абрам-Мыс

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1.	Показатель надёжности электроснабжения котельной	K_{ε}	1
2.	Показатель надёжности водоснабжения котельной	$K_{\text{в}}$	1
3.	Показатель надёжности топливоснабжения котельной	$K_{\text{т}}$	0,5
4.	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам	$K_{\text{б}}$	1
5.	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	$K_{\text{р}}$	-
6.	Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_{\text{с}}$	-
7.	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{\text{отк.тс}}$	-
8.	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{\text{нед}}$	-
9.	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	$K_{\text{п}}$	-
10.	Показатель оснащённости машинами, специальными механизмами и оборудованием	$K_{\text{м}}$	-
11.	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{\text{мр}}$	-
12.	Показатель укомплектованности передвижными автономными	K_{ε}	-

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
	источниками электропитания		
13.	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{\text{зот}}$	-

Общий показатель надёжности системы теплоснабжения: $K_{\text{над}} = 0,7$

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 ОАО «ММРП» представлены в таблице 1.168.

Таблица 1.168 Показатели надёжности системы теплоснабжения от котельной ОАО «ММРП»

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1.	Показатель надёжности электроснабжения котельной	$K_{\text{э}}$	1
2.	Показатель надёжности водоснабжения котельной	$K_{\text{в}}$	1
3.	Показатель надёжности топливоснабжения котельной	$K_{\text{т}}$	0,5
4.	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам	$K_{\text{б}}$	1
5.	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	$K_{\text{р}}$	-
6.	Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_{\text{с}}$	-
7.	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{\text{отк.тс}}$	-
8.	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{\text{нед}}$	-
9.	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	$K_{\text{н}}$	-
10.	Показатель оснащённости машинами, специальными механизмами и оборудованием	$K_{\text{м}}$	-
11.	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{\text{тр}}$	-
12.	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_{\text{э}}$	-
13.	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{\text{зот}}$	-

Общий показатель надёжности системы теплоснабжения: $K_{\text{над}} = 0,7$

По общему показателю надёжности система теплоснабжения от котельной ОАО «ММРП» попадает в область малонадёжных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадёжна.

Результаты расчёта показателей надёжности системы теплоснабжения от котельной ОАО «ММТП» представлены в таблице 1.169.

Таблица 1.169 Показатели надёжности системы теплоснабжения от котельной ОАО «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	$K_{нед}$	-
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	$K_{мр}$	-
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 ОАО «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 1.170.

Таблица 1.170 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	$K_{мр}$	-

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
12.	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_э$	-
13.	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{зот}$	-

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 1.171.

Таблица 1.171 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_p	-
6.	Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_с$	-
7.	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.мс}$	-
8.	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	-
9.	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	K_n	-
10.	Показатель 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	$K_{зот}$	-

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.

Необходимо разработать программу по улучшению надёжности систем теплоснабжения.

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 ОАО «Мурманская ТЭЦ»

ОАО «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 ОАО «Мурманская ТЭЦ» представлена в таблицах 1.172, 1.173.

Таблица 1.172 Основные затраты

Наименование затрат	Единица измерения	2011	2012	2013
Расходы на топливо	млн. руб.	2 634,8	2 875,9	2560,6
Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	млн. руб.	434,9	240,0	252,0
Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	млн. руб.	17,9	16,16	18,9
Расходы на сырье и материалы на производственные нужды	млн. руб.	72,3	86,9	82,2
Расходы на оплату труда с ЕСН	млн. руб.	408,8	447,8	504,5
Расходы на работы и услуги производственного характера	млн. руб.	420,3	434,5	449,6
в т.ч. подряд	млн. руб.	49,5	41,0	29,6
в т.ч. передача по сетям ОАО «Мурманэнергосбыт»	млн. руб.	356,5	378,5	403,2
Расходы на амортизацию основных производственных средств, используемых в производственном процессе	млн. руб.	42,0	39,8	42,4
НПФ Энергетики	млн. руб.	1,9	2,0	1,5
Прочие расходы	млн. руб.	95,9	100,08	97,5
Итого затрат	млн. руб.	4 128,8	4243,3	4009,2

Таблица 1.173 Основные финансовые показатели

Финансовые показатели		2011	2012	2013
Чистая прибыль (убыток)	млн. руб.	-32,4	30,7	20,1
Чистые активы	млн. руб.	-1 787,42	-1 756,70	-1736,61
Рентабельность продаж	%	7,57	2,97	20,84
Рентабельность собственного капитала	%	1,81	-1,75	-1,16
Коэффициент автономии (финансовой независимости)	-	-0,66	-0,56	-0,55
Коэффициент текущей ликвидности	-	0,38	0,44	0,47
Коэффициент срочной ликвидности	-	0,29	0,37	0,39

1.10.2. Техничко-экономические показатели ОАО «Мурманэнергосбыт»

ОАО «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 ОАО «Мурманэнергосбыт» представлена в таблицах 1.168 и 1.169. ОАО «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 1.174 Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности ОАО «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
		Объем	тн	30 107,15	92 409,29
		Стоимость 1 -й единицы объема с учетом (транспортировки)	тыс.руб.	12,945	11,681
		Способ приобретения			
3.2.2.	уголь каменный	Стоимость	тыс.руб.	0,00	0,00
		Объем	тн		
		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
		Объем	тн		
		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.	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

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	2011	2012	2013
3.7.1.	Расходы на амортизацию основных производственных средств, используемых в технологическом процессе	тыс.руб.			
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	1 328	
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 однотрубном 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

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	2011	2012	2013
18	Количество тепловых пунктов	ед.	13,00	34,00	
19	Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел.			5
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 1.175 Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности ОАО «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
		Объем	тн	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
		Объем	тн	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
		Объем	тн	0,00	0,00
		Стоимость 1 -й единицы объема с учетом	тыс.руб.		

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	2011	2012	2013
	(транспортировки)				
	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
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	

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	2011	2012	2013
9	Объём вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал			
9.1.	Справочно объём тепловой энергии на технологические нужды производства	тыс. Гкал			
10	Объём покупаемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	38,70	119,43	
11	Объём 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	
14	Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов (в двухтрубном исчислении)	км	152 210,90	143,27	
15	Протяженность разводящих сетей (в однострубно 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 ОАО «Мурманский морской рыбный порт»

ОАО «Мурманский морской рыбный порт» является теплоснабжающей организацией и осуществляет деятельность по производству пара котельной.

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ОАО «Мурманский морской рыбный порт» представлена в таблице 1.176.

Таблица 1.176 Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности ОАО «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		тыс. руб.	2 326,70	1 970,64	2 192,90

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2011	2012	2013
	производственном процессе				
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.			
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	48,40	48,40	48,40
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	84,20	82,17	79,405
11.1	По приборам учета	тыс. Гкал			
11.2	По нормативам потребления	тыс. Гкал			
12	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	%	12,12	16,15	12,12
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

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2011	2012	2013
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	156,43	155,82	156,22
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. Технико-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 1.177-178.

Таблица 1.177 Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности ОАО «Мурманская управляющая компания» (угольная котельная)

Наименование показателя	2012	2013
Производственные показатели		
Установленная тепловая мощность, Гкал/час	3,13	3,13
Суммарная тепловая нагрузка, тыс. Гкал/час	0,927998	0,927998
выработка	4,459842	4,286076
Расход т/э на собственные нужды котельной	0,084744	0,081432
То же в % от выработанной т/э, %	1,9	1,9
Полезный отпуск т/э в сеть	4,375098	4,204644
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

Таблица 1.178 Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности ОАО «Мурманская управляющая компания» (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 (услуг), всего	14 822,00	15 517,22
<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	

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 1.179.

Таблица 1.179 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

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2013
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.	
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

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2013
14	Протяженность магистральной сети и тепловых водоводов (в одноконтурном исчислении)	км	1,03
15	Протяженность разводящих сетей (в одноконтурном 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. Техничко-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 1.180.

Таблица 1.180 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	тыс. руб.	-5688	+29

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2011	2012
	деятельности			
5	Чистая прибыль от регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	-	-
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.	+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 ОАО «Мурманский морской торговый порт»

ОАО «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 ОАО «Мурманский морской торговый порт» представлена в таблице 1.181.

Таблица 1.181 Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности ОАО «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.			

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2011	2012	2013
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
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 однотрубном исчислении)	км	4,89	4,89	4,89

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2011	2012	2013
15	Протяженность разводящих сетей (в однострубнои 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
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 1.182.

Таблица 1.182 Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности ОАО «РЭУ» 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

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение
3.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе:	тыс.руб.	8 176,26
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/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение
п)	среднесписочная численность административно-управленческого персонала	чел.	5,40
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 ОАО «Мурманская ТЭЦ»

Сведения об утвержденных тарифах ОАО «Мурманская ТЭЦ», устанавливаемых Управлением по тарифному регулированию Мурманской области, представлены в таблице 1.183.

Таблица 1.183 Сведения о размере тарифов ОАО «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 ОАО «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	
2.	Потребители, подключенные к тепловой сети после ТП, присоединенные к сетям ОАО «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	
3.	Потребители, подключенные к тепловой сети после ТП, присоединенные к сетям ОАО «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	
		01.01.2014	2821,498	2391,10	от 19.12.2013 №58/15
		01.07.2014	2940,005	2491,53	
4.	Потребители, подключенные к тепловой сети без дополнительного преобразования на ТП, присоединенные к сетям ОАО «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	
		01.01.2014	2821,498	2391,10	от 19.12.2013 №58/15
		01.07.2014	2940,005	2491,53	

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Мурманская ТЭЦ» потребителям, представлена в таблице 1.184.

Таблица 1.184 Динамика утвержденных тарифов ОАО «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	01.01.2011	01.01.2012	01.07.2012	01.09.2012	01.07.2013	01.07.2014
1.	<i>Потребители, подключенные к тепловой сети без дополнительного преобразования на ТП, присоединенные к сетям ОАО «Мурманская ТЭЦ» - население</i>											
	1950,540		2067,570	2183,350	2495,570	2600,384			6,00	5,60	14,30	4,20
2.	<i>Потребители, подключенные к тепловой сети без дополнительного преобразования на ТП, присоединенные к сетям ОАО «Мурманская ТЭЦ» - прочие потребители</i>											
	1653,000		1752,180	1850,300	2129,700	2219,150			6,00	5,60	15,10	4,20
3.	<i>Потребители, подключенные к тепловой сети после ТП, присоединенные к сетям ОАО «Мурманская ТЭЦ» - прочие потребители</i>											
	1653,000		1752,180	1850,300	2129,700	2219,150			6,00	5,60	15,10	4,20
4.	<i>Потребители, подключенные к тепловой сети после ТП, присоединенные к сетям ОАО «Мурманэнергосбыт» - население</i>											
		2189,960	2321,360	2451,340	2821,498	2940,005			6,00	5,60	15,10	4,20
5.	<i>Потребители, подключенные к тепловой сети после ТП, присоединенные к сетям ОАО «Мурманэнергосбыт» - прочие потребители</i>											
		1855,900	1967,250	2077,410	2391,100	2491,530			6,00	5,60	15,10	4,20
6.	<i>Потребители, подключенные к тепловой сети без дополнительного преобразования на ТП, присоединенные к сетям ОАО «Мурманэнергосбыт» - население</i>											
		2189,960	2321,360	2451,340	2821,498	2940,005			6,00	5,60	15,10	4,20
7.	<i>Потребители, подключенные к тепловой сети без дополнительного преобразования на ТП, присоединенные к сетям ОАО «Мурманэнергосбыт» - прочие потребители</i>											
		1855,900	1967,250	2077,410	2391,100	2491,530			6,00	5,60	15,10	4,20

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Мурманский морской рыбный порт» потребителям, графически представлена на рис. 1.68-1.71.

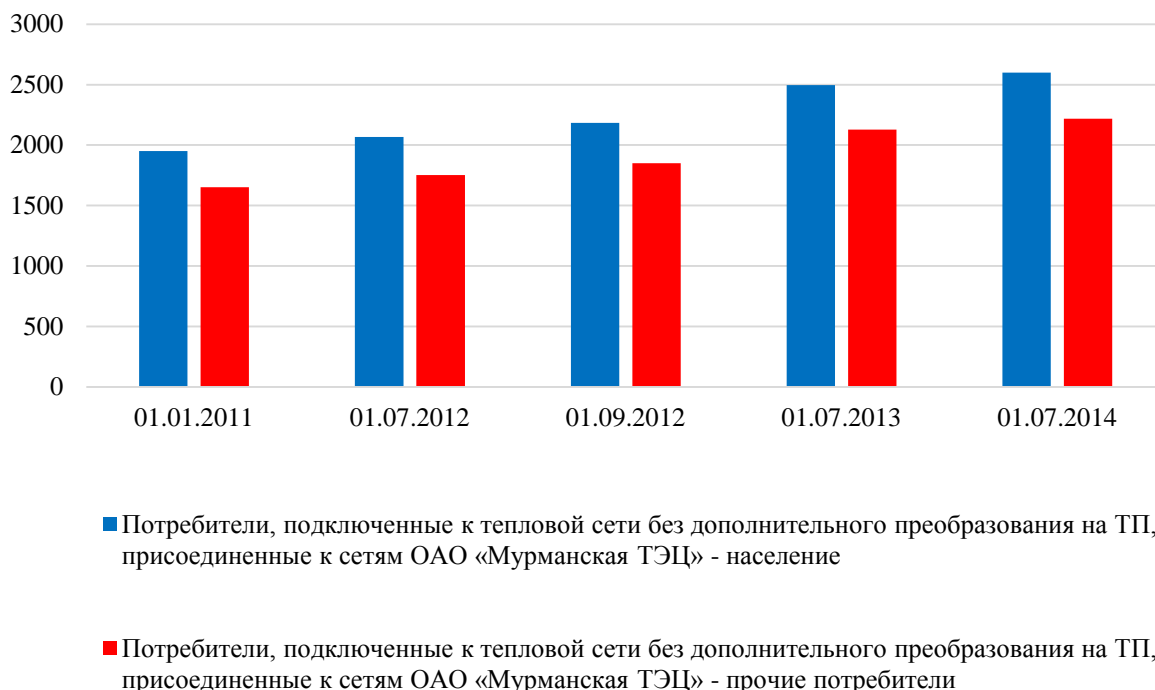


Рисунок 1.68. Динамика установленных тарифов для потребителей, подключенных к тепловой сети без дополнительного преобразования на ТП, присоединенных к сетям ОАО «Мурманская ТЭЦ»



Рисунок 1.69. Динамика установленных тарифов для потребителей, подключенных к тепловой сети после ТП, присоединенных к сетям ОАО «Мурманская ТЭЦ»

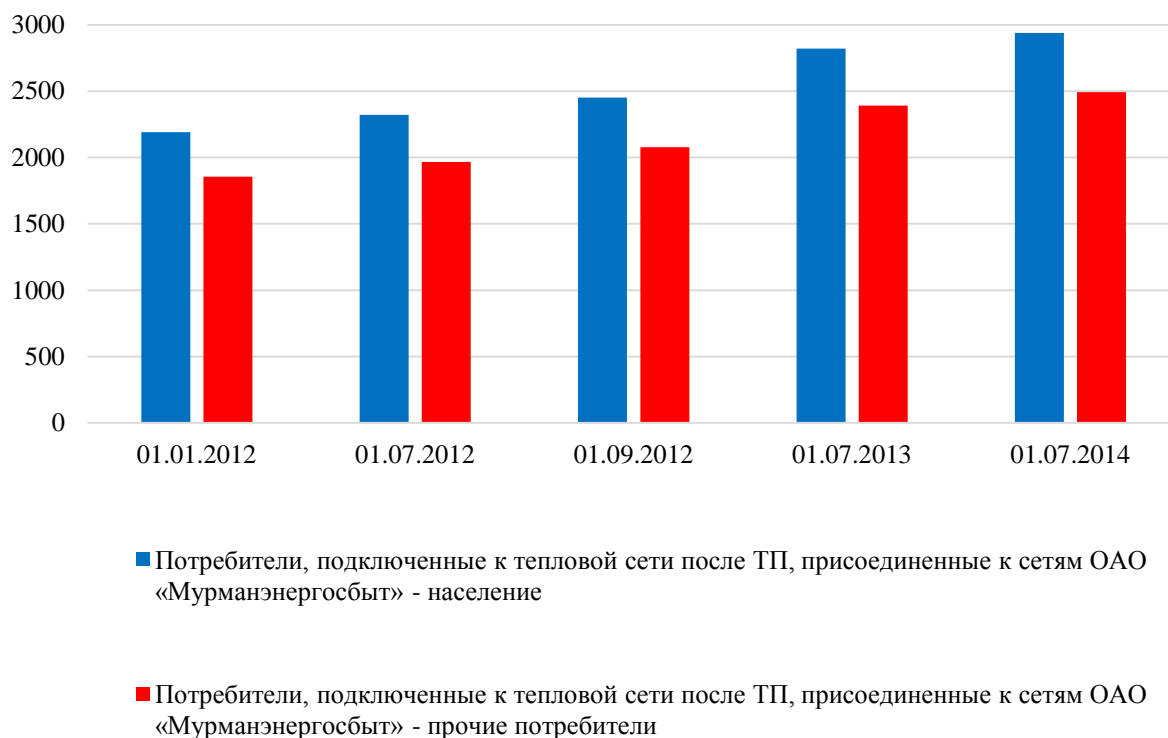


Рисунок 1.70. Динамика установленных тарифов для потребителей, подключенных к тепловой сети после ТП, присоединенных к сетям ОАО «Мурманэнергосбыт»

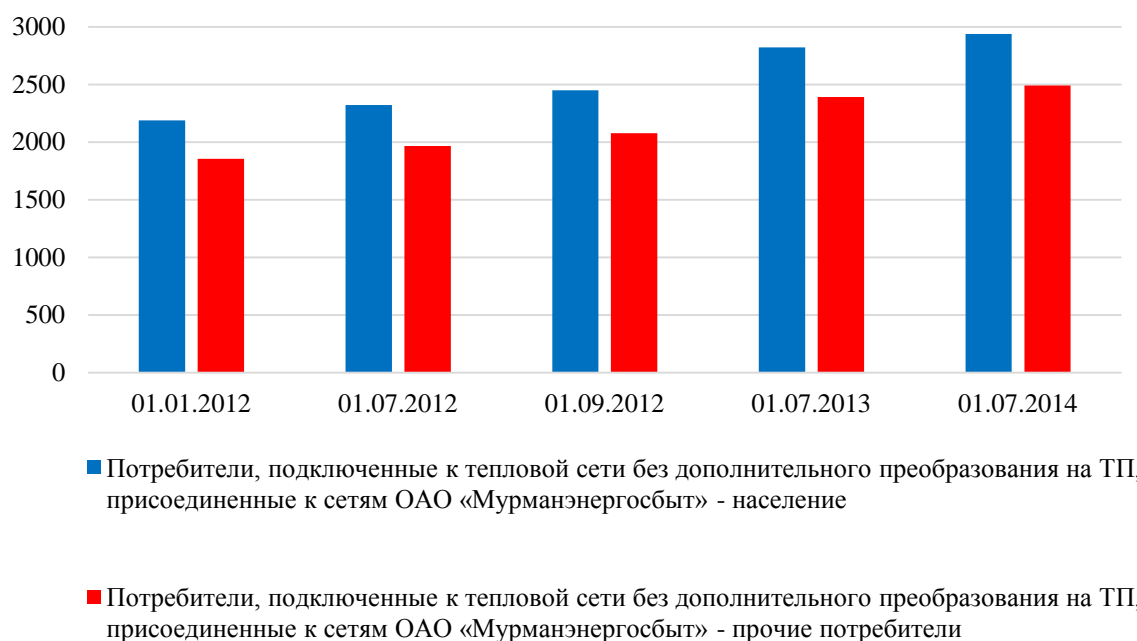


Рисунок 1.71. Динамика установленных тарифов для потребителей, подключенных к тепловой сети без дополнительного преобразования на ТП, присоединенных к сетям ОАО «Мурманэнергосбыт»

1.11.1.2. Динамика утвержденных тарифов ОАО «Мурманэнергосбыт»

Сведения об утвержденных тарифах ОАО «Мурманэнергосбыт», устанавливаемых Управлением по тарифному регулированию Мурманской области, представлены в таблице 1.185.

Таблица 1.185 Сведения о размере тарифов ОАО «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	от 09.12.2011 №58/1
		01.07.2012	2364,767	2004,04	
		01.09.2012	2497,199	2116,27	
		01.01.2013	2497,199	2116,27	от 12.12.2012г. №58/1
		01.07.2013	2841,310	2435,83	от 28.06.2013г. №21/2
		01.01.2014	2841,310	2435,83	от 19.12.2013 №58/16
		01.07.2014	2960,645	2538,13	
2.	Острый и редуцированный пар, поставляемый потребителям	01.09.2011	-	2110,20	от 19.08.2011 №34/2
		01.01.2012	-	2110,20	от 09.12.2011 №58/1
		01.07.2012	-	2236,81	
		01.09.2012	-	2362,07	
		01.01.2013	-	2362,07	от 12.12.2012г. №58/1
		01.07.2013	-	2718,74	от 28.06.2013г. №21/2
		01.01.2014	-	2718,74	от 19.12.2013 №58/16
		01.07.2014	-	2832,93	
3.	Передача тепловой энергии в ГВ	01.09.2011	-	202,900	от 19.08.2011 №34/2
		01.01.2012	-	202,900	от 09.12.2011 №58/1
		01.07.2012	-	215,070	
		01.09.2012	-	227,110	
		01.01.2013	-	227,110	от 12.12.2012г. №58/1
		01.07.2013	-	261,400	от 19.12.2013 №58/16
		01.01.2014	-	261,400	
		01.07.2014	-	272,380	

* - тарифы указываются с учетом НДС

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Мурманэнергосбыт» потребителям, представлена в таблице 1.186.

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Мурманэнергосбыт» потребителям, графически представлена на рис. 1.72-1.74.

Таблица 1.186 Динамика утвержденных тарифов ОАО «Мурманэнергосбыт»

№ п/п	Установленный тариф, руб./Гкал					Изменение тарифа, %				
	01.09.2011	01.07.2012	01.09.2012	01.07.2013	01.07.2014	01.09.2011	01.07.2012	01.09.2012	01.07.2013	01.07.2014
1.	<i>ГВ, поставляемая потребителям - население</i>									
	2230,908	2364,767	2497,199	2841,310	2960,645		6,00	5,60	13,78	4,20
2.	<i>ГВ, поставляемая потребителям - прочие потребители</i>									
	1890,600	2004,040	2116,270	2435,830	2538,130		6,00	5,60	15,10	4,20
3.	<i>Острый и редуцированный пар, поставляемый потребителям - прочие потребители</i>									
	2110,200	2236,810	2362,070	2718,740	2832,930		6,00	5,60	15,10	4,20
4.	<i>Передача тепловой энергии в ГВ - прочие потребители</i>									
	202,900	215,070	227,110	261,400	272,380		6,00	5,60	15,10	4,20

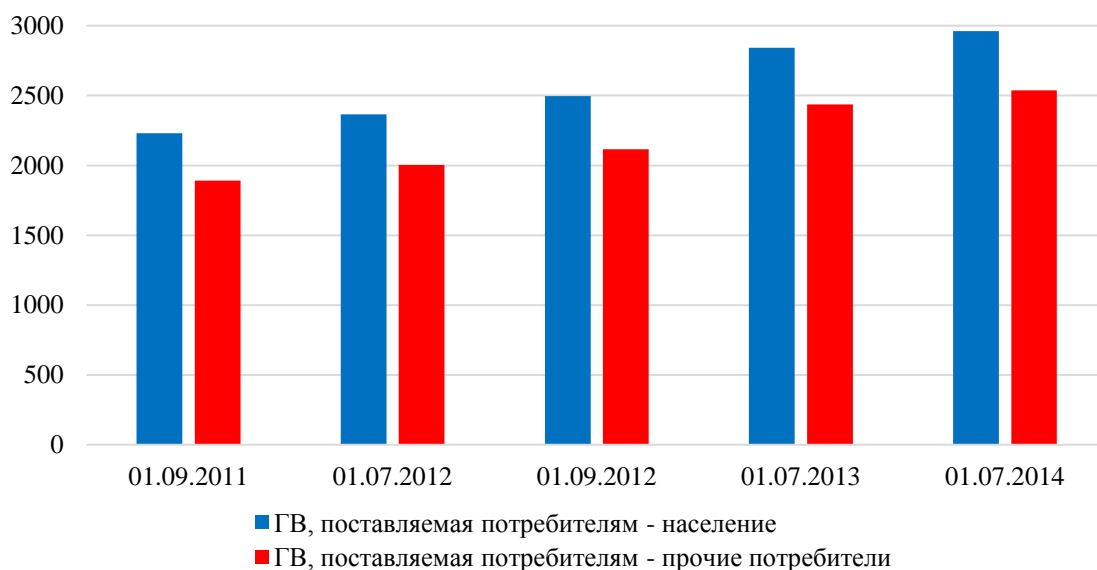


Рисунок 1.72. Динамика установленных тарифов на ГВ для потребителей ОАО «Мурманэнергосбыт»



Рисунок 1.73. Динамика установленных тарифов на острый и редуцированный пар для потребителей ОАО «Мурманэнергосбыт»

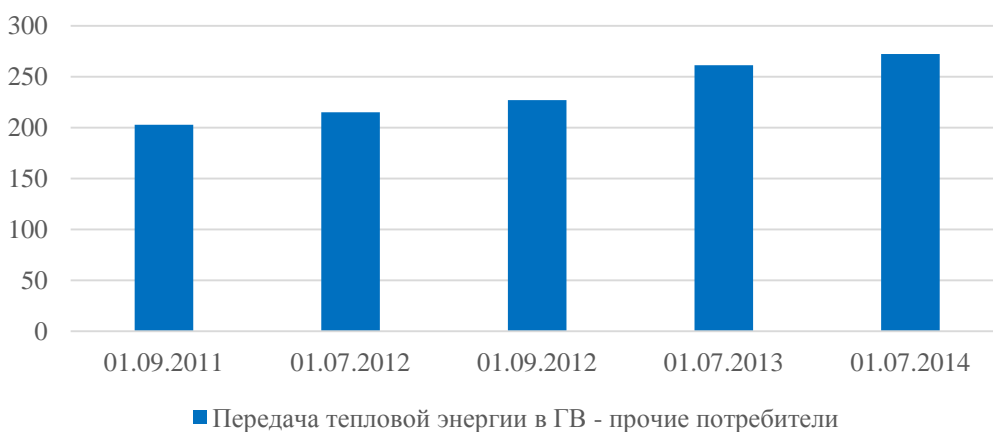


Рисунок 1.74. Динамика установленных тарифов на передачу тепловой энергии с ГВ ОАО «Мурманэнергосбыт»

1.11.1.3. Динамика утвержденных тарифов ОАО «Мурманский морской рыбный порт»

Сведения об утвержденных тарифах ОАО «Мурманский морской рыбный порт», устанавливаемых Управлением по тарифному регулированию Мурманской области, представлены в таблице 1.187.

Таблица 1.187 Сведения о размере тарифов ОАО «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 ОАО ММРП через сети ОАО 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
2.	Острый и редуцированный пар для потребителей ОАО ММРП через сети ОАО 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
3.	ГВ для потребителей ОАО ММРП через сети ОАО «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	
		01.01.2014	2864,39	2427,45	от 10.12.2013 №51/1
		01.07.2014	2984,69	2529,40	

* - тарифы указываются с учетом НДС

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Мурманский морской рыбный порт» потребителям, представлена в таблице 1.188.

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Мурманский морской рыбный порт» потребителям, графически представлена на рис. 1.75-1.77.

Таблица 1.188 Динамика утвержденных тарифов ОАО «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	01.01.2011	01.01.2012	01.07.2012	01.09.2012	01.07.2013	01.07.2014
1.	<i>ГВ для потребителей ОАО ММРП через сети ОАО ММРП – население</i>											
	2453,22	1983,82	2102,84	2220,61	2555,92	2663,26		-19,13	6,00	5,60	15,10	4,20
2.	<i>ГВ для потребителей ОАО ММРП через сети ОАО ММРП – прочие потребители</i>											
	2079,00	1681,20	1782,07	1881,87	2166,03	2257,00		-19,13	6,00	5,60	15,10	4,20
3.	<i>Острый и редуцированный пар для потребителей ОАО ММРП через сети ОАО ММРП – прочие потребители</i>											
	2079,00		2203,74	2269,95	2523,57	2629,56			6,00	3,00	11,17	4,20
4.	<i>ГВ для потребителей ОАО ММРП через сети ОАО «МУРМАНЭНЕРГОСБЫТ» - население</i>											
	2453,22	2223,24	2356,64	2488,61	2864,39	2984,69		-9,37	6,00	5,60	15,10	4,20
5.	<i>ГВ для потребителей ОАО ММРП через сети ОАО «МУРМАНЭНЕРГОСБЫТ» - прочие потребители</i>											
	2079,00	1884,10	1997,15	2108,99	2427,45	2529,40		-9,37	6,00	5,60	15,10	4,20

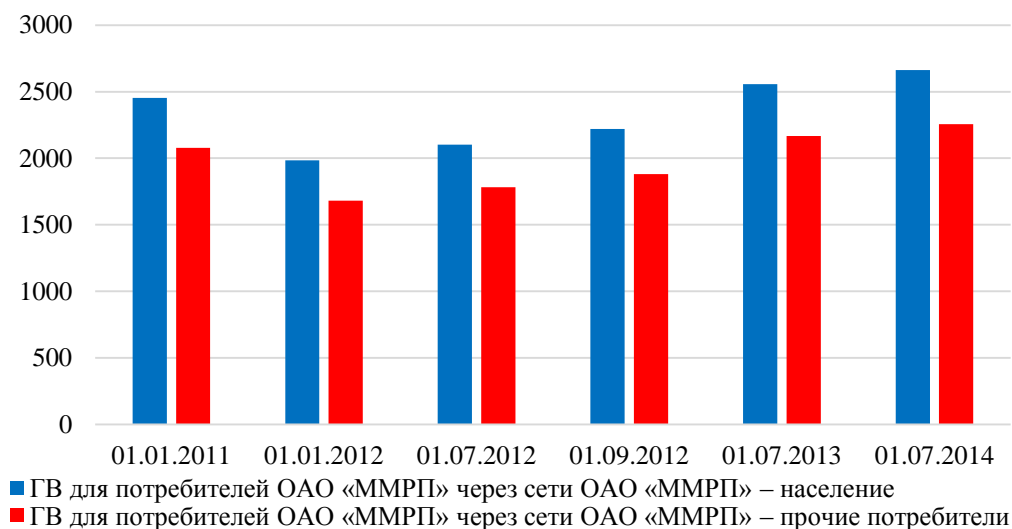


Рисунок 1.75. Динамика установленных тарифов на ГВ для потребителей ОАО ММРП через сети ОАО ММРП

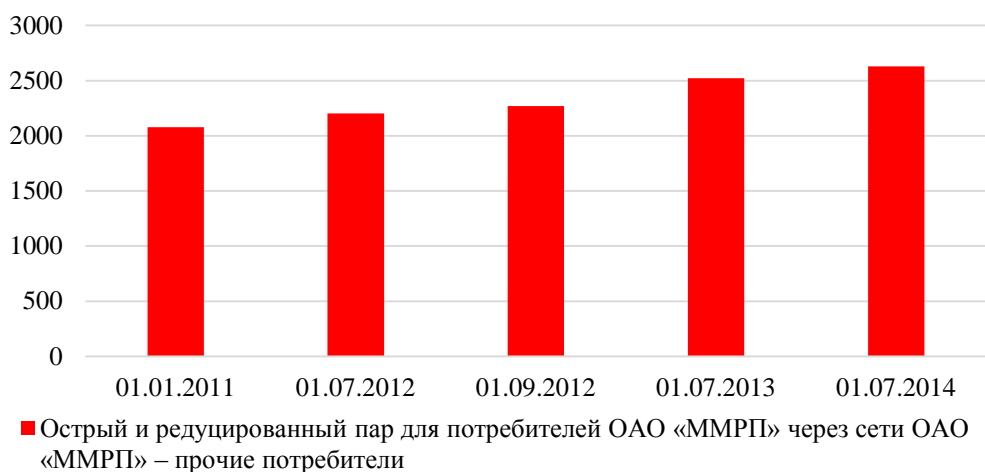


Рисунок 1.76. Динамика установленных тарифов на острый и редуцированный пар для потребителей ОАО ММРП через сети ОАО ММРП

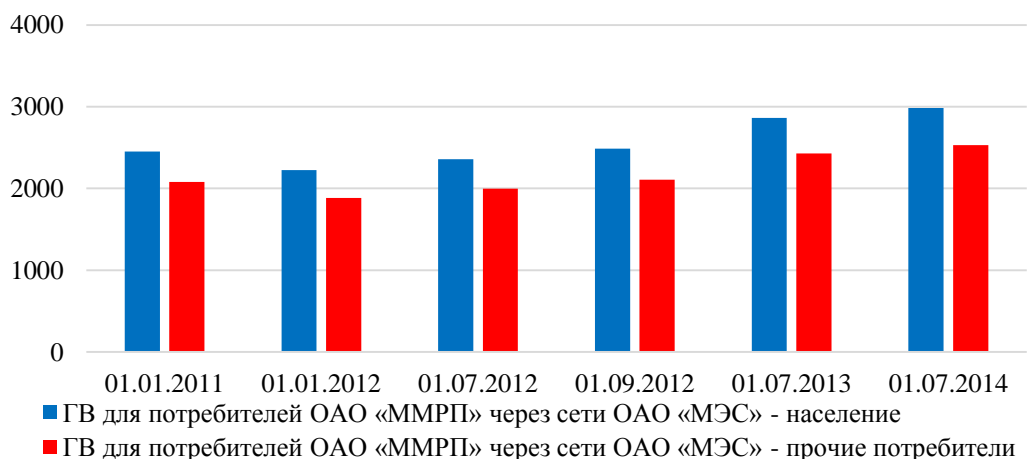


Рисунок 1.77. Динамика установленных тарифов на ГВ для потребителей ОАО ММРП через сети ОАО «Мурманэнергосбыт»

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 1.189.

Таблица 1.189 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.	
		13.01.2012	3561,122	3017,90	от 13.01.2012 №2/1
		01.07.2012	3774,785	3198,97	
		01.09.2012	3986,170	3378,11	
		01.01.2013	3986,170	3378,11	от 21.11.2013 №50/11
		01.07.2013	4588,076	3888,20	
		01.01.2014	4588,076	3888,20	от 15.11.2013 №43/11
		01.07.2014	4780,770	4051,50	
2.	ГВ, поставляемая потребителям мкрн. Дровяное г. Мурманска (угольная котельная)	01.01.2011	н.д.	н.д.	
		13.01.2012	1505,586	1275,92	от 13.01.2012 №2/1
		01.07.2012	1595,926	1352,48	
		01.09.2012	1685,300	1428,22	
		01.01.2013	1685,300	1428,22	от 21.11.2013 №50/11
		01.07.2013	1939,778	1634,88	
		01.01.2014	1939,778	1643,88	от 15.11.2013 №43/11
		01.07.2014	2021,246	1712,92	

* - тарифы указываются с учетом НДС

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую МУП «Мурманская управляющая компания» потребителям, представлена в таблице 1.190.

Таблица 1.190 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	13.01.2012	01.07.2012	01.09.2012	01.07.2013	01.07.2014
1.	<i>ГВ, поставляемая потребителям мкрн. Дровяное г. Мурманска (дизельная котельная) - население</i>									
	3561,122	3774,785	3986,17	4588,076	4780,77		6	5,6	15,1	4,2
2.	<i>ГВ, поставляемая потребителям мкрн. Дровяное г. Мурманска (дизельная котельная) – прочие потребители</i>									
	3017,9	3198,97	3378,11	3888,2	4051,5		6	5,6	15,1	4,2
3.	<i>ГВ, поставляемая потребителям мкрн. Дровяное г. Мурманска (угольная котельная) – население</i>									
	1505,586	1595,926	1685,3	1939,778	2021,246		6	5,6	15,1	4,2
4.	<i>ГВ, поставляемая потребителям мкрн. Дровяное г. Мурманска (угольная котельная) – прочие потребители</i>									
	1275,92	1352,48	1428,22	1634,88	1712,92		6	5,6	15,1	4,2

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую МУП «Мурманская управляющая компания» потребителям, графически представлена на рис. 1.78-1.79.

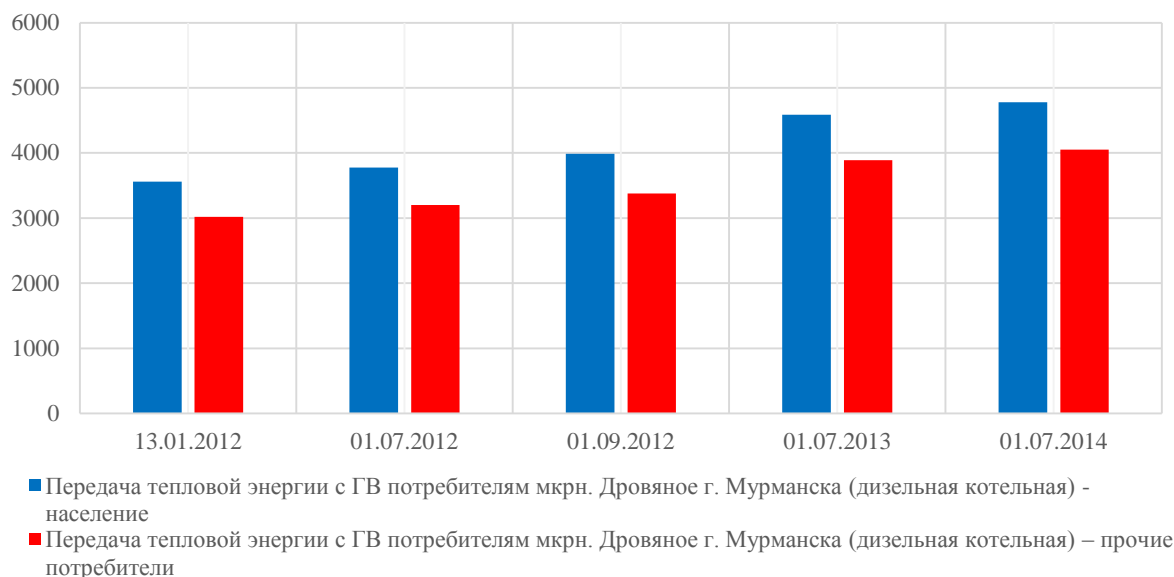


Рисунок 1.78. Динамика установленных тарифов на ГВ от дизельной котельной

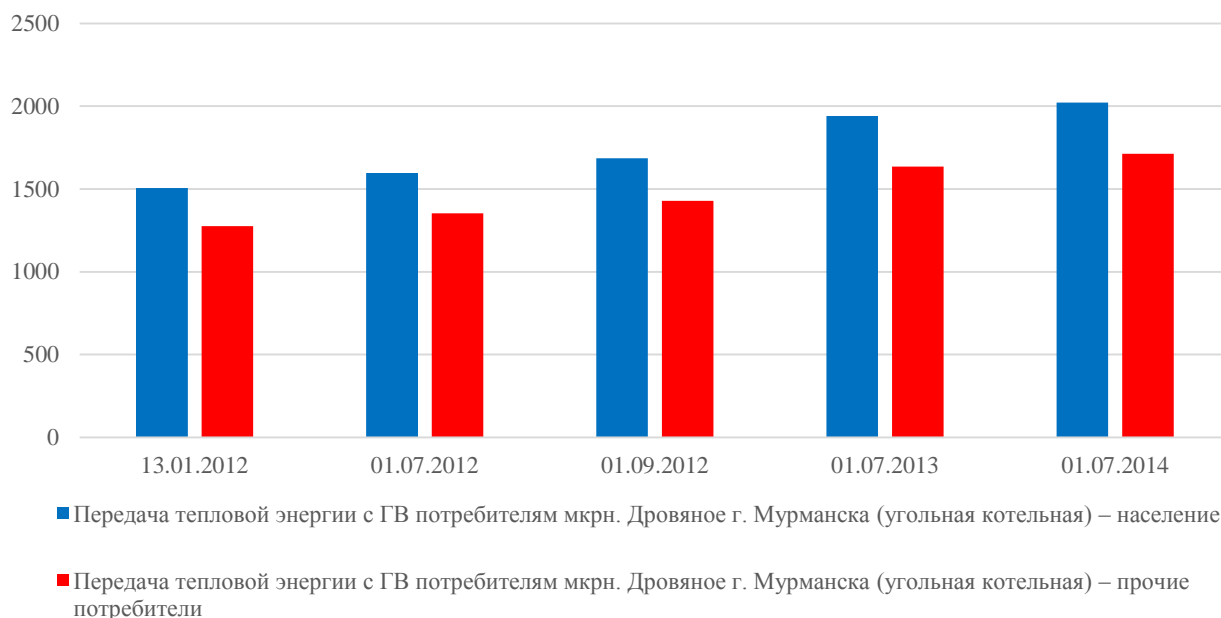


Рисунок 1.79. Динамика установленных тарифов на ГВ от угольной котельной

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 1.191.

Таблица 1.191 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	от 20.11.2013 №44/2
		01.01.2014	-	1142,00	
		01.07.2014	-	1189,34	

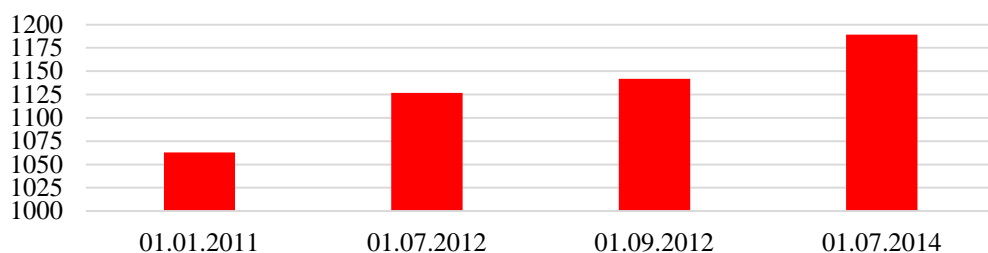
* - тарифы указываются с учетом НДС

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Завод ТО ТБО» потребителям, представлена в таблице 1.192.

Таблица 1.192 Динамика тарифов на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Завод ТО ТБО»

№ п/п	Установленный тариф, руб./Гкал				Изменение тарифа, %			
	01.01.2011	01.07.2012	01.09.2012	01.07.2014	01.01.2011	01.07.2012	01.09.2012	01.07.2014
1.	<i>Отборный пар под давлением свыше 13,0 кг/см², поставляемый потребителям - прочие потребители</i>							
	1063,00	1126,80	1142,00	1189,34		6,00	1,35	4,15

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Завод ТО ТБО» потребителям, графически представлена на рис. 1.80.



■ Отборный пар под давлением свыше 13,0 кг/см², поставляемый потребителям - ...

Рисунок 1.80. 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 1.193.

Таблица 1.193 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	
		01.01.2014	3012,965	2553,36	от 16.12.2013 №55/3
		01.07.2014	3322,656	2815,81	
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	
		01.01.2014	-	157,05	от 16.12.2013 №55/3
		01.07.2014	-	293,43	

* - тарифы указываются с учетом НДС

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Мурманская энергосбытовая компания» потребителям, представлена в таблице 1.194.

Таблица 1.194 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	01.01.2011	01.07.2012	01.09.2012	01.07.2013	01.07.2014
1.	<i>ГВ, поставляемая потребителям – население</i>									
	2365,003	2506,898	2647,283	3012,965	3322,656		6,00	5,60	13,81	10,28
2.	<i>ГВ, поставляемая потребителям – прочие потребители</i>									
	2004,24	2124,49	2243,46	2553,36	2815,81		6,00	5,60	13,81	10,28
3.	<i>Передача тепловой энергии в ГВ – прочие потребители</i>									
	133,9	141,93	149,88	157,05	293,43		6,00	5,60	4,78	86,84

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Мурманская энергосбытовая компания» потребителям, графически представлена на рис. 1.81-1.82.

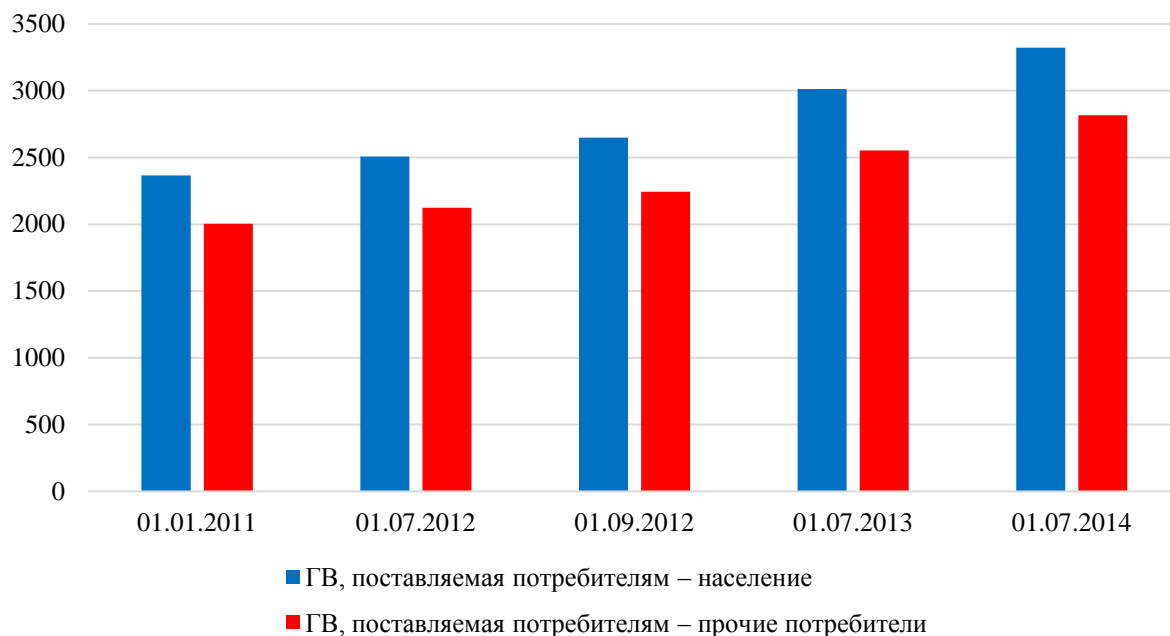


Рисунок 1.81. Динамика установленных тарифов на ГВС

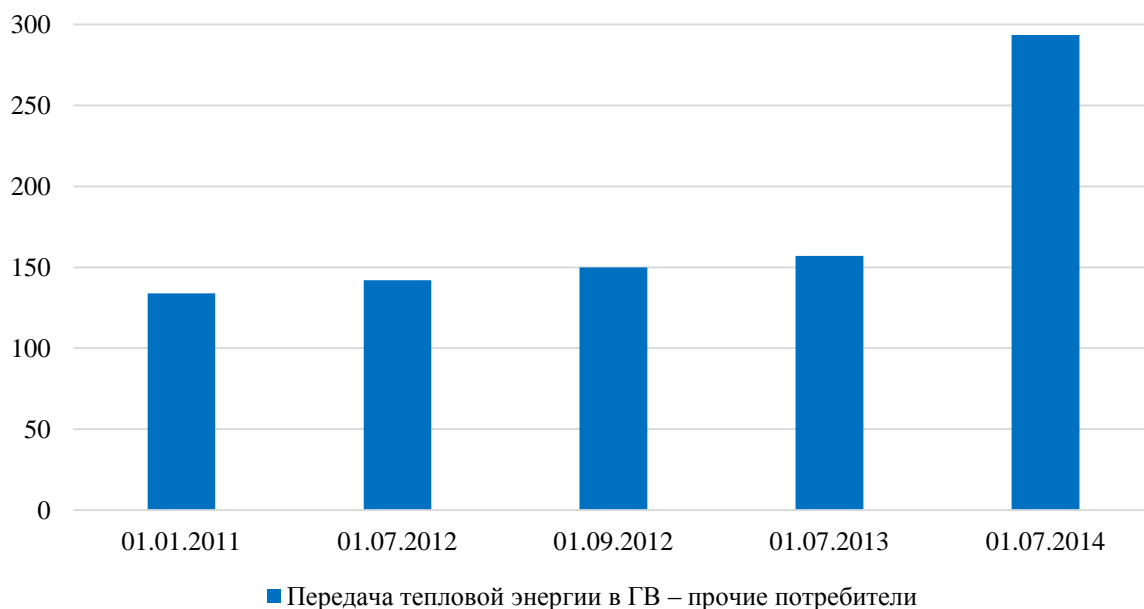


Рисунок 1.82. Динамика установленных тарифов на передачу тепловой энергии в ГВС

1.11.1.7. Динамика установленных тарифов ОАО «Мурманский морской торговый порт»

Сведения об утвержденных тарифах ОАО «Мурманский морской торговый порт», устанавливаемых Управлением по тарифному регулированию Мурманской области, представлены в таблице 1.195.

Таблица 1.195 Сведения о размере тарифов ОАО «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	
		01.01.2014	3544,45	3003,77	от 20.11.2013 №44/1
		01.07.2014	4204,98	3563,54	

* - тарифы указываются с учетом НДС

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Мурманский морской торговый порт» потребителям, представлена в таблице 1.196.

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Мурманский морской торговый порт» потребителям, графически представлена на рис. 1.83.

Таблица 1.196 Динамика утвержденных тарифов ОАО «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	01.01.2011	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		6,00	7,51	28,19	18,64

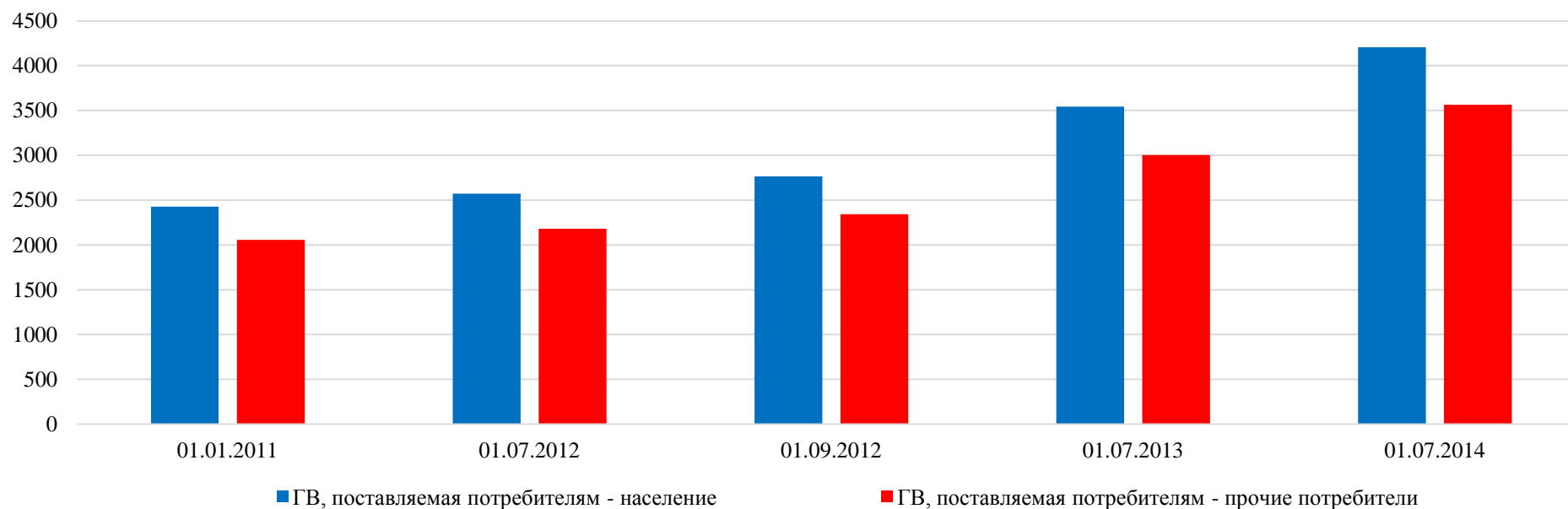


Рисунок 1.83. Динамика установленных тарифов на ГВ ОАО «Мурманский морской торговый порт»

1.11.1.8. Динамика установленных тарифов ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление»

Сведения об утвержденных тарифах ОАО «Ремонтно-эксплуатационное управление», устанавливаемых Управлением по тарифному регулированию Мурманской области, представлены в таблице 1.197.

Таблица 1.197 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	01.09.2011	н.д.	н.д.	н.д.
		12.11.2011	3887,628	3294,60	от 07.11.2011 №47/2
		01.01.2012	3887,628	3294,60	
		01.07.2012	3887,628	3294,60	
		01.09.2012	3887,628	3294,60	
		01.01.2013	3887,628	3294,60	от 25.12.2012 №63/1
		01.07.2013	3887,628	3294,60	
		01.01.2014	3887,628	3294,60	
		01.07.2014	3887,628	3887,628	

* - 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;

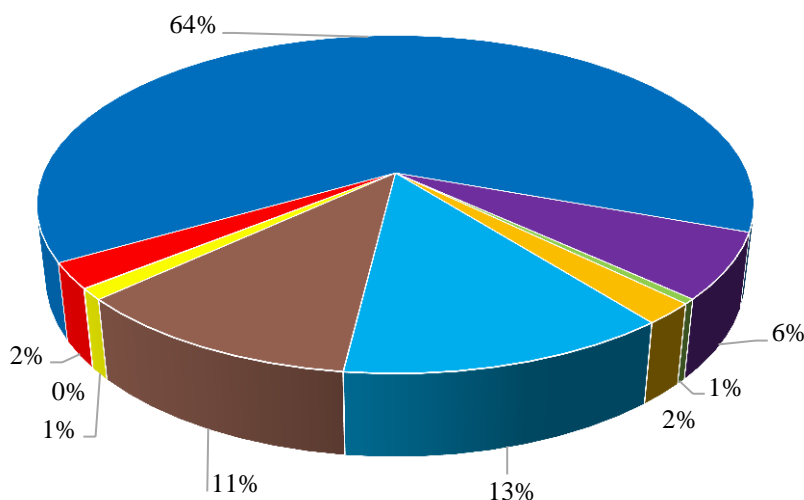
- на амортизацию основных средств и нематериальных активов;
- прочие расходы.

1.11.2.1. Структура цен (тарифов) ОАО «Мурманская ТЭЦ»

Расходы ОАО «Мурманская ТЭЦ», связанные с производством и реализацией тепловой энергии, представлены в таблице 1.1982. Графическое представление дано на диаграмме 1.84.

Таблица 1.198 Расходы ОАО «Мурманская ТЭЦ», связанные с производством и реализацией тепловой энергии

Наименование затрат	Единица измерения	2011	2012	2013
Расходы на топливо	млн. руб.	2 634,8	2 875,9	2560,6
Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	млн. руб.	434,9	240,0	252,0
Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	млн. руб.	17,9	16,16	18,9
Расходы на сырье и материалы на производственные нужды	млн. руб.	72,3	86,9	82,2
Расходы на оплату труда с ЕСН	млн. руб.	408,8	447,8	504,5
Расходы на работы и услуги производственного характера	млн. руб.	420,3	434,5	449,6
в т.ч. подряд	млн. руб.	49,5	41,0	29,6
в т.ч. передача по сетям ОАО «Мурманэнергосбыт»	млн. руб.	356,5	378,5	403,2
Расходы на амортизацию основных производственных средств, используемых в производственном процессе	млн. руб.	42,0	39,8	42,4
НПФ Энергетики	млн. руб.	1,9	2,0	1,5
Прочие расходы	млн. руб.	95,9	100,08	97,5
Итого затрат	млн. руб.	4 128,8	4243,3	4009,2



- 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 сырье и материалы на производственные нужды
- Расходы на оплату труда с ЕСН
- Расходы на работы и услуги производственного характера
- Расходы на амортизацию основных производственных средств, используемых в производственном процессе
- НПФ Энергетики
- Прочие расходы

Рисунок 1.84. Расходы ОАО «Мурманская ТЭЦ», связанные с производством и реализацией тепловой энергии в 2012 году

1.11.2.2. Структура цен (тарифов) ОАО «Мурманэнергосбыт»

Расходы ОАО «Мурманэнергосбыт», связанные с производством и реализацией тепловой энергии, представлены в таблице 1.199-1.200. Графическое представление дано на диаграммах 1.85-1.86. ОАО «Мурманэнергосбыт» начало осуществлять деятельность по теплоснабжению с 01.09.2011 года, таким образом информация по затратам за 2011 год предоставлена за 4 месяца.

Таблица 1.199 Расходы ОАО «Мурманэнергосбыт», связанные с производством и реализацией тепловой энергии

№ 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	тыс.руб.	18 346	47 621	54 127

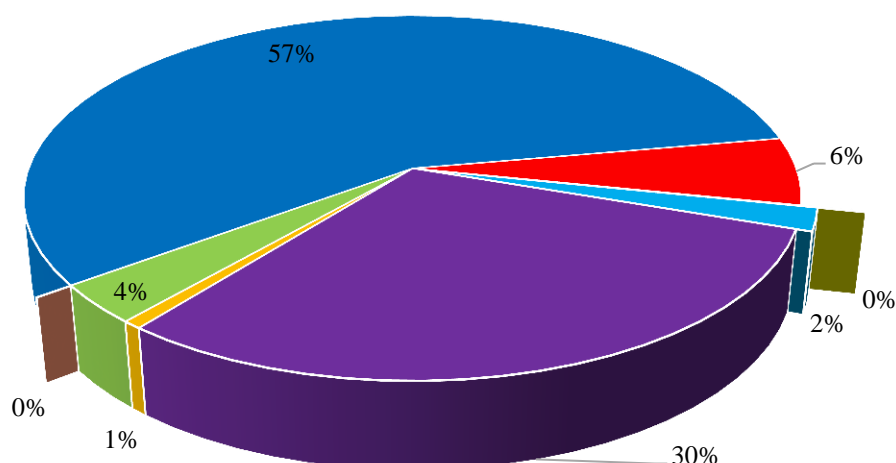
№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	2011	2012	2013
	энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе				
3	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб.	4 947,78	4 692,09	5 123,16
4	Расходы на материалы на производственные 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



Рисунок 1.85. Расходы ОАО «Мурманэнергосбыт», связанные с производством и реализацией тепловой энергии в 2013 году

**Таблица 1.200 Расходы ОАО «Мурманэнергосбыт», связанные с
передачей тепловой энергии**

№ 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 1.86. Расходы ОАО «Мурманэнергосбыт», связанные с передачей тепловой энергии в 2012 году

1.11.2.3. Структура цен (тарифов) ОАО «Мурманский морской рыбный порт»

Расходы ОАО «Мурманский морской рыбный порт», связанные с производством и реализацией тепловой энергии, представлены в таблице 1.201. Графическое представление дано на диаграмме 1.87.

**Таблица 1.201 Расходы ОАО «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



Рисунок 1.87. Расходы ОАО «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 1.202-1.203. Графическое представление дано на диаграммах 1.88-1.89.

Таблица 1.202 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

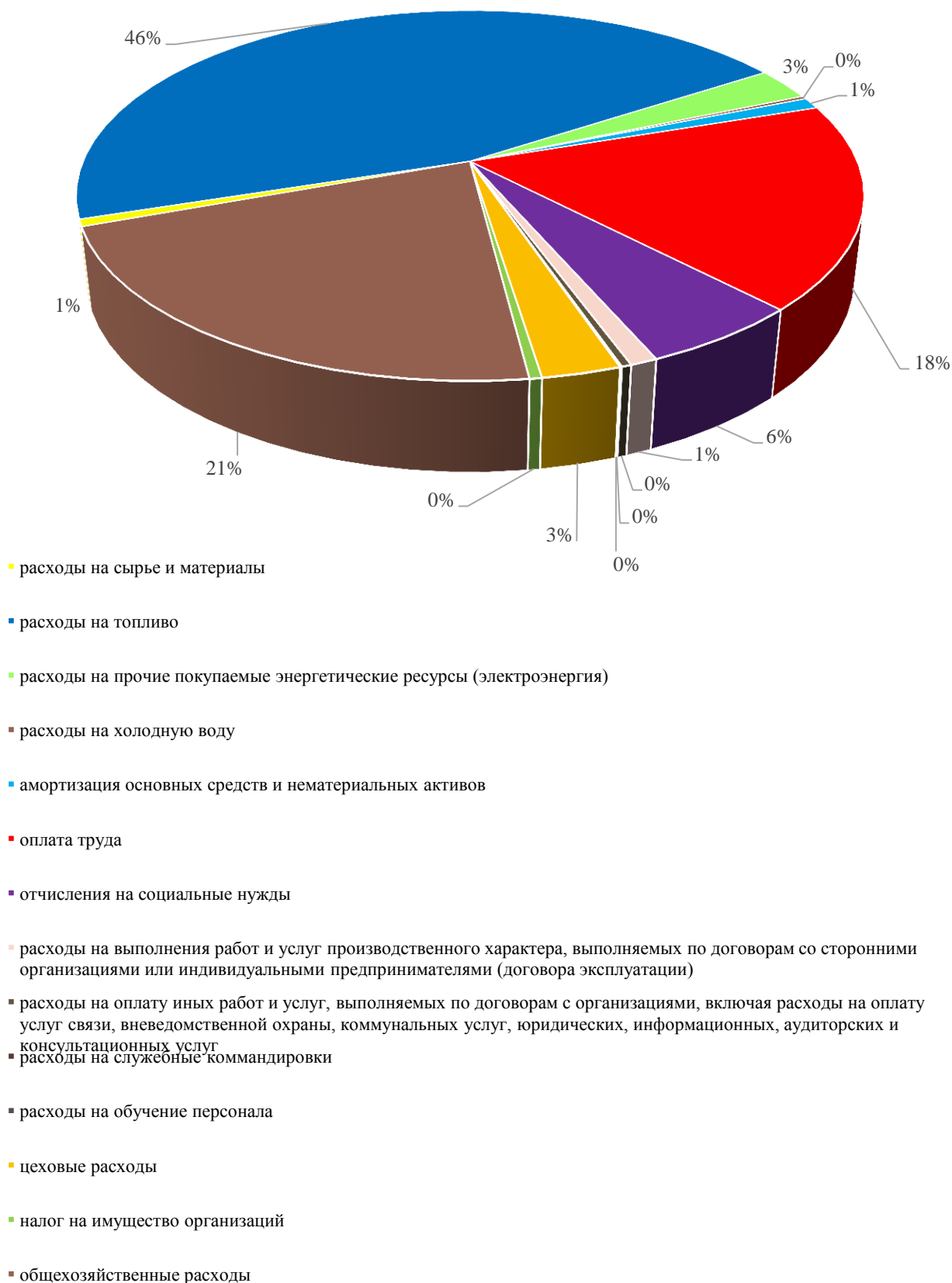


Рисунок 1.88. Расходы МУП «Мурманская управляющая компания», связанные с производством и реализацией тепловой энергии (угольная котельная) за 2013 г

Таблица 1.203 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 (услуг), всего	14 822,00	15 517,22
<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	



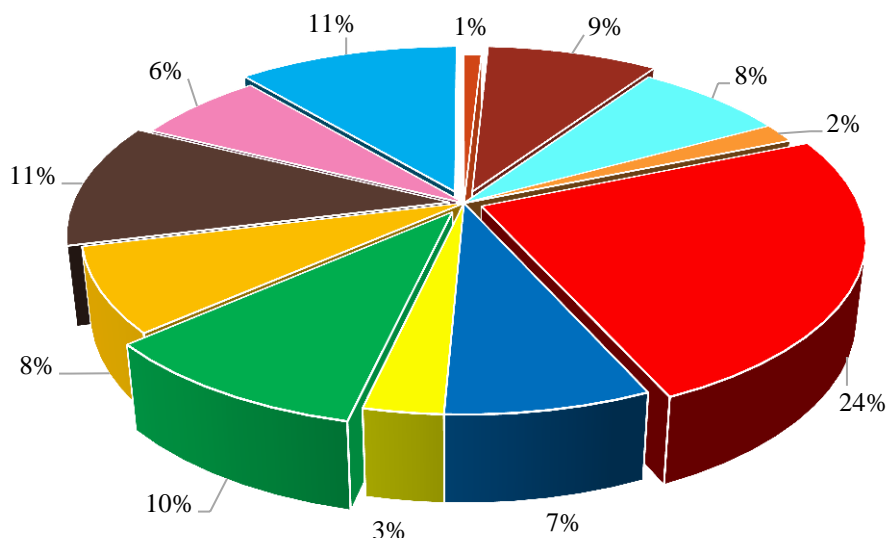
Рисунок 1.89. Расходы МУП «Мурманская управляющая компания», связанные с производством и реализацией тепловой энергии (дизельная котельная)

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 1.204. Графическое представление дано на диаграмме 1.90.

Таблица 1.204 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

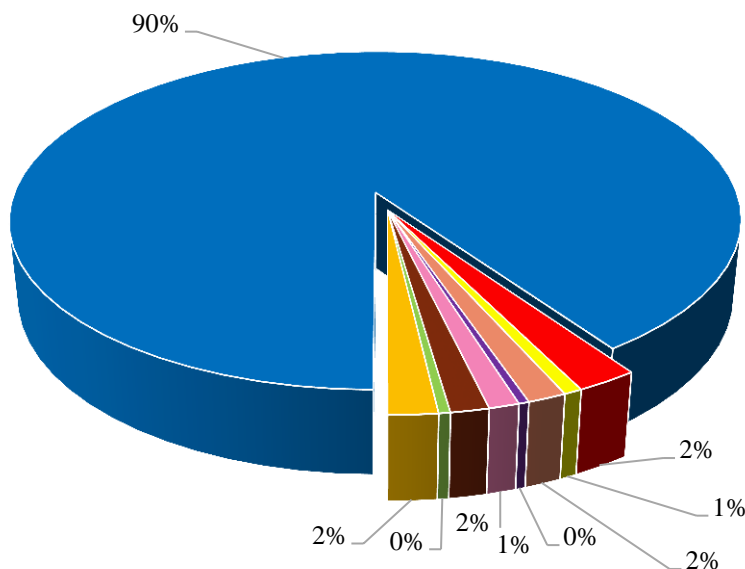
Рисунок 1.90. Расходы ОАО «Завод ТО ТБО», связанные с производством и реализацией тепловой энергии

1.11.2.6. Структура цен (тарифов) ОАО «Мурманская энергосбытовая компания»

Расходы ОАО «Мурманская энергосбытовая компания», связанные с реализацией тепловой энергии, представлены в таблице 1.205. Графическое представление дано на диаграмме 1.91.

Таблица 1.205 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

Рисунок 1.91. Расходы ОАО «Мурманская энергосбытовая компания», связанные с реализацией тепловой энергии в 2012

1.11.2.7. Структура цен (тарифов) ОАО «Мурманский морской торговый порт»

Расходы ОАО «Мурманский морской торговый порт», связанные с производством и реализацией тепловой энергии, представлены в таблице 1.206. Графическое представление дано на диаграмме 1.92.

Таблица 1.206 Расходы ОАО «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 1.92. Расходы ОАО «Мурманский морской торговый порт», связанные с производством и реализацией тепловой энергии в 2013

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 1.207. Графическое представление дано на диаграмме 1.93.

**Таблица 1.207 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



Рисунок 1.93. 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

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 98,792 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.

1.12.1. 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 бесхозных тепловых сетей. Бесхозные тепловые сети снижают надежность теплоснабжения, так как их ремонт осуществляется только в экстренных случаях, как правило, при возникновении аварий или инцидентов.

1.12.2. 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 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. Планы по переводу мазутных источников тепловой энергии на альтернативные виды топлива на данный момент отсутствуют, программа газификации города Мурманска не утверждена.

1.12.3. 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 2009-2014 гг не выявлено.

1.12.4. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения

Предписания надзорных органов об устранении нарушений отсутствуют.