

**Схема теплоснабжения  
муниципального образования  
городской округ город-герой Мурманск  
на период с 2023 по 2042 годы  
(актуализация на 2025 год)**



СОГЛАСОВАНО:  
Генеральный директор  
ООО «Невская Энергетика»

\_\_\_\_\_ Е.А. Кикоть  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2024 г.

СОГЛАСОВАНО:  
Председатель Комитета по жилищной  
политике администрации города Мурманска

\_\_\_\_\_ А.Ю. Червинко  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2024 г.

**Схема теплоснабжения  
муниципального образования  
городской округ город-герой Мурманск  
на период с 2023 по 2042 годы  
(актуализация на 2025 год)**

г. Санкт-Петербург  
2024 год



## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

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

## СОСТАВ ДОКУМЕНТА

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

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

## Оглавление

<b>СОСТАВ ДОКУМЕНТА</b> .....	4
Оглавление.....	5
Определения.....	12
Перечень принятых обозначений.....	14
<b>РАЗДЕЛ 1. ПОКАЗАТЕЛИ СУЩЕСТВУЮЩЕГО И ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ГОРОДА МУРМАНСК</b>	16
1.1. Величина существующей отапливаемой площади строительных фондов и приросты отапливаемой площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам - на каждый год первого 5-летнего периода и на последующие 5-летние периоды .....	16
1.2. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления на каждом этапе.....	28
1.3. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, на каждом этапе.....	34
1.4. Существующие и перспективные величины средневзвешенной плотности тепловой нагрузки в каждом расчетном элементе территориального деления, зоне действия каждого источника тепловой энергии, каждой системе теплоснабжения и по городу в целом.....	34
<b>РАЗДЕЛ 2. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОМОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОМОЩНОСТИ И ТЕПЛОМОЩНОСТИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ</b>	36
2.1. Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии.....	36
2.2. Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии.....	41
2.3. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки потребителей в зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть, на каждом этапе .....	43
2.4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей в случае, если зона действия источника тепловой	

энергии расположена в границах двух или более поселений, городских округов либо в границах городского округа (поселения) и города федерального значения или городских округов (поселений) и города федерального значения, с указанием величины тепловой нагрузки для потребителей каждого поселения, городского округа, города федерального значения .....	72
2.5. Радиус эффективного теплоснабжения, определяемый в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения .....	74

### **РАЗДЕЛ 3. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ**

#### **ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ** 76

3.1. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей.....	76
3.2. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения .....	94

### **РАЗДЕЛ 4. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МАСТЕР-ПЛАНА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ**

#### **ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА МУРМАНСКА** 95

4.1. Описание сценариев развития теплоснабжения города Мурманска.....	95
4.2. Обоснование выбора приоритетного сценария развития теплоснабжения города Мурманска .....	97

### **РАЗДЕЛ 5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ,**

#### **ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ**

#### **ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ** 111

5.1. Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях города Мурманска, для которых отсутствует возможность или целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии.....	111
5.2. Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии.....	112
5.3. Предложения по техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения.....	144
5.4. Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных.....	194

5.5. Меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы, в случае если продление срока службы технически невозможно или экономически нецелесообразно.....	194
5.6. Меры по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии .....	194
5.7. Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в пиковый режим работы, либо по выводу их из эксплуатации .....	194
5.8. Температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников тепловой энергии в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, и оценку затрат при необходимости его изменения .....	195
5.9. Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с предложениями по сроку ввода в эксплуатацию новых мощностей.....	195
5.10. Предложения по вводу новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива .....	196

**РАЗДЕЛ 6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ** 197

6.1. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов) .....	198
6.2. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах города Мурманска под жилищную, комплексную или производственную застройку.....	201
6.3. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения .....	210

6.4. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных.....	211
6.5. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения потребителей .....	221
6.6. Предложения по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки .....	221
6.7. Предложения по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса .....	223
6.8. Предложения по строительству и реконструкции и (или) модернизации насосных станций.....	244

**РАЗДЕЛ 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ** 247

7.1. Предложения по переводу существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого необходимо строительство индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов при наличии у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения .....	247
7.2. Предложения по переводу существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого отсутствует необходимость строительства индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов по причине отсутствия у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения.....	263

**РАЗДЕЛ 8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ** 264

8.1. Перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии по видам основного, резервного и аварийного топлива на каждом этапе.....	264
8.2. Потребляемые источником тепловой энергии виды топлива, включая местные виды топлива, а также используемые возобновляемые источники энергии.....	279
8.3. Виды топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их долю и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения .....	280



- 8.4. Преобладающий в городе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в городе Мурманске .....289
- 8.5. Приоритетное направление развития топливного баланса города Мурманска ..289

**РАЗДЕЛ 9. ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ** 290

- 9.1. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии на каждом этапе .....290
- 9.2. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов на каждом этапе .....305
- 9.3. Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения.....309
- 9.4. Предложения по величине необходимых инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения на каждом этапе .....309
- 9.5. Оценка эффективности инвестиций по отдельным предложениям .....309
- 9.6. Величина фактически осуществленных инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию объектов теплоснабжения за базовый период и базовый период актуализации.....311

**РАЗДЕЛ 10. РЕШЕНИЕ О ПРИСВОЕНИИ СТАТУСА ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЯМ)** 312

- 10.1. Решение о присвоении статуса единой теплоснабжающей организации (организациям) .....312
- 10.2. Реестр зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций).....316
- 10.3. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации .....317
- 10.4. Информация о поданных теплоснабжающими организациями заявках на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации.....325
- 10.5. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах города Мурманска .....325

<b>РАЗДЕЛ 11. РЕШЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ</b>	326
<b>РАЗДЕЛ 12. РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ</b>	327
<b>РАЗДЕЛ 13. СИНХРОНИЗАЦИЯ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ СО СХЕМОЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И ГАЗИФИКАЦИИ МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ, СХЕМОЙ И ПРОГРАММОЙ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ, А ТАКЖЕ СО СХЕМОЙ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ ГОРОДА МУРМАНСКА</b>	328
13.1. Описание решений (на основе утвержденной региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций) о развитии соответствующей системы газоснабжения в части обеспечения топливом источников тепловой энергии .....	328
13.2. Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии	329
13.3. Предложения по корректировке (разработке) утвержденной региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций для обеспечения согласованности такой программы с указанными в схеме теплоснабжения решениями о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения .....	329
13.4. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы и программы развития Единой энергетической системы России) о строительстве, реконструкции, техническом перевооружении и (или) модернизации, выводе из эксплуатации источников тепловой энергии и генерирующих объектов, включая входящее в их состав оборудование, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в части перспективных балансов тепловой мощности в схемах теплоснабжения .....	329
13.5. Предложения по строительству генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, указанных в схеме теплоснабжения, для их учета при разработке схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации, схемы и программы развития Единой энергетической системы России, содержащие в том числе описание участия указанных объектов в перспективных балансах тепловой мощности и энергии .....	330
13.6. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы водоснабжения Мурманска) о развитии соответствующей системы водоснабжения в части, относящейся к системам теплоснабжения .....	330

13.7. Предложения по корректировке утвержденной (разработке) схемы водоснабжения Мурманска для обеспечения согласованности такой схемы и указанных в схеме теплоснабжения решений о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения.....	330
---	-----

<b>РАЗДЕЛ 14. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА МУРМАНСКА</b>	<b>330</b>
<b>РАЗДЕЛ 15. ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ</b>	<b>346</b>

## Определения

В настоящей работе применяют следующие термины с соответствующими определениями:

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

<b>Термины</b>	<b>Определения</b>
Зона действия источника тепловой энергии	Территория городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения
Установленная мощность источника тепловой энергии	Сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды
Располагаемая мощность источника тепловой энергии	Величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.)
Мощность источника тепловой энергии нетто	Величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды
Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии	Режим работы теплоэлектростанций, при котором производство электрической энергии непосредственно связано с одновременным производством тепловой энергии
Теплосетевые объекты	Объекты, входящие в состав тепловой сети и обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии
Расчетный элемент территориального деления	Территория городского округа или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения
Граница эксплуатационной ответственности	Линия раздела элементов источников тепловой энергии, тепловых сетей или теплопотребляющих установок по признаку ответственности за эксплуатацию тех или иных элементов, устанавливаемая соглашением сторон договора теплоснабжения, договора оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя, договора поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя, а при отсутствии такого соглашения - определяемая по границе балансовой принадлежности
Смежные организации	Организации, владеющие на праве собственности или на ином законном основании технологически связанными тепловыми сетями и (или) источниками тепловой энергии в системе теплоснабжения. Под смежной организацией в целях настоящих Правил понимается также индивидуальный предприниматель, владеющий на праве собственности или на ином законном основании технологически связанными тепловыми сетями и (или) источниками тепловой энергии в системе теплоснабжения.

## Перечень принятых обозначений

№ п/п	Сокращение	Пояснение
1	АСКУТЭ	Автоматическая система контроля и учета тепловой энергии
2	АСКУЭ	Автоматизированная система контроля и учета электроэнергии
3	АСУТП	Автоматизированная система управления технологическими процессами
4	БМК	Блочно-модульная котельная
5	ВК	Ведомственная котельная
6	ВПУ	Водоподготовительная установка
7	ГВС	Горячее водоснабжение
8	ГТУ	Газотурбинная установка
9	ЕТО	Единая теплоснабжающая организация
10	ЗАТО	Закрытое территориальное образование
11	ИП	Инвестиционная программа
12	ИС	Инвестиционная составляющая
13	ИТП	Индивидуальный тепловой пункт
14	КРП	Квартальный распределительный пункт
15	МК, КМ	Муниципальная котельная
16	ММРП	Мурманский морской рыбный порт
17	ММТП	Мурманский морской торговый порт
18	МУП	Муниципальное унитарное предприятие
19	НВВ	Необходимая валовая выручка
20	НДС	Налог на добавленную стоимость
21	ННЗТ	Неснижаемый нормативный запас топлива
22	НС	Насосная станция
23	НТД	Нормативная техническая документация
24	НЭЗТ	Нормативный эксплуатационный запас основного или резервного видов топлива
25	ОВ	Отопление и вентиляция
26	ОВК	Отопительно-водогрейная котельная
27	ОДЗ	Общественно-деловая застройка
28	ОДС	Оперативная диспетчерская служба
29	ОИК	Оперативный информационный комплекс
30	ОКК	Организация коммунального комплекса
31	ОНЗТ	Общий нормативный запас топлива
32	ОЭТС	Отдел эксплуатации тепловых сетей
33	ПВК	Пиковая водогрейная котельная
34	ПГУ	Парогазовая установка
35	ПИР	Проектные и изыскательские работы
36	ПНС	Повысительно-насосная станция
37	ПП РФ	Постановление Правительства Российской Федерации
38	ППМ	Пенополиминерал
39	ППУ	Пенополиуретан
40	ПСД	Проектно-сметная документация

<b>№ п/п</b>	<b>Сокращение</b>	<b>Пояснение</b>
41	РЭК	Региональная энергетическая комиссия
42	СМР	Строительно-монтажные работы
43	СЦТ	Система централизованного теплоснабжения
44	ТБО	Твердые бытовые отходы
45	ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль
46	ТФУ	Теплофикационная установка
47	ТЭ	Тепловая энергия
48	ТЭО	Технико-экономическое обоснование
49	ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль
50	УПБС ВР	Укрупненный показатель базовой стоимости на виды работ
51	УПР	Укрупненный показатель базисных стоимостей по видам строительства
52	УРУТ	Удельный расход условного топлива
53	УСС	Укрупненный показатель сметной стоимости
54	ФОТ	Фонд оплаты труда
55	ФСТ	Федеральная служба по тарифам
56	ХВО	Химводоочистка
57	ХВП	Химводоподготовка
58	ЦТП	Центральный тепловой пункт
59	ЭБ	Энергоблок
60	ЭМ	Электронная модель системы теплоснабжения г. Мурманск

## **РАЗДЕЛ 1. ПОКАЗАТЕЛИ СУЩЕСТВУЮЩЕГО И ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ГОРОДА МУРМАНСК**

Прогноз перспективного потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения потребителей г. Мурманска приведен в Главе 2 Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения «Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения».

**1.1. Величина существующей отапливаемой площади строительных фондов и приросты отапливаемой площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам - на каждый год первого 5-летнего периода и на последующие 5-летние периоды**

По согласованию с Администрацией г. Мурманска в качестве расчетного элемента территориального деления принят округ. В настоящее время в городе Мурманск насчитывается 3 округа: Ленинский, Первомайский и Октябрьский.

Административное деление г. Мурманска показано на рисунке 1.

Прогноз прироста строительных площадей выполнен на основании данных комитета по жилищной политике и комитета градостроительства и территориального развития администрации города Мурманска, с учетом имеющихся проектов планировок. Кроме того, использованы данные о выданных технических условиях на подключение новых объектов к системе централизованного теплоснабжения, предоставленные теплоснабжающими организациями города, данные по сносу ветхого и аварийного жилья.





**Рисунок 1. Существующее административное деление г. Мурманска**

Генеральным планом развития г. Мурманска предусматривается увеличение средней жилищной обеспеченности населения общей площадью жилья до 30 кв. м на

человека. Прирост средней жилищной обеспеченности за расчетный период действия Генерального плана должен составить 5,4 кв. м на человека или 22,1 %.

Генеральным планом развития г. Мурманска предусмотрено развитие следующих зон жилой застройки:

*Зона застройки многоэтажными жилыми домами*

- в левобережной части – пос. Дровяное, пос. Абрам – Мыс в соответствии с утвержденным генеральным планом;
- в Ленинском округе – кварталы № 2, 3, 4, 41 в соответствии с утвержденным генеральным планом;
- в Октябрьском округе – район Больничный;
- в Первомайском округе – район Жилстрой в соответствии с утвержденным генеральным планом;
- уплотнительная застройка в Ленинском округе, в соответствии с утвержденным генеральным планом;
- микрорайон 204, в соответствии с утвержденным генеральным планом.

*Зона застройки среднеэтажными жилыми домами* предназначена для застройки многоквартирными жилыми домами (этажность от 5 до 8 эт.) и сопутствующими объектами первичной ступени культурно-бытового обслуживания. Зона застройки среднеэтажными жилыми домами определена на существующие отдельные кварталы со зданиями не выше 8 этажей, а также предлагается проектная зона в Первомайском округе, к югу от района Жилстрой.

*Зона застройки малоэтажными жилыми домами* предназначена для застройки преимущественно многоквартирными жилыми домами (этажность до 4), домами блокированной застройки и сопутствующими объектами первичной ступени культурно-бытового обслуживания с размещением объектов инженерного обеспечения. Предлагается развитие зон застройки малоэтажными жилыми домами на следующих территориях:

- в микрорайоне Росляково, в соответствии с утвержденным генеральным планом
- вблизи ул. Достоевского - в соответствии с утвержденным генеральным планом;
- в Октябрьском округе – северо-восточная часть округа, в соответствии с утвержденным генеральным планом;

- на участке в районе автомобильной дороги общего пользования федерального значения Р-21 «Кола» Санкт-Петербург – Петрозаводск – Мурманск – Печенга – граница с Королевством Норвегия, в соответствии с утвержденным генеральным планом;

*Зона застройки индивидуальными жилыми домами* предназначена для застройки индивидуальными жилыми домами (этажность до 3) и сопутствующими объектами первичной ступени культурно-бытового обслуживания с размещением объектов инженерного обеспечения.

Развитие зон индивидуальной жилой застройки предлагается:

- в Первомайском округе – в районе улицы Капитана Орликовой, в соответствии с утвержденным генеральным планом; в районе проезда Молодежный, к югу от мкрн Жилстрой;

- восточнее проезда Ледокольного;

- в районе Панорамный и ул. Огни Мурманска, в районе объездной дороги;

- на пересечении ул. Шевченко и автомобильной дороги общего пользования федерального значения Р-21 «Кола» Санкт-Петербург – Петрозаводск – Мурманск – Печенга – граница с Королевством Норвегия, в соответствии с утвержденным генеральным планом;

- на участке к югу от долины Уюта;

- в левобережной части – в районе пос. Дровяное, в соответствии с утвержденным генеральным планом;

- в районе пос.Абрам-Мыс, в соответствии с утвержденным генеральным планом;

- в районе ул. Лесная;

- уплотнительная застройка в юго-западной части жилого мкр. Росляково- в соответствии с утвержденным генеральным планом.

- в Ленинском округе - квартал 180.

**Таблица 1 – Прогноз приростов площади строительных фондов**

Перспективные объекты	Разм-ть	Суммарная площадь	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2036	2037-2042
<b>Октябрьский округ</b>												
Административное здание ГОБУ «МФЦ МО» по адресу: г. Мурманск, Театральный бульвар, д.3	кв.м	335	0	0	0	335	0	0	0			
Реконструкция комплекса зданий ГОБУЗ «Мурманский областной онкологический диспансер» по адресу: г. Мурманск, ул. Академика Павлова, д. 6 к. 3	кв.м	8230	0	0	8230	0	0	0	0			
МКД на Павлова	кв.м	779	0	0	779	0	0	0	0			
Реконструкция комплекса зданий ГОБУЗ «Мурманский областной онкологический диспансер»: Инфек-ый корп., Хирург-ий корп., зд-е Архива, паталогоанатом-ого к., Станция СП	кв.м	7745	0	0	7745	0	0	0	0			
ул. Рогозерская МФК (Плазма) 2я очередь	кв.м	11907	0	0	0	11907	0	0	0			
Система вентиляции Гимназии № 1, Связи, 30	кв.м	3169	0	0	0	3169	0					
Домостроительная,18/1	кв.м	2079	0	0	0	2079	0	0	0			
Папанина, 2	кв.м	1050	0	0	3300	0	0					
<b>Итого по Октябрьскому округу</b>		<b>37543</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>20054</b>	<b>17490</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Первомайский округ</b>												
Школа на 500 мест в районе улиц Советская – Горького – Фрунзе	кв.м	8396	0	0	8396	0	0	0	0			
Пограничное управление ФСБ ул. Зои Космодемьянской	кв.м	11110	0	11110	0	0	0	0	0			
«Быстровозводимый спортивный комплекс с плавательным бассейном» на Кольском проспекте	кв.м	8330	0	0	8330	0	0	0	0			
Комплексная жилая застройка в р-не ул.Бондарная	кв.м	5175	0	0	0	5175	0	0	0			
Склад автотехнического центра по адресу: пр. Кольский, д. 116	кв.м	400	0	0	0	400	0	0	0			

Перспективные объекты	Разм-ть	Суммарная площадь	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2036	2037-2042
Строительство физкультурно-оздоровительного комплекса с плавательным бассейном «СБ-48»	кв.м	11050	0	0	0	11050	0	0	0			
Многоэтажная жилая застройка по пр-кт Кольский (ООО «Аванта»)	кв.м	15562	0	0	0	15562	0	0	0			
Здание Российской учебно-спортивной базы, Долина Уюта,1	кв.м	1337	0	0	0	1337	0	0	0			
<b>Итого по Первомайскому округу</b>		<b>61360</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>27836</b>	<b>33525</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Ленинский округ</b>												
ОАО "РЖД", пр. Портовый, 50	кв.м	2065	0	0	2065	0	0	0	0	0	0	0
МКД, ул. Кирпичная, д.1 и д.2	кв.м	4533	0	0	2267	2267	0	0	0	0	0	0
МКД, ул. Бредова, д. 9	кв.м	873	0	0	873	0	0	0	0	0	0	0
Школа по пер. Казарменному	кв.м	9840	0	0	0	9840	0	0	0	0	0	0
"Оптово-розничный магазин "Индустриальный", ул. Свердлова, д. 11	кв.м	2000	0	2000	0	0	0	0	0	0	0	0
"Центр культурного развития в городе Мурманске", в районе дома № 35 по ул. Аскольдовцев	кв.м	2400	0	0	2400	0	0	0	0	0	0	0
Административно-бытовое здание, ул. Александра Невского, д. 59, к. 1	кв.м	2367	0	2367	0	0	0	0	0	0	0	0
МКД, район дома № 11 по ул. Успенского	кв.м	3467	0	0	3467	0	0	0	0	0	0	0
<b>Итого по Ленинскому округу</b>	кв.м	<b>27545</b>	<b>0</b>	<b>4367</b>	<b>11072</b>	<b>12107</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

**Таблица 2 – Изменение площади строительных фондов накопительным итогом**

Наименование показателей	Ед.изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2036	2037-2042
<b>Ленинский округ</b>	<b>кв.м</b>	0,0	4366,7	15438,3	27545,0	27545,0	27545,0	27545,0	27545,0	27545,0	27545,0
Многоэтажный жилищный фонд	кв.м	0,0	0,0	6606,7	8873,3	8873,3	8873,3	8873,3	8873,3	8873,3	8873,3
Средне- и малоэтажный жилищный фонд	кв.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Общественно-деловая застройка	кв.м	0,0	4366,7	8831,7	18671,7	18671,7	18671,7	18671,7	18671,7	18671,7	18671,7
<b>Октябрьский округ</b>	<b>кв.м</b>	0,0	0,0	20053,5	37543,2	37543,2	37543,2	37543,2	37543,2	37543,2	37543,2
Многоэтажный жилищный фонд	кв.м	0,0	0,0	4078,5	6157,1	6157,1	6157,1	6157,1	6157,1	6157,1	6157,1
Средне- и малоэтажный жилищный фонд	кв.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
общественно-деловая застройка	кв.м	0,0	0,0	15975,0	31386,1	31386,1	31386,1	31386,1	31386,1	31386,1	31386,1
<b>Первомайский округ</b>	<b>кв.м</b>	0,0	0,0	27835,7	61360,3	61360,3	61360,3	61360,3	61360,3	61360,3	61360,3
Многоэтажный жилищный фонд	кв.м	0,0	0,0	0,0	20737,2	20737,2	20737,2	20737,2	20737,2	20737,2	20737,2
Средне- и малоэтажный жилищный фонд	кв.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
общественно-деловая застройка	кв.м	0,0	0,0	27835,7	40623,1	40623,1	40623,1	40623,1	40623,1	40623,1	40623,1
<b>Всего</b>	<b>кв.м</b>	<b>0,0</b>	<b>4366,7</b>	<b>63327,5</b>	<b>126448,5</b>	<b>126448,5</b>	<b>126448,5</b>	<b>126448,5</b>	<b>126448,5</b>	<b>126448,5</b>	<b>126448,5</b>

**Таблица 3 – Снос (вывод из эксплуатации) жилых зданий с общей площадью фонда на период до 2042 года**

Наименование показателей	Ед.изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2036	2037-2042
<b>Ленинский округ</b>	<b>кв.м</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>434,7</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
Средне- и малоэтажный жилищный фонд, в т.ч.		-	-	434,7	-	-	-	-	-	-	-
МЖД, ул. Шестой Комсомольской Батареи, д.53	<b>кв.м</b>			434,7							
<b>Октябрьский округ</b>	<b>кв.м</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3297,1</b>	<b>1534,8</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Средне- и малоэтажный жилищный фонд, в т.ч.		-	-	3297,1	1534,8	-	-	-	-	-	-
МЖД, ул.Чехова, д.7	<b>кв.м</b>			436,0							
МЖД, ул. Радищева, д.66	<b>кв.м</b>			515,0							
МЖД, ул.Чехова, д.3	<b>кв.м</b>			432,6							
МЖД, ул.Чехова, д.5	<b>кв.м</b>			429,1							
МЖД, переулок Дальний, д.10	<b>кв.м</b>			349,2							
МЖД, ул.Радищева, д.72/6	<b>кв.м</b>			350,1							
МЖД, переулок Дальний, д.12	<b>кв.м</b>			435,5							
МЖД, ул.Чехова, д.9	<b>кв.м</b>			349,6							
МЖД, переулок Дальний, д.14	<b>кв.м</b>				421,0						
МЖД, ул.Радищева, д.68	<b>кв.м</b>				336,6						
МЖД, ул.Радищева, д.62/1	<b>кв.м</b>				439,5						
МЖД, ул.Радищева, д.70	<b>кв.м</b>				337,7						
<b>Первомайский округ</b>	<b>кв.м</b>	<b>1200</b>	<b>0</b>	<b>1371,2</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Средне- и малоэтажный жилищный фонд, в т.ч.		1200	-	840	-	-	-	-	-	-	-
МЖД, ул. Фрунзе, д. 12	<b>кв.м</b>	1200									
МЖД, ул. Фрунзе, д. 3/10	<b>кв.м</b>			840							
<b>Всего*</b>	<b>кв.м</b>	<b>1200</b>	<b>0,0</b>	<b>4571,8</b>	<b>1534,8</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

\*в соответствии с положениями Градостроительного кодекса РФ, снос объектов капитального строительства носит уведомительный характер. В настоящее время, в Комитете имущественных отношений имеется перечень объектов (аварийные дома), подключенных к теплоснабжению и планируемых к выводу из эксплуатации на 2023-2025 гг. При последующих актуализациях, перечень объектов, подлежащих к выводу из эксплуатации на более позднем сроке, будет корректироваться.

**Таблица 4 – Общее (с учетом вывода из эксплуатации) изменение строительных фондов в период до 2042 года**

Наименование показателей	Ед.изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2036	2037-2042
<b>Ленинский округ</b>	<b>кв.м</b>	0,0	4366,7	15003,6	27110,3	27110,3	27110,3	27110,3	27110,3	27110,3	27110,3
<b>Октябрьский округ</b>	<b>кв.м</b>	0,0	-4831,9	15221,6	32711,3	32711,3	32711,3	32711,3	32711,3	32711,3	32711,3
<b>Первомайский округ</b>	<b>кв.м</b>	-1200,0	-1200,0	25264,5	58789,1	58789,1	58789,1	58789,1	58789,1	58789,1	58789,1
<b>Всего</b>	<b>кв.м</b>	<b>-1200,0</b>	<b>-1665,2</b>	<b>55489,7</b>	<b>118610,7</b>	<b>118610,7</b>	<b>118610,7</b>	<b>118610,7</b>	<b>118610,7</b>	<b>118610,7</b>	<b>118610,7</b>

В таблице 5 представлен прирост площадей жилой застройки на расчетный период актуализации Схемы теплоснабжения в зонах действия источников теплоснабжения.

Перечень объектов, планируемых к обеспечению тепловой энергией от индивидуальных источников, представлен в таблице 6.



**Таблица 5 – Общий прирост строительных площадей на территории г. Мурманска в зоне действия источников теплоснабжения**

Источник	Округ	Ед.изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2036	2037-2042
Мурманская ТЭЦ	Ленинский	кв.м	0,0	0,0	2065	2065	2065	2065	2065	2065	2065	2065
	Октябрьский	кв.м	0	-4832	11922	12257	12257	12257	12257	12257	12257	12257
	Первомайский	кв.м	-1200	-1200	5824	5824	5824	5824	5824	5824	5824	5824
Восточная котельная	Ленинский	кв.м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Октябрьский	кв.м	0,0	0,0	3300,0	20454,7	20454,7	20454,7	20454,7	20454,7	20454,7	20454,7
	Первомайский	кв.м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Южная котельная	Ленинский	кв.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Октябрьский	кв.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Первомайский	кв.м	0,0	0,0	19440,0	52964,6	52964,6	52964,6	52964,6	52964,6	52964,6	52964,6
Котельная "Северная"	Ленинский	кв.м	0,0	4366,7	12938,6	25045,3	25045,3	25045,3	25045,3	25045,3	25045,3	25045,3
	Октябрьский	кв.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Первомайский	кв.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Котельная Роста	Ленинский	кв.м	0,0	666,7	666,7	666,7	666,7	666,7	666,7	666,7	666,7	666,7
	Октябрьский	кв.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Первомайский	кв.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

\*Информация об изменениях строительных фондов в зонах действия других источников г. Мурманска отсутствует

**Таблица 6 – Общий прирост строительных площадей на территории г. Мурманска в зонах перспективного строительства, предусматриваемых к обеспечению индивидуальными источниками тепловой энергии**

№ п/п	Вид застройки	Наименование объекта, адрес	Площадь застройки, м <sup>2</sup>	Подключение к системе теплоснабжения
1	67 индивидуальных жилых домов; общеобразовательное учреждение на 280 мест; дошкольное учреждение на 110 мест	Р-н проезда Молодежного	13 257	Обеспечение тепловой энергией предлагается осуществлять от теплогенераторов, работающих на электричестве
2	Индивидуальные жилые дома	В районе Панорамный и ул. Огни Мурманска, в районе объездной дороги	н/д	Обеспечение тепловой энергии предлагается осуществлять от индивидуальных источников тепла
3	Индивидуальные жилые дома	На участке к югу от долины Уюта	н/д	Обеспечение тепловой энергии предлагается осуществлять от индивидуальных источников тепла
4	Индивидуальные жилые дома	В левобережной части – в районе пос. Дровяное	н/д	Обеспечение тепловой энергии предлагается осуществлять от индивидуальных источников тепла
5	32 участка индивидуального жилищного строительства	Р-н пос. Абрам-Мыс, между ул. Лесной и ул. Судоремонтной	4 800	Обеспечение тепловой энергией предлагается осуществлять децентрализованно от автономных теплогенераторов, работающих на газовом топливе. Горячее водоснабжение предлагается осуществлять от газовых водонагревателей
6	Индивидуальная жилая застройка; детский сад на 70 мест; начальная школа на 75 мест; внешкольное учреждение на 10 мест	Р-н ул. Лесной	21 400	Обеспечение тепловой энергии предлагается осуществлять от индивидуальных источников тепла
7	Уплотнительная застройка	Юго-западной части жилого мкр. Росляково	2 250	Проектом рассмотрено 2 варианта: 1) отопление объектов капитального строительства газом (от вновь построенных резервуарных установок сжиженного углеводородного газа); 2) отопление объектов капитального строительства электричеством (от электрических котлов отопления)
8	54 жилых индивидуальных дома; детское учреждение дошкольного образования на 70 мест; общеобразовательная школа на 110 мест;	Территория, расположенная восточнее проезда Ледокольного	8 014	Обеспечение тепловой энергией предлагается осуществлять от теплогенераторов, работающих на электричестве
9	136 индивидуальных жилых домов, детский сад на 120 мест; общеобразовательная школа на 280 мест; объекты культурно-бытового обслуживания; бассейн	51:20:0001318 ул. Шевченко и автодорога Р-21 «Кола» Санкт-Петербург - Петрозаводск - Мурманск - Печенга	20 400	Обеспечение тепловой энергией предлагается осуществлять от теплогенераторов, работающих на электричестве



## **1.2. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления на каждом этапе**

Перспективные нагрузки централизованного теплоснабжения на цели отопления, вентиляции и горячего водоснабжения рассчитаны в соответствии с Требованиями энергоэффективности зданий, строений и сооружений на основании площадей планируемой застройки, представленных в Главе 2 Обосновывающих материалов и технических условий на подключение, выданных теплоснабжающими организациями.

Согласно Генеральному плану г. Мурманска, строительство дополнительных источников тепловой энергии предусматривается в микрорайонах, не обеспеченных источниками тепловой энергии. Перспективные потребители, находящиеся в зонах действия Мурманской ТЭЦ, Южной котельной, Восточной котельной, котельной «Северная» будут подключены к соответствующим источникам.

Подключение перспективных потребителей, находящихся в зоне эффективного теплоснабжения от муниципальных котельных, должно производиться к соответствующим источникам при условии наличия достаточного резерва располагаемой тепловой мощности, а также при условии соблюдения необходимых гидравлических параметров работы тепловых сетей от источников.

При разработке проектов планировки и проектов малоэтажной жилой застройки и застройки индивидуальными жилыми домами, необходимо предусматривать теплоснабжение от автономных источников теплоснабжения. Централизованное теплоснабжение малоэтажной застройки и индивидуальной застройки нецелесообразно по причине малых нагрузок и малой плотности застройки, ввиду чего требуется строительство тепловых сетей значительной протяженности и малых диаметров.

Прогноз прироста расчетной тепловой нагрузки потребителей г. Мурманска по источникам теплоснабжения по годам прогнозного периода представлен в таблице 7.

**Таблица 7 – Приросты тепловых нагрузок потребителей г. Мурманска**

Перспективные объекты	Вид нагрузки	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2036	2037-2042
<b>Мурманская ТЭЦ</b>												
Мурманская ТЭЦ, всего	Отопление/ вентиляция	4,502			4,435	0,067						
	ГВС	1,154			1,154	0,000						
	<b>Всего</b>	<b>5,657</b>			<b>5,590</b>	<b>0,067</b>						
в том числе:												
Школа на 500 мест в районе улиц Советская – Горького – Фрунзе	Отопление/ вентиляция	0,672			0,672							
	ГВС	0,250			0,250							
	<b>Всего</b>	<b>0,922</b>			<b>0,922</b>							
Административное здание ГОБУ «МФЦ МО» по адресу: г. Мурманск, Театральный бульвар, д.3	Отопление/ вентиляция	0,067				0,067						
	ГВС	0,000				0,000						
	<b>Всего</b>	<b>0,067</b>				<b>0,067</b>						
ОАО "РЖД", пр. Портовый, 50	Отопление/ вентиляция	0,413			0,413							
	ГВС	0,250			0,250							
	<b>Всего</b>	<b>0,663</b>			<b>0,663</b>							
Реконструкция комплекса зданий ГОБУЗ «Мурманский областной онкологический диспансер» по адресу: г. Мурманск, ул. Академика Павлова, д. 6 к. 3	Отопление/ вентиляция	1,646			1,646							
	ГВС	0,324			0,324							
	<b>Всего</b>	<b>1,970</b>			<b>1,970</b>							
МКД на Павлова	Отопление/ вентиляция	0,156			0,156							
	ГВС	0,217			0,217							
	<b>Всего</b>	<b>0,373</b>			<b>0,373</b>							
Инфекционный корпус (Баяндина), ул.Павлова, д.6	Отопление/ вентиляция	1,549			1,549							
	ГВС	0,113			0,113							
	<b>Всего</b>	<b>1,662</b>			<b>1,662</b>							
<b>Восточная котельная</b>												
Восточная котельная, всего	Отопление/ вентиляция	3,651			0,220	3,431						
	ГВС	1,021			0,0	1,021						
	<b>Всего</b>	<b>4,672</b>			<b>0,220</b>	<b>4,452</b>						
в том числе												
ул. Рогозерская МФК (Плазма) 2я очередь	Отопление/ вентиляция	2,381				2,381						
	ГВС	1,021				1,021						
	<b>Всего</b>	<b>3,402</b>				<b>3,402</b>						

Перспективные объекты	Вид нагрузки	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2036	2037-2042
Система вентиляции Гимназии № 1, Связи, 30	Отопление/ вентиляция	0,63				0,634						
	ГВС	0,000				0,000						
	Всего	0,63				0,634						
Домостроительная,18/1	Отопление/ вентиляция	0,416				0,416						
	ГВС	0,000				0,000						
	Всего	0,416				0,416						
Папанина, 2	Отопление/ вентиляция	0,220			0,220							
	ГВС	0,000			0,0							
	Всего	0,220			0,220							
<b>Южная котельная</b>												
<b>Южная котельная</b>	<b>Отопление/ вентиляция</b>	<b>9,131</b>			<b>3,888</b>	<b>5,243</b>						
	<b>ГВС</b>	<b>2,947</b>			<b>1,197</b>	<b>1,750</b>						
	<b>Всего</b>	<b>12,079</b>			<b>5,085</b>	<b>6,994</b>						
в том числе:												
Пограничное управление ФСБ ул. Зои Космодемьянской	Отопление/ вентиляция	2,222			2,222							
	ГВС	0,647			0,647							
	Всего	2,869			2,869							
«Быстровозводимый спортивный комплекс с плавательным бассейном» на Кольском проспекте	Отопление/ вентиляция	1,666			1,666							
	ГВС	0,550			0,550							
	Всего	2,216			2,216							
Комплексная жилая застройка в р-не ул.Бондарная	Отопление/ вентиляция	1,035				1,035						
	ГВС	1,289				1,289						
	Всего	2,324				2,324						
Склад автотехнического центра по адресу: пр. Кольский, д. 116	Отопление/ вентиляция	0,080				0,080						
	ГВС											
	Всего	0,080				0,080						
Строительство физкультурно-оздоровительного комплекса с плавательным бассейном «СБ-48»	Отопление/ вентиляция	2,210				2,210						
	ГВС											
	Всего	2,210				2,210						
Многоэтажная жилая застройка по пр-кт Кольский (ООО «Аванта»)	Отопление/ вентиляция	1,651				1,651						
	ГВС	0,456				0,456						
	Всего	2,107				2,107						
	Отопление/ вентиляция	0,267				0,267						

Перспективные объекты	Вид нагрузки	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2036	2037-2042
Здание Российской учебно-спортивной базы, Долина Уюта, 1	ГВС	0,005				0,005						
	Всего	0,273				0,273						
<b>Северная котельная</b>												
Северная котельная	Отопление/ вентиляция	3,82		0,66	1,35	1,82						
	ГВС	2,24		0,68	0,82	0,73						
	Всего	6,06		1,54	2,17	2,55						
в том числе:												
МКД, ул. Кирпичная, д.1 и д.2	Отопление/ вентиляция	0,68			0,34	0,34						
	ГВС	0,54			0,27	0,27						
	Всего	1,22			0,61	0,61						
МКД, ул. Бредова, д. 9	Отопление/ вентиляция	0,13			0,13							
	ГВС	0,10			0,10							
	Всего	0,23			0,23							
Школа по пер. Казарменному	Отопление/ вентиляция	1,48				1,48						
	ГВС	0,46				0,46						
	Всего	1,94				1,94						
"Оптово-розничный магазин "Индустриальный", ул. Свердлова, д. 11	Отопление/ вентиляция	0,30		0,30								
	ГВС											
	Всего	0,30		0,30								
"Центр культурного развития в городе Мурманске", в районе дома № 35 по ул. Аскольдовцев	Отопление/ вентиляция	0,36			0,36							
	ГВС	0,09			0,09							
	Всего	0,45			0,45							
Административно-бытовое здание, ул. Александра Невского, д. 59, к. 1	Отопление/ вентиляция	0,36		0,36								
	ГВС	0,68		0,68								
	Всего	1,04		1,04								
МКД, район дома № 11 по ул. Успенского	Отопление/ вентиляция	0,52			0,52							
	ГВС	0,36			0,36							
	Всего	0,88			0,88							
<b>Котельная Роста</b>												
Склад-ангар (мойка авто), ул. Адмирала Лобова, д. 57	Отопление/ вентиляция	0,10		0,10								
	ГВС	0,10		0,10								
	Всего	0,20		0,20								

**Таблица 8 – Прирост перспективных нагрузок по источникам (нарастающим итогом)**

Источник	Ед.изм.	Вид тепловой нагрузки	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2036	2037-2042
Мурманская ТЭЦ	Гкал/час	ОВ	0	0	4,435	4,502	4,502	4,502	4,502	4,502	4,502	4,502
	Гкал/час	ГВС	0	0	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154	1,154
	Гкал/час	<b>Всего</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5,590</b>	<b>5,657</b>	<b>5,657</b>	<b>5,657</b>	<b>5,657</b>	<b>5,657</b>	<b>5,657</b>	<b>5,657</b>
Восточная котельная	Гкал/час	ОВ	0	0	0,220	3,651	3,651	3,651	3,651	3,651	3,651	3,651
	Гкал/час	ГВС	0	0	0	1,021	1,021	1,021	1,021	1,021	1,021	1,021
	Гкал/час	<b>Всего</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,220</b>	<b>4,672</b>	<b>4,672</b>	<b>4,672</b>	<b>4,672</b>	<b>4,672</b>	<b>4,672</b>	<b>4,672</b>
Южная котельная	Гкал/час	ОВ	0	0	3,888	9,131	9,131	9,131	9,131	9,131	9,131	9,131
	Гкал/час	ГВС	0	0	1,197	2,947	2,947	2,947	2,947	2,947	2,947	2,947
	Гкал/час	<b>Всего</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5,085</b>	<b>12,079</b>	<b>12,079</b>	<b>12,079</b>	<b>12,079</b>	<b>12,079</b>	<b>12,079</b>	<b>12,079</b>
Котельная «Северная»	Гкал/час	ОВ	0	0,655	2,006	3,822	3,822	3,822	3,822	3,822	3,822	3,822
	Гкал/час	ГВС	0	0,682	1,504	2,235	2,235	2,235	2,235	2,235	2,235	2,235
	Гкал/час	<b>Всего</b>	<b>0</b>	<b>1,337</b>	<b>3,510</b>	<b>6,057</b>	<b>6,057</b>	<b>6,057</b>	<b>6,057</b>	<b>6,057</b>	<b>6,057</b>	<b>6,057</b>
Котельная Роста	Гкал/час	ОВ	0	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
	Гкал/час	ГВС	0	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
	Гкал/час	<b>Всего</b>	<b>0</b>	<b>0,200</b>	<b>0,200</b>	<b>0,200</b>	<b>0,200</b>	<b>0,200</b>	<b>0,200</b>	<b>0,200</b>	<b>0,200</b>	<b>0,200</b>



**Таблица 9 – Прирост расхода теплоносителя в зонах действия источников (нарастающим итогом)**

Источник	Ед. изм.	Вид тепловой нагрузки	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2036	2037-2042
Мурманская ТЭЦ	т/час	ОВ	0,0	0,0	88,7	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0
	т/час	ГВС	0,0	0,0	23,1	23,1	23,1	23,1	23,1	23,1	23,1	23,1
	т/час	<b>Всего</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>111,8</b>	<b>113,1</b>	<b>113,1</b>	<b>113,1</b>	<b>113,1</b>	<b>113,1</b>	<b>113,1</b>	<b>113,1</b>
Восточная котельная	т/час	ОВ	0,0	0,0	4,4	73,0	73,0	73,0	73,0	73,0	73,0	73,0
	т/час	ГВС	0,0	0,0	0,0	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4
	т/час	<b>Всего</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>4,4</b>	<b>93,4</b>	<b>93,4</b>	<b>93,4</b>	<b>93,4</b>	<b>93,4</b>	<b>93,4</b>	<b>93,4</b>
Южная котельная	т/час	ОВ	0,0	0,0	77,8	182,6	182,6	182,6	182,6	182,6	182,6	182,6
	т/час	ГВС	0,0	0,0	23,9	58,9	58,9	58,9	58,9	58,9	58,9	58,9
	т/час	<b>Всего</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>101,7</b>	<b>241,6</b>	<b>241,6</b>	<b>241,6</b>	<b>241,6</b>	<b>241,6</b>	<b>241,6</b>	<b>241,6</b>
Котельная «Северная»	т/час	ОВ	0,0	14,6	44,6	84,9	84,9	84,9	84,9	84,9	84,9	84,9
	т/час	ГВС	0,0	15,2	33,4	49,7	49,7	49,7	49,7	49,7	49,7	49,7
	т/час	<b>Всего</b>	<b>0,0</b>	<b>29,7</b>	<b>78,0</b>	<b>134,6</b>	<b>134,6</b>	<b>134,6</b>	<b>134,6</b>	<b>134,6</b>	<b>134,6</b>	<b>134,6</b>
Котельная Роста	т/час	ОВ	0,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
	т/час	ГВС	0,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
	т/час	<b>Всего</b>	<b>0,0</b>	<b>8,0</b>	<b>8,0</b>	<b>8,0</b>	<b>8,0</b>	<b>8,0</b>	<b>8,0</b>	<b>8,0</b>	<b>8,0</b>	<b>8,0</b>

### **1.3. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, на каждом этапе**

По результатам сбора исходных данных проектов строительства новых промышленных предприятий с использованием тепловой энергии в технологических процессах в виде горячей воды или пара не выявлено.

По данным Комитета градостроительства и территориального развития города Мурманска предусмотрено строительство нежилых зданий и сооружений различного назначения. Однако, более точная информация о количестве предприятий, планирующих использование тепловой энергии для технологических целей, отсутствует.

В настоящий момент существующие предприятия не имеют проектов расширения или увеличения мощности производства в существующих границах. Запланированные преобразования на территории промышленных предприятий имеют административную направленность и не окажут влияния на уровни потребления тепловой энергии города.

Как правило, при увеличении потребления тепловой энергии промышленные предприятия устанавливают собственный источник тепловой энергии, который работает для покрытия необходимых тепловых нагрузок на отопление, вентиляцию, ГВС производственных и административных корпусов, а также для выработки тепловой энергии в виде пара на различные технологические цели. Аналогичная ситуация характерна и для строительства новых промышленных предприятий.

### **1.4. Существующие и перспективные величины средневзвешенной плотности тепловой нагрузки в каждом расчетном элементе территориального деления, зоне действия каждого источника тепловой энергии, каждой системе теплоснабжения и по городу в целом**

Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки указывается с учетом площади действия источника тепловой энергии и нагрузки, которая к нему подключена. Существующее и перспективное значение средневзвешенной плотности тепловой нагрузки представлено в таблице 10.

**Таблица 10 – Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки**

<b>Наименование котельной</b>	<b>Существующая средневзвешенная плотность тепловой нагрузки Гкал·10<sup>-3</sup>/ч·м<sup>2</sup></b>	<b>Перспективная средневзвешенная плотность тепловой нагрузки Гкал·10<sup>-3</sup>/ч·м<sup>2</sup></b>
Мурманская ТЭЦ	0,000015088	0,000013806
Южная котельная	0,000022183	0,000025319
Восточная котельная	0,000015469	0,000026033
Котельная «Северная»	0,000016777	0,000021089
Котельная «Роста»	0,000014991	0,000015141
Котельная «Абрам-Мыс»	0,000010001	0,000010001
Котельная ТЦ «Росляково-1»	0,000010479	0,000010477
Котельная ТЦ «Росляково Южное»	0,000003638	0,000004238
Котельная «Фестивальная»	0,000008633	0,000008633
Угольная котельная МУП «МУК»	0,000005771	0,000005771
Котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша»	0,000006758	0,000006758
Котельная АО «ММТП»	0,000005105	0,000005105
Котельная №22	0,000016550	0,000016550

## **РАЗДЕЛ 2. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ**

Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей приведены в Главе 4 Обосновывающих материалов «Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей» к схеме теплоснабжения г. Мурманска на период с 2023 по 2042 г.

### **2.1. Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии**

В настоящее время в г. Мурманск действует 10 систем централизованного теплоснабжения, в состав которых входят 14 источников теплоснабжения, в том числе Мурманская ТЭЦ.

Объекты систем теплоснабжения города эксплуатируются следующими теплоснабжающими организациями:

– **АО «Мурманская ТЭЦ»**

На балансе предприятия находится большая часть магистральных тепловых сетей Октябрьского и Первомайского округов города, три крупных источника тепловой энергии, отпускающие тепловую энергию с коллекторов как напрямую потребителям, так и через внутриквартальные тепловые сети акционерного общества «Мурманэнергосбыт» (АО «МЭС»).

– **АО «МЭС»**

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

1) на основании права собственности:

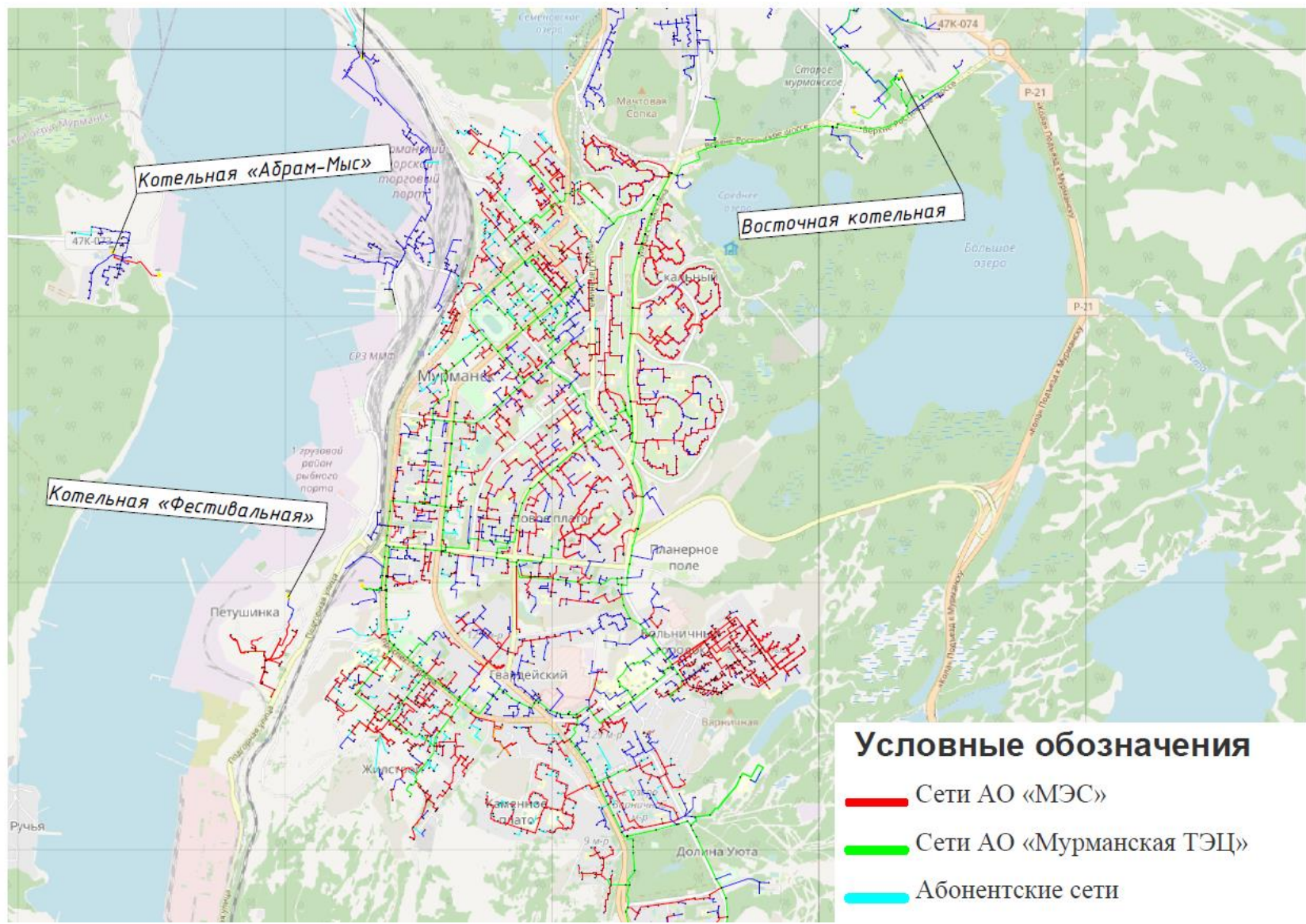
– четыре источника тепловой энергии (котельная «Северная»; котельная «Роста», котельная «Абрам Мыс» и блочно-модульная котельная ул. Фестивальной) и тепловые сети от них в г. Мурманске;

– внутриквартальные тепловые сети и ЦТП в Октябрьском и Первомайском административных округах г. Мурманска. Организация оказывает услуги по транспорту тепловой энергии АО «Мурманская ТЭЦ»;

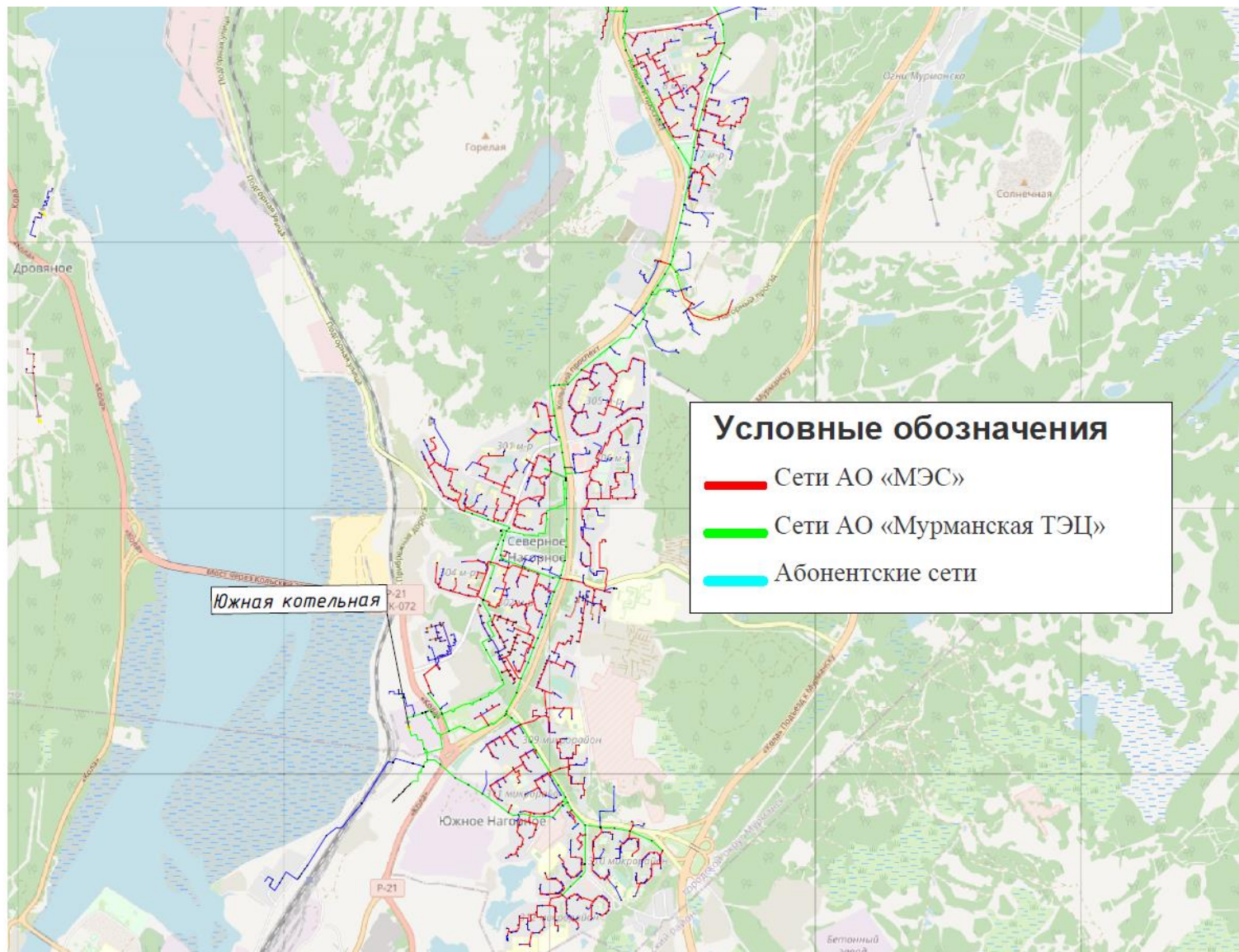
- магистральные, внутриквартальные тепловые сети, насосные станции и ЦТП в Ленинском административном округе г. Мурманска,
- тепловые сети и ЦТП в районе Абрам-Мыс Первомайского округа г. Мурманска;
- два источника тепловой энергии (котельные района Росляково) с магистральными и внутриквартальными тепловыми сетями от них.

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

Зоны эксплуатационной ответственности АО «Мурманская ТЭЦ» и АО «МЭС» в системах теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных, определенные по балансовой принадлежности объектов теплоснабжения, представлены графически на рисунках 2 - 3, а также в приложении М к Главе 1. Границы эксплуатационной ответственности определены в соответствии с постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 г. №808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».



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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

В связи с организационно-штатными мероприятиями с 01.04.2024 г. филиал ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК Северного Флота, в том числе ЖКС №1, ликвидируется. Жилищно-коммунальное обеспечение и обслуживание объектов теплоснабжения будет осуществлять ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по военно-морскому флоту).

Зоны действия источников тепловой энергии представлены в приложении К к Главе 1 Обосновывающих материалов «Существующее положение в сфере



производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» к схеме теплоснабжения г. Мурманска на период с 2023 по 2042 гг.

С целью оптимизации режимов теплоснабжения, в том числе увеличения располагаемого напора в районах с неудовлетворительным качеством теплоснабжения от АО «Мурманская ТЭЦ», а также для решения проблемы дефицита тепловой мощности на АО «Мурманская ТЭЦ» предлагается перевод части потребителей на теплоснабжение от Восточной котельной.

Влияние данного мероприятия на развитие СЦТ г. Мурманска рассмотрено в Главе 7 «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии» и Главе 8 «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей» Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Мурманска на период с 2023 по 2042 гг. соответственно.

## **2.2. Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии**

В настоящее время автономные источники тепловой энергии имеются у ряда объектов, расположенных в промышленных зонах на территории города. Кроме того, теплоснабжение от индивидуальных источников осуществляется на нужды индивидуальной жилой застройки (индивидуальные и малоэтажные здания).

В разделе 1 Главы 7 Обосновывающих материалов «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии» к схеме теплоснабжения г. Мурманска на период с 2023 по 2042 гг. представлены условия организации индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления.

В соответствии с Генеральным планом, индивидуальное теплоснабжение предусматривается для:

- индивидуальных жилых домов до трех этажей вне зависимости от месторасположения;
- малоэтажных (до четырех этажей) блокированных жилых домов (таунхаузов) планируемых к строительству вне перспективных зон действия источников теплоснабжения при условии удельной нагрузки теплоснабжения планируемой застройки менее 0,01 Гкал/ч/га;

- социально-административных зданий высотой менее 12 метров (четыре-этажей) планируемых к строительству в местах расположения малоэтажной и индивидуальной жилой застройки, находящихся вне перспективных зон действия источников теплоснабжения;
- промышленных и прочих потребителей, технологический процесс которых предусматривает потребление природного газа;
- любых объектов при отсутствии экономической целесообразности подключения к централизованной системе теплоснабжения;
- инновационных объектов, проектом теплоснабжения которых предусматривается удельный расход тепловой энергии на отопление менее 15 кВт·ч/м<sup>2</sup>/год, т.н. «пассивный (или нулевой) дом» или теплоснабжение которых предусматривается от альтернативных источников, включая вторичные энергоресурсы.

Потребители, отопление которых осуществляется от индивидуальных источников, могут быть подключены к централизованному теплоснабжению на условиях организации централизованного теплоснабжения.

Согласно п. 15, с. 14, ФЗ №190 от 27.07.2010 г. "О теплоснабжении", запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов.

Планируемые к строительству жилые дома могут проектироваться с использованием поквартирного индивидуального отопления, при условии получения технических условий от газоснабжающей организации.

Генеральным планом города предусмотрена застройка малоэтажными и индивидуальными жилыми домами периферии города, находящейся на значительном удалении от существующих централизованных источников.

Учитывая сложный рельеф местности на территории города, схемой теплоснабжения предполагается использование индивидуальных источников тепловой энергии в зонах малоэтажной, индивидуальной застройки, а также для социально-административных зданий, расположенных в данных зонах.

Величина расчетных тепловых нагрузок в границах индивидуального строительства по муниципальному образованию представлен в таблице 11.

**Таблица 11 – Расчетные тепловые нагрузки индивидуального строительства на расчетный период**

№ п/п	Наименование застройки	Расчетные тепловые нагрузки, Гкал/час			
		Отопление	Вентиляция	ГВС	Итого
1	Индивидуальная жилая застройка	96,5	-	5,0	101,5

**2.3. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки потребителей в зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть, на каждом этапе**

Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки рассчитаны следующим образом:

- определяются существующие и перспективные нагрузки на систему централизованного теплоснабжения (СЦТС) с разделением по зонам действия источников;
- полученные нагрузки суммируются с расчетными значениями потерь мощности;
- анализируются расчетные значения подключенных к источникам нагрузок и мощности нетто котельных. По результатам анализа определяется процент резерва («–» дефицита) располагаемой мощности (нетто) источников тепловой энергии.

В таблице 12 представлены балансы существующей тепловой мощности источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки на территории г. Мурманска на расчетный срок до 2042 года.

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источников тепловой энергии по каждому сценарию представлены в Главе 4 Обосновывающих материалов «Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей».

**Таблица 12 – Балансы существующей и перспективной тепловой мощности источников и перспективной тепловой нагрузки на территории г. Мурманска (сценарий 1 и 2)**

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
<b>Сценарий 1</b>														
<b>АО «Мурманская ТЭЦ»</b>														
<b>Мурманская ТЭЦ</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	286,0	286,0	286,0	322,0	382,0	442,0	442,0	442,0	442,0	442,0	442,0	442,0	442,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	286,0	286,0	286,0	322,0	382,0	442,0	442,0	442,0	442,0	442,0	442,0	442,0	442,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	33,43	35,14	34,17	38,49	45,59	52,75	52,77	52,77	52,77	52,77	52,77	52,77	52,77
то же в %	%	11,69	12,29	11,95	11,95	11,93	11,93	11,94	11,94	11,94	11,94	11,94	11,94	11,94
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	252,57	250,86	251,83	283,51	336,41	389,25	389,23	389,23	389,23	389,23	389,23	389,23	389,23
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	20,79	20,74	18,28	19,27	19,21	19,21	19,23	18,27	18,27	18,27	18,27	18,27	18,27
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	173,76	167,70	167,70	173,29	173,35	173,35	173,35	147,21	147,21	147,21	147,21	147,21	147,21
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	194,6	188,4	186,0	192,6	192,6	192,6	192,6	165,5	165,5	165,5	165,5	165,5	165,5
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	166,6	164,9	165,8	197,5	250,4	303,2	303,2	303,2	303,2	303,2	303,2	303,2	303,2
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	-27,98	-23,57	-20,15	4,95	57,84	110,68	110,65	137,76	137,76	137,76	137,76	137,76	137,76
	%	-16,80	-14,30	-12,15	2,50	23,10	36,50	36,49	45,43	45,43	45,43	45,43	45,43	45,43

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
<b>Южная котельная</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	511,0	511,0	511,0	511,0	511,0	511,0	511,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	511,0	511,0	511,0	511,0	511,0	511,0	511,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	33,24	33,82	33,71	33,71	33,67	33,67	37,25	37,25	37,25	37,25	37,25	37,25	37,25
то же в %	%	7,21	7,34	7,31	7,31	7,30	7,30	7,29	7,29	7,29	7,29	7,29	7,29	7,29
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	427,76	427,18	427,29	427,29	427,33	427,33	473,75	473,75	473,75	473,75	473,75	473,75	473,75
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	21,90	23,68	24,99	25,89	26,50	26,50	26,57	26,57	26,57	26,57	26,57	26,57	26,57
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	214,24	215,50	215,50	220,58	227,58	227,58	227,58	227,58	227,58	227,58	227,58	227,58	227,58
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	236,14	239,18	240,48	246,47	254,07	254,07	254,14	254,14	254,14	254,14	254,14	254,14	254,14
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	327,76	327,18	327,29	327,29	327,33	327,33	373,75	373,75	373,75	373,75	373,75	373,75	373,75
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	91,62	88,00	86,81	80,81	73,26	73,26	119,61	119,61	119,61	119,61	119,61	119,61	119,61
	%	27,95	26,90	26,52	24,69	22,38	22,38	32,00	32,00	32,00	32,00	32,00	32,00	32,00

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
<b>Восточная котельная</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	38,01	34,55	39,97	39,97	39,97	39,97	39,97	39,97	39,97	39,97	39,97	39,97	39,97
то же в %	%	9,75	8,86	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	352,0	355,4	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0
Тепловая мощность, получаемая от АО "Завод ТО ТБО»	Гкал/час	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	16,11	14,67	14,48	14,57	15,27	15,33	15,35	16,31	16,31	16,31	16,31	16,31	16,31
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	124,31	128,79	128,79	129,01	133,46	133,46	133,46	159,61	159,61	159,61	159,61	159,61	159,61
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	140,4	143,5	143,3	143,6	148,7	148,8	148,8	175,9	175,9	175,9	175,9	175,9	175,9
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	252,0	255,4	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	126,98	127,39	122,17	121,85	116,70	116,65	116,63	89,52	89,52	89,52	89,52	89,52	89,52
	%	50,39	49,87	48,86	48,74	46,68	46,65	46,64	35,81	35,81	35,81	35,81	35,81	35,81

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
<b>АО «Мурманэнергосбыт»</b>														
<b>Котельная «Северная»</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	367,70	337,7	337,7	389,3	321,6	278,6	298,6	347,1	317,1	317,1	317,1	317,1	317,1
Располагаемая мощность	Гкал/час	367,70	337,7	337,7	389,3	321,6	278,6	298,6	347,1	317,1	317,1	317,1	317,1	317,1
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	13,94	12,49	12,39	12,31	12,52	12,52	12,52	12,52	12,52	12,52	12,52	12,52	12,52
то же в %	%	7,88	7,21	7,10	6,96	6,96	6,96	6,96	6,96	6,96	6,96	6,96	6,96	6,96
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	353,76	325,21	325,31	376,99	309,08	266,08	286,08	334,58	304,58	304,58	304,58	304,58	304,58
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	16,28	17,26	17,42	17,68	17,99	17,99	17,99	17,99	17,99	17,99	17,99	17,99	17,99
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	146,63	143,38	144,72	146,89	149,44	149,44	149,44	149,44	149,44	149,44	149,44	149,44	149,44
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	162,9	160,6	162,1	164,6	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	323,8	295,2	295,3	347,0	279,1	236,1	256,1	304,6	274,6	274,6	274,6	274,6	274,6
Резерв ("+)/ Дефицит ("-")	Гкал/час	160,85	134,57	133,17	182,41	111,65	68,65	88,65	137,15	107,15	107,15	107,15	107,15	107,15
	%	49,68	45,58	45,09	52,57	40,01	29,08	34,62	45,03	39,02	39,02	39,02	39,02	39,02

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
<b>Котельная «Абрам-Мыс»</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	24,2	24,2	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Располагаемая мощность	Гкал/час	24,2	24,2	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,40	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39
то же в %	%	9,66	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	23,78	23,79	6,06	6,06	6,06	6,06	6,06	6,06	6,06	6,06	6,06	6,06	6,06
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,47	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	3,22	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	3,70	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	8,78	8,79	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	5,09	5,20	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
	%	57,91	59,10	8,09	8,09	8,09	8,09	8,09	8,09	8,09	8,09	8,09	8,09	8,09



Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
<b>Котельная «Роста»</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	60,0	60,0	66,9	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3
Располагаемая мощность	Гкал/час	60,0	60,0	66,9	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	2,49	2,46	2,48	2,48	2,48	2,48	2,48	2,48	2,48	2,48	2,48	2,48	2,48
то же в %	%	8,22	8,21	8,21	8,21	8,21	8,21	8,21	8,21	8,21	8,21	8,21	8,21	8,21
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	57,5	57,5	64,4	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	4,04	4,22	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	23,74	23,27	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	27,8	27,5	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	35,3	35,3	42,2	48,6	48,6	48,6	48,6	48,6	48,6	48,6	48,6	48,6	48,6
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	7,54	7,85	14,47	20,87	20,87	20,87	20,87	20,87	20,87	20,87	20,87	20,87	20,87
	%	21,35	22,20	34,29	42,94	42,94	42,94	42,94	42,94	42,94	42,94	42,94	42,94	42,94

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
<b>Котельная ТЦ «Росляково-1»</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2
Располагаемая мощность	Гкал/час	53,2	47,6	47,6	47,6	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	1,43	1,40	1,39	1,39	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53
то же в %	%	5,86	5,84	5,84	5,84	5,84	5,84	5,84	5,84	5,84	5,84	5,84	5,84	5,84
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	51,8	46,2	46,2	46,2	51,7	51,7	51,7	51,7	51,7	51,7	51,7	51,7	51,7
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	2,70	2,70	2,51	2,51	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	20,35	19,92	19,92	19,92	21,91	21,91	21,91	21,91	21,91	21,91	21,91	21,91	21,91
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	23,1	22,6	22,4	22,4	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	43,4	37,8	37,8	37,8	43,3	43,3	43,3	43,3	43,3	43,3	43,3	43,3	43,3
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	20,32	15,18	15,38	15,38	18,53	18,53	18,53	18,53	18,53	18,53	18,53	18,53	18,53
	%	46,85	40,15	40,68	40,68	42,82	42,82	42,82	42,82	42,82	42,82	42,82	42,82	42,82

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
<b>Котельная ТЦ «Росляково Южное»</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	7,38	7,60	7,38	7,38	Переключение на котельную ТЦ «Росляково-1»								
Располагаемая мощность	Гкал/час	7,38	7,60	7,38	7,38									
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,09	0,10	0,10	0,10									
то же в %	%	3,81	3,97	3,97	3,97									
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	7,29	7,50	7,28	7,28									
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,33	0,33	0,33	0,32									
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	1,96	1,98	1,98	1,98									
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	2,29	2,31	2,31	2,31									
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	6,69	6,90	6,68	6,68									
Резерв ("+)/ Дефицит("-")	Гкал/час	4,40	4,59	4,37	4,38									
	%	65,75	66,55	65,45	65,48									

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
<b>Котельная «Фестивальная»</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,11	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
то же в %	%	3,31	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,30	0,31	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	2,85	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	3,2	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,74	2,87	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89
	%	46,43	48,52	48,75	48,75	48,75	48,75	48,75	48,75	48,75	48,75	48,75	48,75	48,75

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
<b>АО «ММТП»</b>														
<b>Котельная ММТП</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03
Располагаемая мощность	Гкал/час	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
то же в %	%	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,63	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	4,11	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	4,74	4,79	4,79	4,79	4,79	4,79	4,79	4,79	4,79	4,79	4,79	4,79	4,79
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,69	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63
	%	36,18	35,47	35,47	35,47	35,47	35,47	35,47	35,47	35,47	35,47	35,47	35,47	35,47

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
<b>МУП «МУК»</b>														
<b>Угольная котельная</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	3,13	3,13	3,13	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55
Располагаемая мощность	Гкал/час	3,13	3,13	3,13	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,022	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
то же в %	%	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	3,11	3,11	3,11	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	1,14	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	1,14	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	1,86	1,86	1,86	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,72	0,70	0,70	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
	%	38,52	37,81	37,81	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
<b>Котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее дизельная котельная )</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	2,06	2,06	2,06	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83
Располагаемая мощность	Гкал/час	2,06	2,06	2,06	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,008	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
то же в %	%	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	2,05	2,05	2,05	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	0,83	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	0,83	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	1,03	1,03	1,03	1,81	1,81	1,81	1,81	1,81	1,81	1,81	1,81	1,81	1,81
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,20	0,19	0,19	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
	%	19,70	18,79	18,79	53,59	53,59	53,59	53,59	53,59	53,59	53,59	53,59	53,59	53,59

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
<b>ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по военно-морскому флоту)</b>														
<b>Котельная №22</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30
Располагаемая мощность	Гкал/час	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,33	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
то же в %	%	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	13,97	13,96	13,96	13,96	13,96	13,96	13,96	13,96	13,96	13,96	13,96	13,96	13,96
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,42	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	2,64	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	3,06	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	3,57	3,56	3,56	3,56	3,56	3,56	3,56	3,56	3,56	3,56	3,56	3,56	3,56
Резерв ("+"/ Дефицит("-"))	Гкал/час	0,51	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
	%	14,40	11,12	11,12	11,12	11,12	11,12	11,12	11,12	11,12	11,12	11,12	11,12	11,12



Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
<b>АО «Завод ТО ТБО»</b>														
<b>Завод ТО ТБО</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
то же в %	%	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54
	%	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
<b>Сценарий 1</b>														
<b>АО «Мурманская ТЭЦ»</b>														
<b>Мурманская ТЭЦ</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	286,0	286,0	286,0	322,0	382,0	442,0	442,0	442,0	442,0	442,0	442,0	442,0	442,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	286,0	286,0	286,0	322,0	382,0	442,0	442,0	442,0	442,0	442,0	442,0	442,0	442,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	33,43	35,14	34,17	38,49	45,59	52,75	52,77	52,77	52,77	52,77	52,77	22,10	22,10
то же в %	%	11,69	12,29	11,95	11,95	11,93	11,93	11,94	11,94	11,94	11,94	11,94	5,00	5,00
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	252,57	250,86	251,83	283,51	336,41	389,25	389,23	389,23	389,23	389,23	389,23	419,90	419,90
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	20,79	20,74	18,28	19,27	19,21	19,21	19,23	18,27	18,27	18,27	18,27	18,27	18,27
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	173,76	167,70	167,70	173,29	173,35	173,35	173,35	147,21	147,21	147,21	147,21	147,21	147,21
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	194,6	188,4	186,0	192,6	192,6	192,6	192,6	165,5	165,5	165,5	165,5	165,5	165,5
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	166,6	164,9	165,8	197,5	250,4	303,2	303,2	303,2	303,2	303,2	303,2	333,9	333,9
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	-27,98	-23,57	-20,15	4,95	57,84	110,68	110,65	137,76	137,76	137,76	137,76	168,42	168,42
	%	-16,80	-14,30	-12,15	2,50	23,10	36,50	36,49	45,43	45,43	45,43	45,43	50,44	50,44

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
<b>Южная котельная</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	511,0	511,0	511,0	511,0	511,0	511,0	511,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	511,0	511,0	511,0	511,0	511,0	511,0	511,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	33,24	33,82	33,71	33,71	33,67	33,67	37,25	37,25	37,25	37,25	37,25	20,44	20,44
то же в %	%	7,21	7,34	7,31	7,31	7,30	7,30	7,29	7,29	7,29	7,29	7,29	4,00	4,00
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	427,76	427,18	427,29	427,29	427,33	427,33	473,75	473,75	473,75	473,75	473,75	490,56	490,56
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	21,90	23,68	24,99	25,89	26,50	26,50	26,57	26,57	26,57	26,57	26,57	26,57	26,57
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	214,24	215,50	215,50	220,58	227,58	227,58	227,58	227,58	227,58	227,58	227,58	227,58	227,58
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	236,14	239,18	240,48	246,47	254,07	254,07	254,14	254,14	254,14	254,14	254,14	254,14	254,14
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	327,76	327,18	327,29	327,29	327,33	327,33	373,75	373,75	373,75	373,75	373,75	390,56	390,56
Резерв ("+)/Дефицит("-")	Гкал/час	91,62	88,00	86,81	80,81	73,26	73,26	119,61	119,61	119,61	119,61	136,42	136,42	136,42
	%	27,95	26,90	26,52	24,69	22,38	22,38	32,00	32,00	32,00	32,00	34,93	34,93	34,93

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
<b>Восточная котельная</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	38,01	34,55	39,97	39,97	39,97	39,97	39,97	39,97	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50
то же в %	%	9,75	8,86	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	352,0	355,4	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	370,5	370,5	370,5	370,5	370,5
Тепловая мощность, получаемая от АО "Завод ТО ТБО»	Гкал/час	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	16,11	14,67	14,48	14,57	15,27	15,33	15,35	16,31	16,31	16,31	16,31	16,31	16,31
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	124,31	128,79	128,79	129,01	133,46	133,46	133,46	159,61	159,61	159,61	159,61	159,61	159,61
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	140,4	143,5	143,3	143,6	148,7	148,8	148,8	175,9	175,9	175,9	175,9	175,9	175,9
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	252,0	255,4	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	270,5	270,5	270,5	270,5	270,5
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	126,98	127,39	122,17	121,85	116,70	116,65	116,63	89,52	109,99	109,99	109,99	109,99	109,99
	%	50,39	49,87	48,86	48,74	46,68	46,65	46,64	35,81	40,66	40,66	40,66	40,66	40,66

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
<b>АО «Мурманэнергосбыт»</b>														
<b>Котельная «Северная»</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	367,70	337,7	337,7	389,3	321,6	278,6	298,6	347,1	317,1	317,1	317,1	317,1	317,1
Располагаемая мощность	Гкал/час	367,70	337,7	337,7	389,3	321,6	278,6	298,6	347,1	317,1	317,1	317,1	317,1	317,1
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	13,94	12,49	12,39	12,31	12,52	12,52	12,52	12,52	6,98	6,98	6,98	6,98	6,98
то же в %	%	7,88	7,21	7,10	6,96	6,96	6,96	6,96	6,96	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	353,76	325,21	325,31	376,99	309,08	266,08	286,08	334,58	310,12	310,12	310,12	310,12	310,12
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	16,28	17,26	17,42	17,68	17,99	17,99	17,99	17,99	17,99	17,99	17,99	17,99	17,99
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	146,63	143,38	144,72	146,89	149,44	149,44	149,44	149,44	149,44	149,44	149,44	149,44	149,44
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	162,9	160,6	162,1	164,6	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	323,8	295,2	295,3	347,0	279,1	236,1	256,1	304,6	280,1	280,1	280,1	280,1	280,1
Резерв ("+")/ Дефицит ("-")	Гкал/час	160,85	134,57	133,17	182,41	111,65	68,65	88,65	137,15	112,70	112,70	112,70	112,70	112,70
	%	49,68	45,58	45,09	52,57	40,01	29,08	34,62	45,03	40,23	40,23	40,23	40,23	40,23

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
<b>Котельная «Абрам-Мыс»</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	24,2	24,2	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Располагаемая мощность	Гкал/час	24,2	24,2	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,40	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,07	0,07	0,07
то же в %	%	9,66	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	2,00	2,00	2,00
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	23,78	23,79	6,06	6,06	6,06	6,06	6,06	6,06	6,06	6,06	6,38	6,38	6,38
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,47	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	3,22	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	3,70	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	8,78	8,79	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	4,23	4,23	4,23
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	5,09	5,20	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,63	0,63	0,63
	%	57,91	59,10	8,09	8,09	8,09	8,09	8,09	8,09	8,09	8,09	14,90	14,90	14,90

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
<b>Котельная «Роста»</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	60,0	60,0	66,9	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3
Располагаемая мощность	Гкал/час	60,0	60,0	66,9	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	2,49	2,46	2,48	2,48	2,48	2,48	2,48	2,48	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
то же в %	%	8,22	8,21	8,21	8,21	8,21	8,21	8,21	8,21	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	57,5	57,5	64,4	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	72,1	72,1	72,1	72,1	72,1
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	4,04	4,22	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	23,74	23,27	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	27,8	27,5	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	35,3	35,3	42,2	48,6	48,6	48,6	48,6	48,6	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	7,54	7,85	14,47	20,87	20,87	20,87	20,87	20,87	22,19	22,19	22,19	22,19	22,19
	%	21,35	22,20	34,29	42,94	42,94	42,94	42,94	42,94	44,45	44,45	44,45	44,45	44,45

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
<b>Котельная ТЦ «Росляково-1»</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	40,0	40,0	40,0	40,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	53,2	47,6	47,6	47,6	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	40,0	40,0	40,0	40,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	1,43	1,40	1,42	1,42	1,57	1,44	1,44	1,44	1,44	0,51	0,51	0,51	0,51
то же в %	%	5,86	5,84	5,84	5,84	5,84	5,84	5,84	5,84	5,84	2,00	2,00	2,00	2,00
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	51,8	46,2	46,2	46,2	51,6	51,8	51,8	51,8	51,8	39,5	39,5	39,5	39,5
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	2,70	2,70	2,56	2,56	2,89	2,93	2,93	2,93	2,93	2,77	2,77	2,77	2,77
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	20,35	19,92	19,92	19,92	21,91	21,91	21,91	21,91	21,91	21,91	21,91	21,91	21,91
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	23,1	22,6	22,9	22,9	25,2	23,3	23,3	23,3	23,3	25,1	25,1	25,1	25,1
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	43,4	37,8	37,8	37,8	43,2	43,4	43,4	43,4	43,4	29,5	29,5	29,5	29,5
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	20,32	15,18	14,87	14,87	18,00	20,07	20,07	20,07	20,07	4,40	4,40	4,40	4,40
	%	46,85	40,15	39,35	39,35	41,64	46,29	46,29	46,29	46,29	14,93	14,93	14,93	14,93



Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
<b>Котельная ТЦ «Росляково Южное»</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	7,38	7,60	7,38	7,38	Переключение на котельную ТЦ «Росляково-1»								
Располагаемая мощность	Гкал/час	7,38	7,60	7,38	7,38									
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,09	0,10	0,10	0,10									
то же в %	%	3,81	3,97	3,97	3,97									
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	7,29	7,50	7,28	7,28									
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,33	0,33	0,33	0,32									
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	1,96	1,98	1,98	1,98									
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	2,29	2,31	2,31	2,31									
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	6,69	6,90	6,68	6,68									
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	4,40	4,59	4,37	4,38									
	%	65,75	66,55	65,45	65,48									

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
<b>Котельная «Фестивальная»</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,11	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,06	0,06	0,06	0,06
то же в %	%	3,31	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,00	2,00	2,00	2,00
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,30	0,31	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	2,85	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	3,2	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,74	2,87	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,90	2,90	2,90	2,90
	%	46,43	48,52	48,75	48,75	48,75	48,75	48,75	48,75	48,75	48,91	48,91	48,91	48,91

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
<b>АО «ММТП»</b>														
<b>Котельная ММТП</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	10,00	10,00	10,00	10,00
Располагаемая мощность	Гкал/час	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	10,00	10,00	10,00	10,00
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,10	0,10	0,10	0,10
то же в %	%	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	2,00	2,00	2,00	2,00
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	9,90	9,90	9,90	9,90
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,63	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
			15,35	15,35	15,35	15,35	15,35	15,35	15,35	15,35	15,35	15,35	15,35	15,35
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	4,11	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	4,74	4,79	4,79	4,79	4,79	4,79	4,79	4,79	4,79	4,79	4,79	4,79	4,79
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,40	7,40	7,40	7,40
Резерв ("+)/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,69	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,61	2,61	2,61	2,61
	%	36,18	35,47	35,47	35,47	35,47	35,47	35,47	35,47	35,47	35,24	35,24	35,24	35,24

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
<b>МУП «МУК»</b>														
<b>Угольная котельная</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	3,13	3,13	3,13	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55
Располагаемая мощность	Гкал/час	3,13	3,13	3,13	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,022	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
то же в %	%	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	3,11	3,11	3,11	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	1,14	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	1,14	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	1,86	1,86	1,86	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,72	0,70	0,70	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
	%	38,52	37,81	37,81	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
<b>Котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее дизельная котельная )</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	2,06	2,06	2,06	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83
Располагаемая мощность	Гкал/час	2,06	2,06	2,06	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,008	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
то же в %	%	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	2,05	2,05	2,05	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	0,83	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	0,83	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	1,03	1,03	1,03	1,81	1,81	1,81	1,81	1,81	1,81	1,81	1,81	1,81	1,81
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,20	0,19	0,19	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
	%	19,70	18,79	18,79	53,59	53,59	53,59	53,59	53,59	53,59	53,59	53,59	53,59	53,59

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
<b>ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по военно-морскому флоту)</b>														
<b>Котельная №22</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30
Располагаемая мощность	Гкал/час	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,33	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,06	0,06	0,06	0,06
то же в %	%	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70	2,00	2,00	2,00	2,00
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	13,97	13,96	13,96	13,96	13,96	13,96	13,96	13,96	13,96	14,24	14,24	14,24	14,24
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,42	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
			15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81	15,81
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	2,64	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	3,06	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16	3,16
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	3,57	3,56	3,56	3,56	3,56	3,56	3,56	3,56	3,56	3,84	3,84	3,84	3,84
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,51	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,67	0,67	0,67	0,67
	%	14,40	11,12	11,12	11,12	11,12	11,12	11,12	11,12	11,12	17,50	17,50	17,50	17,50

Наименование	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
<b>АО «Завод ТО ТБО»</b>														
<b>Завод ТО ТБО</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
то же в %	%	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54
	%	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11	14,11

**2.4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей в случае, если зона действия источника тепловой энергии расположена в границах двух или более поселений, городских округов либо в границах городского округа (поселения) и города федерального значения или городских округов (поселений) и города федерального значения, с указанием величины тепловой нагрузки для потребителей каждого поселения, городского округа, города федерального значения**

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки на территории г. Мурманска на расчетный срок до 2042 года представлены в таблице 12.

**2.4.1. Существующие и перспективные значения установленной тепловой мощности основного оборудования источника (источников) тепловой энергии**

Существующие и перспективные значения установленной тепловой мощности основного оборудования источников тепловой энергии на территории г. Мурманска на расчетный срок до 2042 года представлены в таблице 12.

**2.4.2. Существующие и перспективные технические ограничения на использование установленной тепловой мощности и значения располагаемой мощности основного оборудования источников тепловой энергии**

В настоящее время, технические ограничения на использование установленной тепловой мощности на источниках отсутствуют.

**2.4.3. Существующие и перспективные затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии**

Существующие и перспективные затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источников тепловой энергии на территории г. Мурманска на расчетный срок до 2042 года представлены в таблице 12.



#### **2.4.4. Значения существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии нетто**

Значения существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии нетто на территории г. Мурманска на расчетный срок до 2042 года представлены в таблице 12.

#### **2.4.5. Значения существующих и перспективных потерь тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям, включая потери тепловой энергии в тепловых сетях теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и потери теплоносителя, с указанием затрат теплоносителя на компенсацию этих потерь**

Значения существующих и перспективных потерь тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям на территории г. Мурманска на расчетный срок до 2042 года представлены в таблице 12.

#### **2.4.6. Затраты существующей и перспективной тепловой мощности на хозяйственные нужды теплоснабжающей (теплосетевой) организации в отношении тепловых сетей**

Затраты существующей и перспективной тепловой мощности на хозяйственные нужды на территории г. Мурманска представлены в таблице 12.

#### **2.4.7. Значения существующей и перспективной резервной тепловой мощности источников тепловой энергии, в том числе источников тепловой энергии, принадлежащих потребителям, и источников тепловой энергии теплоснабжающих организаций, с выделением значений аварийного резерва и резерва по договорам на поддержание резервной тепловой мощности**

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки на территории г. Мурманска на расчетный срок до 2042 года представлены в таблице 12.

Данные резервов/дефицитов тепловой мощности нетто, указаны в таблице 12.

#### **2.4.8. Значения существующей и перспективной тепловой нагрузки потребителей, устанавливаемые с учетом расчетной тепловой нагрузки**

Перспективные нагрузки отопления, вентиляции и горячего водоснабжения и перспективные объемы потребления тепловой энергии с разделением по зонам действия источников централизованного теплоснабжения представлены в таблицах 7-9.

#### **2.5. Радиус эффективного теплоснабжения, определяемый в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения**

Согласно п. 30 г. 2 Федерального закона от 27.07.2010 г. №190-ФЗ "О теплоснабжении": "Радиус эффективного теплоснабжения - максимальное расстояние от теплотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения".

Основными критериями оценки целесообразности подключения новых потребителей в зоне действия системы централизованного теплоснабжения являются:

- затраты на строительство новых участков тепловой сети и реконструкция существующих участков;
- пропускная способность существующих магистральных тепловых сетей;
- затраты на перекачку теплоносителя в тепловых сетях;
- потери тепловой энергии в тепловых сетях при ее передаче;
- надежность системы теплоснабжения.

Таким образом, для каждого нового подключения необходимо рассчитывать целесообразность, в соответствии с Приложением №40 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения №212 от 05.03.2019г., утвержденным Приказом Министерства энергетики РФ.

В качестве центра построения радиуса эффективного теплоснабжения должны быть рассмотрены источники централизованного теплоснабжения потребителей. Исключение составляет система теплоснабжения, образованная на базе котельной «Абрам – Мыс», для которой в качестве центра построения радиуса эффективного теплоснабжения рассматривается ЦТП, от которого осуществляется отпуск тепловой энергии в виде горячей воды.

Существующая жилая и социально-административная застройка находится в пределах радиуса теплоснабжения от источников тепловой энергии. Перспективные потребители, планируемые к присоединению в течение расчетного периода, также находятся в границах предельного радиуса теплоснабжения, следовательно, их присоединение к существующим тепловым сетям оправдано как с технической, так и с экономической точек зрения.

### **РАЗДЕЛ 3. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ**

Существующие и перспективные балансы теплоносителя приведены в Главе 6 Обосновывающих материалов «Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах» к схеме теплоснабжения г. Мурманска на период с 2023 по 2042 гг.

#### **3.1. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплотребляющими установками потребителей**

В ходе сопоставления нормативных и фактических потерь теплоносителя в существующих системах транспорта тепловой энергии от источников централизованного теплоснабжения, было выявлено, что фактические потери теплоносителя в тепловых сетях не превышают нормативные потери теплоносителя, рассчитанные в соответствии с существующими характеристиками тепловых сетей. Несмотря на соответствие фактических и нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в существующих системах теплоснабжения может быть выполнен ряд организационных и технических мероприятий. К организационным мероприятиям следует отнести составление планов и проведение энергетического аудита и энергетического обследования тепловых сетей на предмет выявления наибольших потерь теплоносителя в тепловых сетях.

Проведение мероприятий по снижению аварийности на тепловых сетях в соответствии с Главой 11 Обосновывающих материалов «Оценка надежности теплоснабжения».

Для снижения коммерческих потерь теплоносителя рекомендуется оснащение приборами учета потребителей тепловой энергии и ЦТП.

Для снижения потерь теплоносителя при транспортировке тепловой энергии потребителям рекомендуются следующие мероприятия:

– Перекладка трубопроводов тепловых сетей в соответствии с планами развития теплоснабжающих организаций;

- Применение при прокладке магистральных трубопроводов тепловых сетей трубопроводов в монолитной тепловой изоляции с системами дистанционной диагностики состояния трубопроводов;

- Применение для наружных сетей ГВС трубопроводов с высокой коррозионной стойкостью (в т. ч. полимерных трубопроводов);

- Использование мобильных измерительных комплексов для диагностики состояния тепловых сетей;

- Реконструкция ВПУ котельных с оснащением их системами обескислороживания.

Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок для котельных, расположенных на территории г. Мурманска, представлены в таблицах 13 и 14.

**Таблица 13 – Балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии г. Мурманска (Сценарий 1)**

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
Мурманская ТЭЦ												
Производительность ВПУ	м3/ч	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов теплоносителя	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	2,6	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	м3/ч	47	47	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	47	47	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	47	47	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка (в аварийном режиме)	м3/ч	94,14	94,14	94,19	94,19	94,19	94,19	94,19	94,19	94,19	94,19	94,19
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	53	53	52,97	52,97	52,97	52,97	52,97	52,97	52,97	52,97	52,97
Доля резерва	%	53,00%	53,00%	53,00%	53,00%	53,00%	53,00%	53,00%	53,00%	53,00%	53,00%	53,00%
Южная котельная												
Производительность ВПУ	м3/ч	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	1,48	8	143	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	46	46,01	46,04	46,71	46,71	46,71	46,71	46,71	46,71	46,71	46
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	46	46,01	46,04	46,71	46,71	46,71	46,71	46,71	46,71	46,71	46
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	46	46,01	46,04	46,71	46,71	46,71	46,71	46,71	46,71	46,71	46

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	197,8	197,9	198	200,9	200,9	200,9	200,9	200,9	200,9	200,9	197,8
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	229	229	229	228,3	228,3	228,3	228,3	228,3	228,3	228,3	229
Доля резерва	%	83,30%	83,30%	83,30%	83,00%	83,00%	83,00%	83,00%	83,00%	83,00%	83,00%	83,30%
<b>Восточная котельная</b>												
Производительность ВПУ	м3/ч	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	43,6	43,6	47,38	49,03	83,99	43,6	43,6	43,6	43,6	43,6	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	37,28	37,57	37,87	38,19	38,73	39,02	39,3	39,58	39,86	40,15	37
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	37,28	37,57	37,87	38,19	38,73	39,02	39,3	39,58	39,86	40,15	37
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	37,28	37,57	37,87	38,19	38,73	39,02	39,3	39,58	39,86	40,15	37
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	115,07	115,95	116,89	117,88	119,55	120,43	121,3	122,17	123,04	123,91	114,2
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	62,7	62,4	62,1	61,8	61,3	61	60,7	60,4	60,1	59,9	63
Доля резерва	%	62,70%	62,40%	62,10%	61,80%	61,30%	61,00%	60,70%	60,40%	60,10%	59,90%	63,00%
<b>Котельная "Северная"</b>												
Производительность ВПУ	м3/ч	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	3,36	193,36	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	240,17	196,02	169,89	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	240,17
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	14,83	14,84	15,32	15,32	15,32	15,32	15,32	15,32	15,32	15,32	14,83
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	м3/ч	225,34	181,18	154,56	131,27	131,27	131,27	131,27	131,27	131,27	131,27	225,34
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	240,17	196,02	169,89	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	240,17
Аварийная подпитка систем теплоснабжения	м3/ч	227,3	227,3	227,3	227,3	227,3	227,3	227,3	227,3	227,3	227,3	227,3
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	467,47	423,32	397,19	373,9	373,9	373,9	373,9	373,9	373,9	373,9	467,47
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	1,8	46	72,1	95,4	95,4	95,4	95,4	95,4	95,4	95,4	1,8
Доля резерва	%	0,80%	19,00%	29,80%	39,40%	39,40%	39,40%	39,40%	39,40%	39,40%	39,40%	0,80%
<b>Котельная "Абрам Мыс"</b>												
Производительность ВПУ	м3/ч	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78
Доля резерва	%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%
<b>Котельная "Роста"</b>												
Производительность ВПУ	м3/ч	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0,46	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	34,8	34,8	34,8	35,8	36,8	37,8	38,8	39,8	40,8	41,8	34,8
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	89,09	89,09	89,09	89,09	89,09	89,09	89,09	89,09	89,09	89,09	89,09
Доля резерва	%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%
<b>Котельная ТЦ «Росляково -1»</b>												
Производительность ВПУ	м3/ч	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	69,11	69,11	0	0	0	0	0	0	0	0	341
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	1,66	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,48
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	1,66	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,48
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	1,66	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,48
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	13,24	14,62	14,62	14,62	14,62	14,62	14,62	14,62	14,62	14,62	11,86
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	38,34	38,17	38,17	38,17	38,17	38,17	38,17	38,17	38,17	38,17	38,52
Доля резерва	%	95,86%	95,43%	95,43%	95,43%	95,43%	95,43%	95,43%	95,43%	95,43%	95,43%	96,29%
<b>Котельная ТЦ «Росляково Южное»</b>												
Производительность ВПУ	м3/ч	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,06	0,06	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,06	0,06	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,06	0,06	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	0	0	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86
Доля резерва	%	0	0	93,17%	93,17%	93,17%	93,17%	93,17%	93,17%	93,17%	93,17%	93,17%
<b>Котельная "Фестивальная"</b>												
Производительность ВПУ	м3/ч	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89
Доля резерва	%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%
<b>Угольная котельная МУП "МУК"</b>												

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
Производительность ВПУ	м3/ч	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95
Доля резерва	%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%
Котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее дизельная котельная МУП "МУК")												
Производительность ВПУ	м3/ч	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06
Доля резерва	%	96,65%	96,65%	96,65%	96,65%	96,65%	96,65%	96,65%	96,65%	96,65%	96,65%	96,65%

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
Котельная АО "ММТП"												
Производительность ВПУ	м3/ч	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84
Доля резерва	%	99,60%	99,60%	99,60%	99,60%	99,60%	99,60%	99,60%	99,60%	99,60%	99,60%	99,60%
Котельная №22												
Производительность ВПУ	м3/ч	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996

<b>Наименование</b>	<b>Единица измерения</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>	<b>2032-2037</b>	<b>2038-2042</b>
Доля резерва	%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%

**Таблица 14 – Балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии г. Мурманска (Сценарий 2)**

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
Мурманская ТЭЦ												
Производительность ВПУ	м3/ч	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов теплоносителя	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	2,6	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	м3/ч	47	47	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	47	47	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	47	47	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03	47,03
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка (в аварийном режиме)	м3/ч	94,14	94,14	94,19	94,19	94,19	94,19	94,19	94,19	94,19	94,19	94,19
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	53	53	52,97	52,97	52,97	52,97	52,97	52,97	52,97	52,97	52,97
Доля резерва	%	53,00%	53,00%	53,00%	53,00%	53,00%	53,00%	53,00%	53,00%	53,00%	53,00%	53,00%
Южная котельная												
Производительность ВПУ	м3/ч	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	1,48	8	143	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	46	46,01	46,04	46,71	46,71	46,71	46,71	46,71	46,71	46,71	46
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	46	46,01	46,04	46,71	46,71	46,71	46,71	46,71	46,71	46,71	46
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	46	46,01	46,04	46,71	46,71	46,71	46,71	46,71	46,71	46,71	46
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	197,8	197,9	198	200,9	200,9	200,9	200,9	200,9	200,9	200,9	197,8
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	229	229	229	228,3	228,3	228,3	228,3	228,3	228,3	228,3	229
Доля резерва	%	83,30%	83,30%	83,30%	83,00%	83,00%	83,00%	83,00%	83,00%	83,00%	83,00%	83,30%
<b>Восточная котельная</b>												
Производительность ВПУ	м3/ч	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	43,6	43,6	47,38	49,03	83,99	43,6	43,6	43,6	43,6	43,6	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	37,28	37,57	37,87	38,19	38,73	39,02	39,3	39,58	39,86	40,15	37
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	37,28	37,57	37,87	38,19	38,73	39,02	39,3	39,58	39,86	40,15	37
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	37,28	37,57	37,87	38,19	38,73	39,02	39,3	39,58	39,86	40,15	37
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	115,07	115,95	116,89	117,88	119,55	120,43	121,3	122,17	123,04	123,91	114,2
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	62,7	62,4	62,1	61,8	61,3	61	60,7	60,4	60,1	59,9	63
Доля резерва	%	62,70%	62,40%	62,10%	61,80%	61,30%	61,00%	60,70%	60,40%	60,10%	59,90%	63,00%
<b>Котельная "Северная"</b>												
Производительность ВПУ	м3/ч	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	3,36	193,36	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	240,17	196,02	169,89	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	240,17
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	14,83	14,84	15,32	15,32	15,32	15,32	15,32	15,32	15,32	15,32	14,83

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/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)	м3/ч	225,34	181,18	154,56	131,27	131,27	131,27	131,27	131,27	131,27	131,27	225,34
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	240,17	196,02	169,89	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	240,17
Аварийная подпитка систем теплоснабжения	м3/ч	227,3	227,3	227,3	227,3	227,3	227,3	227,3	227,3	227,3	227,3	227,3
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	467,47	423,32	397,19	373,9	373,9	373,9	373,9	373,9	373,9	373,9	467,47
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	1,8	46	72,1	95,4	95,4	95,4	95,4	95,4	95,4	95,4	1,8
Доля резерва	%	0,80%	19,00%	29,80%	39,40%	39,40%	39,40%	39,40%	39,40%	39,40%	39,40%	0,80%
<b>Котельная "Абрам Мыс"</b>												
Производительность ВПУ	м3/ч	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78
Доля резерва	%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%
<b>Котельная "Роста"</b>												



Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
Производительность ВПУ	м3/ч	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0,46	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	34,8	34,8	34,8	35,8	36,8	37,8	38,8	39,8	40,8	41,8	34,8
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	89,09	89,09	89,09	89,09	89,09	89,09	89,09	89,09	89,09	89,09	89,09
Доля резерва	%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%
<b>Котельная ТЦ «Росляково -1»</b>												
Производительность ВПУ	м3/ч	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	69,11	69,11	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	1,66	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	1,66	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	1,66	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	13,24	14,62	14,62	14,62	14,62	14,62	14,62	14,62	14,62	14,62	14,62
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	38,34	38,17	38,17	38,17	38,17	38,17	38,17	38,17	38,17	38,17	38,17

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
Доля резерва	%	95,86%	95,43%	95,43%	95,43%	95,43%	95,43%	95,43%	95,43%	95,43%	95,43%	95,43%
Котельная ТЦ «Росляково Южное»												
Производительность ВПУ	м3/ч	0	0	0	Переключение на котельную ТЦ «Росляково-1»							
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0								
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0								
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0								
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,06	0,06	0,06								
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,06	0,06	0,06								
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0								
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,06	0,06	0,06								
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	0,77	0,77	0,77								
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	0	0	0								
Доля резерва	%	0	0	0								
Котельная "Фестивальная"												
Производительность ВПУ	м3/ч	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89
Доля резерва	%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%
<b>Угольная котельная МУП "МУК"</b>												
Производительность ВПУ	м3/ч	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95
Доля резерва	%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%
<b>Котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее дизельная котельная МУП "МУК")</b>												
Производительность ВПУ	м3/ч	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06
Доля резерва	%	96,65%	96,65%	96,65%	96,65%	96,65%	96,65%	96,65%	96,65%	96,65%	96,65%	96,65%
<b>Котельная АО "ММТП"</b>												
Производительность ВПУ	м3/ч	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76	9,76
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84	39,84
Доля резерва	%	99,60%	99,60%	99,60%	99,60%	99,60%	99,60%	99,60%	99,60%	99,60%	99,60%	99,60%
<b>Котельная №22</b>												
Производительность ВПУ	м3/ч	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2037	2038-2042
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996
Доля резерва	%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%

### **3.2. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения**

В соответствии с п. 6.22 СП 124.13330.2012 (актуализированная версия СНиП 41-02-2003 "Тепловые сети"): "Для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически необработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели), если другое не предусмотрено проектными (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".

Требуемые объемы аварийной подпитки тепловых сетей на расчетный период схемы теплоснабжения по каждому источнику тепловой энергии представлены в таблицах 13 – 14.

## **РАЗДЕЛ 4. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МАСТЕР-ПЛАНА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА МУРМАНСКА**

### **4.1. Описание сценариев развития теплоснабжения города Мурманска**

Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению источников тепловой энергии, расположенных на территории города Мурманска, в первую очередь определяются перспективными условиями развития энергетики Мурманской области в целом.

Основными программными и нормативными документами, которые регламентируют планы по развитию электроэнергетики и газификации Мурманской области, являются:

1. Приказ Минэнерго России от 28.03.2023 г. №108 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2023-2028 годы»;

2. Распоряжение Губернатора Мурманской области от 29.04.2022 № 117-РГ «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Мурманской области на 2023-2027 гг.»;

4. Соглашение о сотрудничестве между Правительством Мурманской области и ОАО «Газпром» от 10.11.2005 г. в редакции Дополнительного соглашения от 12.07.2010 г. №1 (о бессрочности);

5. Договор о сотрудничестве ПАО «Газпром» и Правительства Мурманской области в 2010-2015 гг. от 15.10.2009 г.;

6. Генеральная схема газоснабжения и газификации Мурманской области (актуализация 2023 года).

Согласно вышеуказанным документам, в рассматриваемый период актуализации схемы, строительство источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на территории города Мурманска не предусматривается.

В настоящее время, АО «Газпром промгаз» проводит актуализацию Генеральной схемы газоснабжения и газификации Мурманской области («Магистральный газопровод «Волхов - Мурманск»), в том числе г. Мурманска, по результатам которой будут определены объемы и сроки газификации. По этой причине, в рамках настоящей актуализации Схемы теплоснабжения предполагается, что проекты по газификации Мурманской области или отдельно г. Мурманска в краткосрочной перспективе не будут осуществлены.

Учитывая выше сказанное, в рамках разработки Схемы теплоснабжения на 2023-2042 год, рассмотрены три наиболее вероятных сценария развития энергетики региона:

1. Сценарий 1: Сохранение мазутозависимости для существующих источников и модернизация / оптимизация состава установленного оборудования котельных, с перевод маломощных котельных на другой вид топлива (биотопливо);
2. Сценарий 2. Газификация Мурманской области.

**Сценарий 1: Отсутствие газификации и сохранение мазутозависимости для существующих источников и модернизация / оптимизация состава установленного оборудования котельных**

Сценарий 1 подразумевает сохранение существующего положения в топливно-энергетическом комплексе Мурманской области.

Данный сценарий предполагает в первую очередь повышение эффективности сжигания мазута на существующих котельных и ТЭЦ, внедрение мероприятий по снижению собственных нужд, проведение мероприятий по снижению потерь в тепловых сетях и повышение энергоэффективности существующей жилой и социально-административной застройки на территории г. Мурманска.

**Сценарий 2. Газификация Мурманской области**

Проекты, предусматривающие перевод источников теплоснабжения Мурманской области на использования магистрального сетевого газа, в настоящее время планируются Правительством Мурманской области совместно с газодобывающей компанией ПАО «Газпром» и возможны к реализации после окончательного согласования Схемы газоснабжения и газификации города Мурманска, и внесения изменений в документы территориального планирования.

В настоящее время, теплоснабжающие организации города приступили к проработке мероприятий по капитальным вложениям, реконструкциям, модернизациям, замене тепловых сетей и диспетчеризации на источниках города.

К детальному рассмотрению сценария, учитывающего газификацию Мурманской области, следует вернуться при последующих актуализациях схемы теплоснабжения.



## **4.2. Обоснование выбора приоритетного сценария развития теплоснабжения города Мурманска**

На основании анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, выполненного в Главе 14 Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения, установлено, что сценарий 2 является наиболее подходящим для устойчивого развития системы теплоснабжения муниципального образования. Этот сценарий предполагает:

- снижение затрат на собственные нужды при производстве тепловой энергии для источников;
- более медленный рост тарифов при реализации мероприятий, что обеспечивает снижение финансовой нагрузки на население;
- повышение эффективности использования ресурсов и снижение потерь в тепловых сетях;
- улучшение качества предоставляемых услуг;
- стимулирование инвестиций в модернизацию и развитие системы теплоснабжения, что обеспечит её долгосрочную стабильность и надёжность.

В таблицах ниже представлена информация по тарифно-балансовым расчетным моделям систем теплоснабжения источников муниципального образования г. Мурманск.

**Таблица 15 – Результаты расчета ценовых последствий для потребителей при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 001 (АО «Мурманская ТЭЦ»). Сценарий 1**

№ п/п	Наименование	Ед. измер.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034-2042
<b>1.</b>	<b>Балансовые показатели</b>												
	Полезный отпуск	тыс. Гкал	2 007,00	2 016,00	2 090,00	2 090,00	2 090,00	2 075,97	2 176,49	2 176,49	2 176,49	2 176,49	2 176,49
<b>2.</b>	<b>Расходы на энергетические ресурсы</b>	тыс. руб.	<b>4 397 053,0</b>	<b>4 598 831,7</b>	<b>4 964 274,0</b>	<b>5 126 342,8</b>	<b>5 311 603,6</b>	<b>5 464 253,7</b>	<b>5 924 761,5</b>	<b>6 139 448,2</b>	<b>6 361 998,9</b>	<b>6 592 706,0</b>	<b>9 090 124,3</b>
2.1	Топливо	тыс. руб.	3 890 123,3	4 029 793,5	4 357 958,7	4 492 402,3	4 648 252,7	4 774 376,1	5 183 002,1	5 364 407,1	5 552 161,4	5 746 487,0	7 831 871,9
2.2	Другие энергетические ресурсы	тыс. руб.	506 929,7	569 038,2	606 315,3	633 940,5	663 350,9	689 877,7	741 759,5	775 041,0	809 837,6	846 219,0	1 258 252,3
2.2.1	Электрическая энергия на технологические нужды	тыс. руб.	265 675,3	282 878,7	307 925,2	323 321,5	339 487,6	354 069,8	389 773,5	409 262,1	429 725,2	451 211,5	699 977,1
2.2.2	Холодная вода	тыс. руб.	46 560,2	49 575,1	53 707,6	55 855,9	58 090,2	60 008,3	65 430,3	68 047,5	70 769,4	73 600,2	104 756,0
2.2.3	Покупная тепловая энергия	тыс. руб.	194 694,2	236 584,4	244 682,5	254 763,1	265 773,2	275 799,5	286 555,7	297 731,4	309 342,9	321 407,3	453 519,1
<b>3.</b>	<b>Операционные расходы</b>	тыс. руб.	<b>1 265 771,0</b>	<b>1 336 751,2</b>	<b>1 376 319,0</b>	<b>1 468 775,5</b>	<b>1 556 110,0</b>	<b>1 618 354,4</b>	<b>1 666 257,7</b>	<b>1 715 579,0</b>	<b>1 766 360,1</b>	<b>1 818 644,4</b>	<b>2 437 019,5</b>
<b>4.</b>	<b>Неподконтрольные расходы всего</b>	тыс. руб.	<b>1 090 096,0</b>	<b>1 374 921,5</b>	<b>1 465 718,0</b>	<b>1 472 121,3</b>	<b>1 512 337,9</b>	<b>1 542 613,2</b>	<b>1 553 712,8</b>	<b>1 569 196,9</b>	<b>1 604 389,8</b>	<b>1 645 317,5</b>	<b>1 804 309,4</b>
4.1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	9 374,2	9 936,7	10 383,8	10 799,2	11 231,1	11 680,4	12 147,6	12 633,5	13 138,8	13 664,4	19 448,7
4.5	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	32 095,4	75 284,6	104 431,9	128 522,9	133 086,8	134 008,3	134 057,3	130 627,5	136 939,9	141 938,4	144 837,9
4.7	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	223 291,0	235 822,3	242 802,6	259 113,3	274 520,4	285 501,2	293 952,0	302 653,0	311 611,5	320 835,2	429 925,6
4.8	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	198 572,0	286 976,1	351 471,4	411 442,9	434 229,7	449 519,0	463 648,8	469 858,6	494 394,9	516 500,6	516 500,6
4.9	Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб.	84 202,2	85 405,9	91 521,5	95 815,1	99 631,1	102 562,0	108 984,8	112 319,8	116 109,9	119 975,0	159 050,0
4.11	Услуги банков	тыс. руб.	526 051,2	526 051,2	526 051,2	526 051,2	526 051,2	526 051,2	526 051,2	526 051,2	526 051,2	526 051,2	526 051,2
4.15	Налог на прибыль	тыс. руб.	16 510,0	154 905,0	138 494,2	39 792,8	32 980,3	32 659,6	14 214,3	14 370,3	5 433,0	5 613,8	7 441,9
<b>6.</b>	<b>Нормативная прибыль</b>	тыс. руб.	<b>215 050,0</b>	<b>619 619,9</b>	<b>553 976,8</b>	<b>159 171,4</b>	<b>131 921,1</b>	<b>130 638,5</b>	<b>56 857,1</b>	<b>57 481,1</b>	<b>21 732,1</b>	<b>22 455,3</b>	<b>29 769,5</b>
<b>8.</b>	<b>Необходимая валовая выручка с инвестиционной составляющей</b>	тыс. руб.	<b>7 244 147,6</b>	<b>7 930 124,3</b>	<b>8 360 287,8</b>	<b>8 226 411,0</b>	<b>8 511 972,6</b>	<b>8 755 859,9</b>	<b>9 201 589,1</b>	<b>9 481 705,2</b>	<b>9 754 480,9</b>	<b>10 079 123,2</b>	<b>13 361 222,7</b>
<b>9.</b>	<b>Экономически обоснованный тариф по рассматриваемому сценарию</b>	руб./Гкал	<b>3 609,4</b>	<b>3 933,6</b>	<b>4 000,1</b>	<b>3 936,1</b>	<b>4 072,7</b>	<b>4 217,7</b>	<b>4 227,7</b>	<b>4 356,4</b>	<b>4 481,8</b>	<b>4 630,9</b>	<b>6 138,9</b>
10.	Изменение существующего тарифа с учетом индексации	руб./Гкал	3 609,4	3 786,3	3 899,9	4 052,0	4 210,0	4 374,2	4 544,8	4 722,1	4 906,2	5 097,6	7 192,9

**Таблица 16 – Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки Результаты расчета ценовых последствий для потребителей при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 001 (АО «Мурманская ТЭЦ»). Сценарий 2**

№ п/п	Наименование	Ед. измер.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034-2042
<b>1.</b>	<b>Балансовые показатели</b>												
	Полезный отпуск	тыс. Гкал	2 007,00	2 016,00	2 090,00	2 090,00	2 090,00	2 075,97	2 176,49	2 176,49	2 176,49	2 176,49	2 176,49
<b>2.</b>	<b>Расходы на энергетические ресурсы</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>4 397 053,00</b>	<b>4 598 831,65</b>	<b>4 964 273,99</b>	<b>5 126 342,83</b>	<b>5 311 603,57</b>	<b>5 464 253,73</b>	<b>5 091 539,04</b>	<b>5 280 524,77</b>	<b>4 410 292,70</b>	<b>3 829 459,81</b>	<b>5 504 334,24</b>
2.1	Топливо	тыс. руб.	3 890 123,30	4 029 793,46	4 357 958,67	4 492 402,32	4 648 252,68	4 774 376,08	4 349 779,55	4 505 483,73	3 600 455,13	2 983 240,82	4 246 081,90
2.2	Другие энергетические ресурсы	тыс. руб.	506 929,70	569 038,19	606 315,32	633 940,51	663 350,89	689 877,66	741 759,49	775 041,04	809 837,58	846 218,99	1 258 252,34
2.2.1	Электрическая энергия на технологические нужды	тыс. руб.	265 675,30	282 878,67	307 925,22	323 321,48	339 487,55	354 069,80	389 773,46	409 262,14	429 725,24	451 211,51	699 977,14
2.2.2	Холодная вода	тыс. руб.	46 560,20	49 575,12	53 707,61	55 855,92	58 090,16	60 008,34	65 430,32	68 047,53	70 769,43	73 600,21	104 756,05
2.2.3	Покупная тепловая энергия	тыс. руб.	194 694,20	236 584,39	244 682,49	254 763,11	265 773,18	275 799,52	286 555,70	297 731,37	309 342,90	321 407,27	453 519,15
<b>3.</b>	<b>Операционные расходы</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>1 265 771,00</b>	<b>1 336 751,16</b>	<b>1 376 319,00</b>	<b>1 468 775,49</b>	<b>1 556 110,04</b>	<b>1 618 354,44</b>	<b>1 666 257,73</b>	<b>1 715 578,96</b>	<b>1 766 360,09</b>	<b>1 818 644,35</b>	<b>2 437 019,47</b>
<b>4.</b>	<b>Неподконтрольные расходы всего</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>1 090 096,00</b>	<b>1 374 645,34</b>	<b>1 463 894,24</b>	<b>1 479 300,07</b>	<b>1 553 093,39</b>	<b>1 626 664,79</b>	<b>1 702 198,68</b>	<b>1 775 572,60</b>	<b>1 856 256,15</b>	<b>1 909 651,78</b>	<b>2 011 468,55</b>
4.1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	9 374,20	9 936,65	10 383,80	10 799,15	11 231,12	11 680,36	12 147,58	12 633,48	13 138,82	13 664,37	19 448,67
4.5	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	32 095,40	76 148,78	104 905,15	131 101,48	142 667,23	153 353,71	170 246,99	178 704,83	196 406,91	203 271,51	159 984,76
4.7	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	223 291,00	235 822,28	242 802,62	259 113,28	274 520,36	285 501,18	293 952,01	302 652,99	311 611,52	320 835,22	429 925,56
4.8	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	198 572,00	289 685,19	353 141,94	419 828,31	465 142,61	513 175,22	584 498,33	636 308,22	708 027,83	750 716,89	750 716,89
4.9	Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб.	84 202,20	85 449,07	91 547,37	95 947,63	100 120,48	103 565,00	100 813,71	104 532,76	95 825,31	90 154,85	118 732,03
4.11	Услуги банков	тыс. руб.	526 051,20	526 051,20	526 051,20	526 051,20	526 051,20	526 051,20	526 051,20	526 051,20	526 051,20	526 051,20	526 051,20
4.15	Налог на прибыль	тыс. руб.	16 510,00	151 012,30	134 500,70	35 875,10	32 753,12	32 706,56	13 832,04	14 006,02	4 484,13	4 218,89	5 555,87
<b>6.</b>	<b>Нормативная прибыль</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>215 050,00</b>	<b>604 049,19</b>	<b>538 002,81</b>	<b>143 500,38</b>	<b>131 012,48</b>	<b>130 826,22</b>	<b>55 328,14</b>	<b>56 024,09</b>	<b>17 936,53</b>	<b>16 875,57</b>	<b>22 225,46</b>
<b>8.</b>	<b>Необходимая валовая выручка с инвестиционной составляющей</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>7 244 147,59</b>	<b>7 914 277,34</b>	<b>8 342 490,04</b>	<b>8 217 918,77</b>	<b>8 551 819,48</b>	<b>8 840 099,19</b>	<b>8 515 323,59</b>	<b>8 827 700,42</b>	<b>8 050 845,47</b>	<b>7 574 631,51</b>	<b>9 975 047,73</b>
<b>9.</b>	<b>Экономически обоснованный тариф по рассматриваемому сценарию</b>	<b>руб./Гкал</b>	<b>3 609,44</b>	<b>3 925,73</b>	<b>3 991,62</b>	<b>3 932,02</b>	<b>4 091,78</b>	<b>4 258,29</b>	<b>3 912,42</b>	<b>4 055,94</b>	<b>3 699,01</b>	<b>3 480,21</b>	<b>4 583,10</b>
10.	Изменение существующего тарифа с учетом индексации	руб./Гкал	3 609,44	3 786,30	3 899,89	4 051,99	4 210,02	4 374,21	4 544,80	4 722,05	4 906,21	5 097,55	7 192,85

**Таблица 17 – Сценарий 1 Результаты расчета ценовых последствий для потребителей при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 002 (Угольная котельная). Сценарий 1 и 2**

№ п/п	Наименование	Ед. измер.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2042
<b>1.</b>	<b>Балансовые показатели</b>												
1.6	Полезный отпуск	тыс. Гкал	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46
<b>2.</b>	<b>Расходы на энергетические ресурсы</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>10 211,19</b>	<b>10 615,25</b>	<b>11 000,76</b>	<b>11 399,26</b>	<b>11 816,13</b>	<b>12 243,61</b>	<b>12 690,43</b>	<b>13 151,65</b>	<b>13 633,35</b>	<b>14 130,52</b>	<b>19 514,29</b>
2.1	Топливо	тыс. руб.	8 223,00	8 529,27	8 850,96	9 185,50	9 532,75	9 893,22	10 267,36	10 655,74	11 058,90	11 477,36	16 038,45
2.2	Другие энергетические ресурсы	тыс. руб.	1 988,19	2 085,98	2 149,80	2 213,75	2 283,38	2 350,39	2 423,07	2 495,90	2 574,45	2 653,16	3 475,84
<b>3.</b>	<b>Операционные расходы</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>12 684,59</b>	<b>13 085,17</b>	<b>13 472,49</b>	<b>13 871,28</b>	<b>14 281,87</b>	<b>14 704,61</b>	<b>15 139,87</b>	<b>15 588,01</b>	<b>16 049,41</b>	<b>16 524,47</b>	<b>21 485,45</b>
<b>4.</b>	<b>Неподконтрольные расходы всего</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>6 538,53</b>	<b>6 934,76</b>	<b>7 099,58</b>	<b>7 269,78</b>	<b>7 736,44</b>	<b>6 395,28</b>	<b>6 552,18</b>	<b>6 754,04</b>	<b>6 959,69</b>	<b>7 175,05</b>	<b>5 313,25</b>
4.1	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	0,00	1 016,57	946,46	876,35	806,24	736,14	666,03	595,92	525,81	455,70	0,00
4.2	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	2 132,77	2 200,13	2 265,25	2 332,30	2 401,34	2 472,42	2 545,60	2 620,95	2 698,53	2 778,41	3 612,54
4.3	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	0,00	3 186,73	3 186,73	3 186,73	3 186,73	3 186,73	3 186,73	3 186,73	3 186,73	3 186,73	0,00
4.4	Прочие неподконтрольные расходы	тыс. руб.	4 253,49	420,68	632,62	848,38	1 342,13	0,00	153,82	350,44	548,62	754,21	1 698,71
4.5	Неподконтрольные расходы без налога на прибыль	тыс. руб.	6 386,26	6 824,11	7 031,06	7 243,77	7 736,44	6 395,28	6 552,18	6 754,04	6 959,69	7 175,05	5 313,25
4.6	Налог на прибыль	тыс. руб.	152,27	110,65	68,52	26,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>5.</b>	<b>Расчетная предпринимательская прибыль</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>1 052,95</b>	<b>1 099,76</b>	<b>1 132,67</b>	<b>1 166,44</b>	<b>1 215,08</b>	<b>1 172,51</b>	<b>1 205,76</b>	<b>1 241,90</b>	<b>1 279,18</b>	<b>1 317,63</b>	<b>1 513,73</b>
<b>8.</b>	<b>Необходимая валовая выручка по концессионному соглашению</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>31 096,32</b>	<b>32 177,54</b>	<b>32 979,59</b>	<b>33 810,80</b>	<b>35 049,52</b>	<b>34 478,26</b>	<b>35 588,23</b>	<b>36 735,59</b>	<b>37 921,63</b>	<b>39 147,68</b>	<b>47 828,71</b>
<b>9.</b>	<b>Экономически обоснованный тариф</b>	<b>руб./Гкал</b>	<b>6 972,27</b>	<b>7 214,70</b>	<b>7 394,53</b>	<b>7 580,90</b>	<b>7 858,64</b>	<b>7 730,55</b>	<b>7 979,42</b>	<b>8 236,68</b>	<b>8 502,61</b>	<b>8 777,51</b>	<b>10 723,93</b>
10.	Изменение существующего тарифа с учетом индексации	руб./Гкал	6 972,27	7 313,91	7 533,33	7 827,13	8 132,39	8 449,55	8 779,08	9 121,46	9 477,20	9 846,81	13 894,26

**Таблица 18 – Результаты расчета ценовых последствий для потребителей при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 008 (Котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша». Сценарий 1 и 2**

№ п/п	Наименование	Ед. измер.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2042
<b>1.</b>	<b>Балансовые показатели</b>												
1.6	Полезный отпуск	тыс. Гкал	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10
<b>2.</b>	<b>Расходы на энергетические ресурсы</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>6 971,61</b>	<b>7 246,84</b>	<b>7 509,65</b>	<b>7 781,28</b>	<b>8 065,46</b>	<b>8 356,80</b>	<b>8 661,35</b>	<b>8 975,67</b>	<b>9 303,96</b>	<b>9 642,76</b>	<b>13 310,33</b>
2.1	Топливо	тыс. руб.	5 636,17	5 846,09	6 066,58	6 295,88	6 533,89	6 780,96	7 037,41	7 303,61	7 579,93	7 866,76	10 992,99
2.2	Другие энергетические ресурсы	тыс. руб.	1 335,44	1 400,75	1 443,07	1 485,40	1 531,57	1 575,84	1 623,94	1 672,07	1 724,03	1 776,00	2 317,33
<b>3.</b>	<b>Операционные расходы</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>9 175,14</b>	<b>9 464,89</b>	<b>9 843,49</b>	<b>10 134,85</b>	<b>10 434,85</b>	<b>10 743,72</b>	<b>11 061,73</b>	<b>11 504,20</b>	<b>11 844,72</b>	<b>12 195,33</b>	<b>16 178,56</b>
<b>4.</b>	<b>Неподконтрольные расходы всего</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>9 092,17</b>	<b>9 582,61</b>	<b>9 790,95</b>	<b>10 114,56</b>	<b>10 662,48</b>	<b>10 173,23</b>	<b>10 253,70</b>	<b>10 523,39</b>	<b>10 918,05</b>	<b>11 330,45</b>	<b>15 223,58</b>
4.1	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	0,00	602,06	560,54	519,02	477,50	435,97	394,45	352,93	311,41	269,89	249,13
4.2	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	1 542,70	1 591,42	1 655,07	1 704,06	1 754,50	1 806,44	1 859,91	1 934,30	1 991,56	2 050,51	2 720,24
4.3	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	0,00	1 887,33	1 887,33	1 887,33	1 887,33	1 887,33	1 887,33	1 887,33	1 887,33	1 887,33	0,00
4.4	Прочие неподконтрольные расходы	тыс. руб.	7 439,54	5 422,50	5 638,56	5 985,24	6 543,15	6 043,48	6 112,01	6 348,83	6 727,74	7 122,72	12 252,21
4.5	Неподконтрольные расходы без налога на прибыль	тыс. руб.	8 982,23	9 503,31	9 741,50	10 095,65	10 662,48	10 173,23	10 253,70	10 523,39	10 918,05	11 330,45	15 223,58
4.6	Налог на прибыль	тыс. руб.	109,94	79,30	49,45	18,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>5.</b>	<b>Расчетная предпринимательская прибыль</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>974,64</b>	<b>1 018,45</b>	<b>1 051,40</b>	<b>1 085,80</b>	<b>1 131,44</b>	<b>1 124,64</b>	<b>1 146,97</b>	<b>1 184,98</b>	<b>1 224,34</b>	<b>1 265,09</b>	<b>1 685,97</b>
<b>8.</b>	<b>Необходимая валовая выручка по концессионному соглашению</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>26 653,32</b>	<b>27 629,99</b>	<b>28 393,28</b>	<b>29 192,12</b>	<b>30 294,23</b>	<b>30 398,38</b>	<b>31 123,75</b>	<b>32 188,25</b>	<b>33 291,07</b>	<b>34 433,63</b>	<b>46 400,44</b>
<b>9.</b>	<b>Экономически обоснованный тариф</b>	<b>руб./Гкал</b>	<b>8 597,85</b>	<b>8 912,90</b>	<b>9 159,12</b>	<b>9 416,81</b>	<b>9 772,33</b>	<b>9 805,93</b>	<b>10 039,92</b>	<b>10 383,31</b>	<b>10 739,05</b>	<b>11 107,62</b>	<b>14 967,88</b>
10.	Изменение существующего тарифа с учетом индексации	руб./Гкал	8 597,85	9 019,14	9 289,71	9 652,01	10 028,44	10 419,55	10 825,91	11 248,12	11 686,80	12 142,59	17 133,70

**Таблица 19 – Результаты расчета ценовых последствий для потребителей при реализации мероприятий на котельных «Северная», «Роста», котельной «Абрам-Мыс», «Фестивальной» при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 003 и 004, 006. Сценарий 2**

№ п/п	Наименование	Ед. измер.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2042
<b>1.</b>	<b>Балансовые показатели</b>												
	Полезный отпуск	тыс. Гкал	611,14	601,84	613,32	613,32	613,32	601,84	601,84	601,84	601,84	601,84	601,84
<b>2.</b>	<b>Расходы на энергетические ресурсы</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>1 749 967,7</b>	<b>1 854 347,7</b>	<b>1 948 961,2</b>	<b>2 015 019,8</b>	<b>2 089 203,0</b>	<b>2 138 788,3</b>	<b>2 219 133,9</b>	<b>2 300 931,0</b>	<b>2 385 775,8</b>	<b>2 473 783,5</b>	<b>3 429 495,5</b>
2.1	Топливо	тыс. руб.	1 243 918,3	1 358 428,9	1 427 836,0	1 472 223,4	1 523 823,2	1 552 996,7	1 608 966,8	1 665 361,6	1 723 733,4	1 784 151,6	2 432 715,6
2.2	Другие энергетические ресурсы	тыс. руб.	506 049,4	495 918,7	521 125,2	542 796,3	565 379,7	585 791,6	610 167,1	635 569,4	662 042,4	689 631,9	996 779,9
2.2.1	Электрическая энергия на технологические нужды	тыс. руб.	107 653,5	112 376,7	120 247,0	126 259,4	132 572,3	136 594,6	143 424,3	150 595,5	158 125,3	166 031,5	257 569,4
2.2.2	Холодная вода	тыс. руб.	22 053,0	23 020,5	24 515,5	25 496,1	26 516,0	27 060,3	28 142,7	29 268,4	30 439,1	31 656,7	45 057,3
2.2.3	Покупная тепловая энергия	тыс. руб.	376 342,9	360 521,5	376 362,7	391 040,8	406 291,4	422 136,8	438 600,1	455 705,5	473 478,1	491 943,7	694 153,2
<b>3.</b>	<b>Операционные расходы</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>1 032 537,4</b>	<b>1 175 455,6</b>	<b>1 092 626,1</b>	<b>1 036 550,7</b>	<b>1 110 813,3</b>	<b>1 251 100,1</b>	<b>1 221 632,0</b>	<b>1 270 497,2</b>	<b>1 308 104,0</b>	<b>1 346 823,8</b>	<b>1 786 722,9</b>
<b>4.</b>	<b>Неподконтрольные расходы всего</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>446 202,5</b>	<b>573 810,7</b>	<b>692 650,6</b>	<b>733 507,7</b>	<b>777 859,6</b>	<b>853 320,1</b>	<b>890 421,1</b>	<b>944 367,8</b>	<b>994 066,8</b>	<b>1 043 387,9</b>	<b>1 188 818,1</b>
4.1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	8 322,1	8 821,4	9 218,3	9 587,1	9 970,6	10 369,4	10 784,2	11 215,5	11 664,1	12 130,7	17 265,8
4.5	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	13 773,7	43 102,6	64 812,3	86 278,2	105 207,2	117 282,4	128 677,7	139 393,1	149 050,4	158 043,2	210 220,8
4.7	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	220 948,4	251 517,5	233 794,1	221 795,4	237 685,7	267 703,5	261 398,1	271 854,0	279 900,9	288 186,0	365 259,6
4.8	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	65 412,7	129 703,8	174 634,5	222 397,7	267 517,1	298 428,4	329 339,7	360 251,1	390 460,6	420 670,1	420 670,1
4.9	Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб.	25 057,2	27 352,4	27 819,8	28 336,8	30 086,8	32 100,8	32 768,5	34 169,8	35 476,4	36 812,7	48 516,7
4.11	Услуги банков	тыс. руб.	107 817,0	107 817,0	107 817,0	107 817,0	107 817,0	107 817,0	107 817,0	107 817,0	107 817,0	107 817,0	107 817,0
4.15	Налог на прибыль	тыс. руб.	0,0	531,9	69 586,8	52 324,0	14 599,7	14 638,8	14 651,8	14 678,7	14 704,1	14 730,1	14 014,2
<b>6.</b>	<b>Нормативная прибыль</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>46 872,3</b>	<b>250 719,3</b>	<b>278 347,3</b>	<b>209 295,8</b>	<b>58 398,6</b>	<b>58 555,3</b>	<b>58 607,2</b>	<b>58 714,8</b>	<b>58 816,5</b>	<b>58 920,4</b>	<b>56 058,9</b>
<b>8.</b>	<b>Необходимая валовая выручка с инвестиционной составляющей</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>3 357 375,8</b>	<b>3 854 333,3</b>	<b>4 012 585,3</b>	<b>3 994 374,0</b>	<b>4 036 274,5</b>	<b>4 301 763,7</b>	<b>4 389 794,2</b>	<b>4 574 510,9</b>	<b>4 746 763,1</b>	<b>4 922 915,7</b>	<b>6 461 095,5</b>
<b>9.</b>	<b>Экономически обоснованный тариф по рассматриваемому сценарию</b>	<b>руб./Гкал</b>	<b>5 493,7</b>	<b>6 404,3</b>	<b>6 542,4</b>	<b>6 512,7</b>	<b>6 581,0</b>	<b>7 147,7</b>	<b>7 294,0</b>	<b>7 600,9</b>	<b>7 887,1</b>	<b>8 179,8</b>	<b>10 735,6</b>
10.	Изменение существующего тарифа с учетом индексации	руб./Гкал	5 493,6	5 762,8	5 935,7	6 167,2	6 407,7	6 657,6	6 917,3	7 187,0	7 467,3	7 758,6	10 947,6

**Таблица 20 – Результаты расчета ценовых последствий для потребителей при реализации мероприятий на котельных «Северная», «Роста», котельной «Абрам-Мыс», «Фестивальной» при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 003 и 004, 006. Сценарий 2**

№ п/п	Наименование	Ед. измер.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2042
<b>1.</b>	<b>Балансовые показатели</b>												
	Полезный отпуск	тыс. Гкал	611,14	601,84	613,32	613,32	613,32	601,84	601,84	601,84	601,84	601,84	601,84
<b>2.</b>	<b>Расходы на энергетические ресурсы</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>1 749 967,72</b>	<b>1 854 347,67</b>	<b>1 948 961,21</b>	<b>2 015 019,78</b>	<b>2 089 202,96</b>	<b>2 138 788,27</b>	<b>1 546 162,58</b>	<b>1 599 560,69</b>	<b>1 645 156,94</b>	<b>1 712 045,58</b>	<b>2 451 675,67</b>
2.1	Топливо	тыс. руб.	1 243 918,27	1 358 428,94	1 427 836,00	1 472 223,45	1 523 823,22	1 552 996,66	935 995,50	963 991,29	983 114,50	1 022 413,68	1 454 895,75
2.2	Другие энергетические ресурсы	тыс. руб.	506 049,45	495 918,73	521 125,21	542 796,33	565 379,73	585 791,61	610 167,08	635 569,41	662 042,43	689 631,91	996 779,92
2.2.1	Электрическая энергия на технологические нужды	тыс. руб.	107 653,53	112 376,68	120 247,02	126 259,37	132 572,34	136 594,56	143 424,28	150 595,50	158 125,27	166 031,54	257 569,41
2.2.2	Холодная вода	тыс. руб.	22 053,00	23 020,54	24 515,50	25 496,12	26 515,96	27 060,26	28 142,67	29 268,37	30 439,11	31 656,67	45 057,32
2.2.3	Покупная тепловая энергия	тыс. руб.	376 342,91	360 521,51	376 362,69	391 040,84	406 291,43	422 136,80	438 600,13	455 705,54	473 478,05	491 943,70	694 153,20
<b>3.</b>	<b>Операционные расходы</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>1 032 537,40</b>	<b>1 175 455,63</b>	<b>1 092 626,13</b>	<b>1 036 550,70</b>	<b>1 110 813,28</b>	<b>1 251 100,07</b>	<b>1 221 631,97</b>	<b>1 270 497,25</b>	<b>1 308 103,97</b>	<b>1 346 823,85</b>	<b>1 786 722,94</b>
<b>4.</b>	<b>Неподконтрольные расходы всего</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>446 202,48</b>	<b>619 234,90</b>	<b>780 041,68</b>	<b>746 112,76</b>	<b>819 418,04</b>	<b>903 421,39</b>	<b>943 164,63</b>	<b>960 333,92</b>	<b>1 003 939,56</b>	<b>1 039 655,86</b>	<b>1 136 596,03</b>
4.1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	8 322,06	8 821,38	9 218,34	9 587,08	9 970,56	10 369,38	10 784,16	11 215,53	11 664,15	12 130,71	17 265,79
4.5	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	13 773,66	58 888,27	84 858,54	106 975,60	118 721,19	128 240,62	136 612,83	132 970,73	139 193,68	142 954,20	148 540,26
4.7	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	220 948,40	251 517,54	233 794,14	221 795,42	237 685,72	267 703,52	261 398,10	271 854,02	279 900,90	288 185,97	365 259,64
4.8	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	65 412,73	158 990,84	213 021,50	265 580,06	309 146,06	351 089,95	392 853,62	401 849,06	429 750,34	451 856,06	451 856,06
4.9	Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб.	25 057,19	27 697,20	28 266,78	28 825,43	30 508,60	32 587,42	28 167,06	29 073,58	30 036,08	31 108,77	40 803,43
4.11	Услуги банков	тыс. руб.	107 816,99	107 816,99	107 816,99	107 816,99	107 816,99	107 816,99	107 816,99	107 816,99	107 816,99	107 816,99	107 816,99
4.15	Налог на прибыль	тыс. руб.	0,00	538,60	98 097,60	560,54	593,27	633,70	547,74	565,37	584,09	604,95	0,00
<b>6.</b>	<b>Нормативная прибыль</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>46 872,28</b>	<b>468 679,41</b>	<b>392 390,38</b>	<b>2 242,17</b>	<b>2 373,09</b>	<b>2 534,79</b>	<b>2 190,97</b>	<b>2 261,48</b>	<b>2 336,35</b>	<b>2 419,79</b>	<b>2,00</b>
<b>8.</b>	<b>Необходимая валовая выручка с инвестиционной составляющей</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>3 357 375,81</b>	<b>4 117 717,61</b>	<b>4 214 019,40</b>	<b>3 799 925,41</b>	<b>4 021 807,37</b>	<b>4 295 844,53</b>	<b>3 713 150,16</b>	<b>3 832 653,35</b>	<b>3 959 536,81</b>	<b>4 100 945,08</b>	<b>5 374 996,64</b>
<b>9.</b>	<b>Экономически обоснованный тариф по рассматриваемому сценарию</b>	<b>руб./Гкал</b>	<b>5 493,65</b>	<b>6 841,88</b>	<b>6 870,79</b>	<b>6 195,62</b>	<b>6 557,39</b>	<b>7 137,85</b>	<b>6 169,66</b>	<b>6 368,22</b>	<b>6 579,05</b>	<b>6 814,01</b>	<b>8 930,93</b>
10.	Изменение существующего тарифа с учетом индексации	руб./Гкал	5 493,65	5 762,83	5 935,71	6 167,20	6 407,72	6 657,62	6 917,27	7 187,04	7 467,33	7 758,56	10 947,64

**Таблица 21 – Результаты расчета ценовых последствий для потребителей при реализации мероприятий на котельных АО «МЭС» (район Росляково) при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 006. Сценарий 1**

№ п/п	Наименование	Ед. измер.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034-2042
<b>1.</b>	<b>Балансовые показатели</b>												
	Полезный отпуск	тыс. Гкал	78,03	76,67	76,72	76,72	76,72	76,72	76,72	76,72	76,72	76,72	76,72
<b>2.</b>	<b>Расходы на энергетические ресурсы</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>223 444,4</b>	<b>248 623,7</b>	<b>239 162,2</b>	<b>247 274,0</b>	<b>256 381,2</b>	<b>266 012,0</b>	<b>276 007,7</b>	<b>286 184,1</b>	<b>296 739,9</b>	<b>307 689,3</b>	<b>426 604,9</b>
2.1	Топливо	тыс. руб.	158 829,5	185 548,6	173 001,1	178 364,1	184 606,9	191 252,7	198 137,8	205 072,6	212 250,2	219 678,9	299 399,8
2.2	Другие энергетические ресурсы	тыс. руб.	64 614,9	63 075,1	66 161,1	68 909,9	71 774,3	74 759,2	77 869,8	81 111,5	84 489,7	88 010,4	127 205,0
2.2.1	Электрическая энергия на технологические нужды	тыс. руб.	13 745,7	14 316,0	15 041,4	15 793,4	16 583,1	17 412,3	18 282,9	19 197,0	20 156,9	21 164,7	32 833,4
2.2.2	Холодная вода	тыс. руб.	2 815,8	2 932,6	3 066,6	3 189,2	3 316,8	3 449,5	3 587,5	3 731,0	3 880,2	4 035,4	5 743,6
2.2.3	Покупная тепловая энергия	тыс. руб.	48 053,3	45 826,4	48 053,1	49 927,2	51 874,4	53 897,5	55 999,5	58 183,5	60 452,6	62 810,3	88 627,9
<b>3.</b>	<b>Операционные расходы</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>131 839,4</b>	<b>136 002,9</b>	<b>141 443,0</b>	<b>145 629,7</b>	<b>149 940,3</b>	<b>154 378,6</b>	<b>158 948,2</b>	<b>165 306,1</b>	<b>170 199,2</b>	<b>175 237,1</b>	<b>232 472,9</b>
<b>4.</b>	<b>Неподконтрольные расходы всего</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>56 973,3</b>	<b>67 301,1</b>	<b>81 619,5</b>	<b>94 827,0</b>	<b>101 393,8</b>	<b>107 909,4</b>	<b>114 373,4</b>	<b>121 154,7</b>	<b>122 522,6</b>	<b>123 914,0</b>	<b>122 342,5</b>
4.1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	1 062,6	1 126,4	1 177,0	1 224,1	1 273,1	1 324,0	1 377,0	1 432,1	1 489,3	1 548,9	2 204,6
4.5	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	1 758,7	4 652,4	9 099,5	13 103,1	14 670,8	16 153,3	17 550,6	18 862,7	18 350,2	17 823,5	10 341,8
4.7	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	28 211,8	29 101,1	30 265,2	31 161,0	32 083,4	33 033,1	34 010,9	35 371,3	36 418,3	37 496,3	49 743,3
4.8	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	8 352,2	14 523,8	23 100,2	31 163,3	35 036,0	38 908,7	42 781,3	46 654,0	47 299,4	47 944,9	39 592,7
4.9	Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб.	3 199,4	3 430,3	3 508,4	3 702,0	3 853,7	4 009,9	4 169,6	4 346,5	4 474,2	4 606,1	5 931,2
4.11	Услуги банков	тыс. руб.	13 766,6	13 766,6	13 766,6	13 766,6	13 766,6	13 766,6	13 766,6	13 766,6	13 766,6	13 766,6	13 766,6
4.15	Налог на прибыль	тыс. руб.	0,0	66,7	68,2	72,0	74,9	78,0	81,1	84,5	87,0	89,6	115,3
<b>6.</b>	<b>Нормативная прибыль</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>5 984,9</b>	<b>266,8</b>	<b>272,9</b>	<b>288,0</b>	<b>299,8</b>	<b>311,9</b>	<b>324,3</b>	<b>338,1</b>	<b>348,0</b>	<b>358,3</b>	<b>463,4</b>
<b>8.</b>	<b>Необходимая валовая выручка с инвестиционной составляющей</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>428 686,0</b>	<b>452 194,5</b>	<b>462 497,5</b>	<b>488 018,7</b>	<b>508 015,1</b>	<b>528 611,9</b>	<b>549 653,6</b>	<b>572 983,0</b>	<b>589 809,7</b>	<b>607 198,7</b>	<b>781 883,6</b>
<b>9.</b>	<b>Экономически обоснованный тариф по рассматриваемому сценарию</b>	<b>руб./Гкал</b>	<b>5 493,7</b>	<b>5 897,9</b>	<b>6 028,5</b>	<b>6 361,1</b>	<b>6 621,8</b>	<b>6 890,2</b>	<b>7 164,5</b>	<b>7 468,6</b>	<b>7 687,9</b>	<b>7 914,6</b>	<b>10 191,5</b>
10.	Изменение существующего тарифа с учетом индексации	руб./Гкал	5 493,7	5 762,8	5 935,7	6 167,2	6 407,7	6 657,6	6 917,3	7 187,1	7 467,4	7 758,6	10 947,7



**Таблица 22 – Результаты расчета ценовых последствий для потребителей при реализации мероприятий на котельных АО «МЭС» (район Росляково) при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 006. Сценарий 2**

№ п/п	Наименование	Ед. измер.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034-2042
<b>1.</b>	<b>Балансовые показатели</b>												
	Полезный отпуск	тыс. Гкал	78,03	76,67	76,72	76,72	76,72	76,72	76,72	76,72	76,72	76,72	76,72
<b>2.</b>	<b>Расходы на энергетические ресурсы</b>	тыс. руб.	<b>223 444,37</b>	<b>249 056,17</b>	<b>239 908,88</b>	<b>249 199,91</b>	<b>258 378,78</b>	<b>268 084,89</b>	<b>278 158,75</b>	<b>190 526,45</b>	<b>198 280,46</b>	<b>206 351,93</b>	<b>295 631,70</b>
2.1	Топливо	тыс. руб.	158 829,52	185 981,11	173 723,94	179 449,60	185 731,29	192 418,42	199 346,31	111 707,99	116 173,18	120 816,86	171 919,50
2.2	Другие энергетические ресурсы	тыс. руб.	64 614,85	63 075,07	66 184,94	69 750,31	72 647,49	75 666,47	78 812,45	78 818,46	82 107,28	85 535,07	123 712,21
2.2.1	Электрическая энергия на технологические нужды	тыс. руб.	13 745,73	14 315,97	15 041,38	15 793,45	16 583,12	17 412,28	18 282,89	19 197,03	20 156,89	21 164,73	32 833,44
2.2.2	Холодная вода	тыс. руб.	2 815,83	2 932,65	3 066,58	3 189,24	3 316,81	3 449,48	3 587,46	3 730,96	3 880,20	4 035,41	5 743,64
2.2.3	Покупная тепловая энергия	тыс. руб.	48 053,29	45 826,45	48 076,98	50 767,62	52 747,56	54 804,71	56 942,10	55 890,47	58 070,20	60 334,93	85 135,12
<b>3.</b>	<b>Операционные расходы</b>	тыс. руб.	<b>131 839,39</b>	<b>136 002,88</b>	<b>141 443,00</b>	<b>145 629,71</b>	<b>149 940,35</b>	<b>154 378,58</b>	<b>158 948,19</b>	<b>134 544,26</b>	<b>138 526,77</b>	<b>142 627,17</b>	<b>189 212,00</b>
<b>4.</b>	<b>Неподконтрольные расходы всего</b>	тыс. руб.	<b>56 973,30</b>	<b>67 304,48</b>	<b>81 625,28</b>	<b>94 842,06</b>	<b>101 409,43</b>	<b>107 925,57</b>	<b>114 390,17</b>	<b>113 535,23</b>	<b>116 189,54</b>	<b>130 930,52</b>	<b>126 647,14</b>
4.1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	1 062,60	1 126,36	1 177,04	1 224,12	1 273,09	1 324,01	1 376,97	1 432,05	1 489,34	1 548,91	2 204,58
4.5	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	1 758,69	4 652,44	9 099,46	13 103,14	14 670,80	16 153,28	17 550,59	18 862,72	18 712,97	21 426,57	13 844,78
4.7	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	28 211,77	29 101,15	30 265,19	31 161,04	32 083,41	33 033,08	34 010,86	28 789,04	29 641,20	30 518,58	40 486,54
4.8	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	8 352,22	14 523,77	23 100,22	31 163,33	35 036,00	38 908,66	42 781,33	46 654,00	48 436,66	59 318,22	50 966,01
4.9	Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб.	3 199,42	3 433,56	3 514,12	3 716,74	3 868,98	4 025,80	4 186,01	3 329,11	3 438,34	3 642,62	4 641,33
4.11	Услуги банков	тыс. руб.	13 766,60	13 766,60	13 766,60	13 766,60	13 766,60	13 766,60	13 766,60	13 766,60	13 766,60	13 766,60	13 766,60
4.15	Налог на прибыль	тыс. руб.	0,00	66,77	68,34	72,28	75,24	78,29	81,40	64,74	66,86	70,84	90,26
<b>6.</b>	<b>Нормативная прибыль</b>	тыс. руб.	<b>5 984,88</b>	<b>267,08</b>	<b>273,34</b>	<b>289,10</b>	<b>300,95</b>	<b>313,14</b>	<b>325,61</b>	<b>258,96</b>	<b>267,45</b>	<b>283,34</b>	<b>363,03</b>
<b>8.</b>	<b>Необходимая валовая выручка с инвестиционной составляющей</b>	тыс. руб.	<b>428 686,04</b>	<b>452 630,61</b>	<b>463 250,50</b>	<b>489 960,78</b>	<b>510 029,50</b>	<b>530 702,18</b>	<b>551 822,71</b>	<b>438 864,90</b>	<b>453 264,22</b>	<b>480 192,96</b>	<b>611 853,86</b>
<b>9.</b>	<b>Экономически обоснованный тариф по рассматриваемому сценарию</b>	руб./Гкал	<b>5 493,65</b>	<b>5 903,62</b>	<b>6 038,27</b>	<b>6 386,43</b>	<b>6 648,02</b>	<b>6 917,48</b>	<b>7 192,78</b>	<b>5 720,42</b>	<b>5 908,11</b>	<b>6 259,11</b>	<b>7 975,26</b>
10.	Изменение существующего тарифа с учетом индексации	руб./Гкал	5 493,65	5 762,84	5 935,73	6 167,22	6 407,74	6 657,64	6 917,29	7 187,06	7 467,36	7 758,59	10 947,70

**Таблица 23 – Результаты расчета ценовых последствий для потребителей от котельной АО «ММТП» при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 005. Сценарий 1**

№ п/п	Наименование	Ед. измер.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2042
<b>1.</b>	<b>Балансовые показатели</b>												
	Полезный отпуск	тыс. Гкал	16,50	14,85	14,85	14,85	14,85	14,85	14,85	14,85	14,85	14,85	14,85
<b>2.</b>	<b>Расходы на энергетические ресурсы</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>62 324,0</b>	<b>61 902,0</b>	<b>63 996,0</b>	<b>66 077,8</b>	<b>68 470,6</b>	<b>71 013,5</b>	<b>73 651,9</b>	<b>76 322,3</b>	<b>79 090,8</b>	<b>81 960,9</b>	<b>113 047,4</b>
2.1	Топливо	тыс. руб.	56 913,6	56 740,1	58 578,5	60 394,4	62 508,2	64 758,5	67 089,8	69 438,0	71 868,3	74 383,7	101 377,4
2.2	Другие энергетические ресурсы	тыс. руб.	5 410,4	5 161,8	5 417,5	5 683,4	5 962,3	6 255,0	6 562,1	6 884,3	7 222,4	7 577,2	11 670,1
2.2.1	Электрическая энергия на технологические нужды	тыс. руб.	4 906,4	4 681,0	4 915,0	5 160,8	5 418,8	5 689,7	5 974,2	6 272,9	6 586,6	6 915,9	10 728,8
2.2.2	Холодная вода	тыс. руб.	504,0	480,9	502,5	522,6	543,5	565,3	587,9	611,4	635,9	661,3	941,2
2.2.3	Покупная тепловая энергия	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>3.</b>	<b>Операционные расходы</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>37 721,6</b>	<b>38 912,8</b>	<b>40 064,7</b>	<b>41 250,6</b>	<b>42 900,6</b>	<b>44 170,5</b>	<b>45 477,9</b>	<b>46 824,1</b>	<b>48 210,0</b>	<b>50 138,4</b>	<b>65 849,5</b>
<b>4.</b>	<b>Неподконтрольные расходы всего</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>7 414,6</b>	<b>8 363,6</b>	<b>8 550,2</b>	<b>8 742,3</b>	<b>9 009,8</b>	<b>9 216,3</b>	<b>9 429,1</b>	<b>9 648,1</b>	<b>9 873,8</b>	<b>10 187,1</b>	<b>10 836,5</b>
4.1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4.5	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	0,0	551,3	548,2	545,1	542,0	538,9	535,8	532,7	529,5	526,4	0,0
4.7	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	5 999,2	6 188,7	6 371,9	6 560,5	6 822,9	7 024,9	7 232,8	7 446,9	7 667,3	7 974,0	10 472,7
4.8	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	1 415,3	1 415,3	1 415,3	1 415,3	1 415,3	1 415,3	1 415,3	1 415,3	1 415,3	1 415,3	0,0
4.9	Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4.11	Услуги банков	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4.15	Налог на прибыль	тыс. руб.	0,0	208,2	214,8	221,4	229,6	237,2	245,2	253,3	261,6	271,4	361,8
<b>6.</b>	<b>Нормативная прибыль</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>821,3</b>	<b>832,9</b>	<b>859,1</b>	<b>885,4</b>	<b>918,3</b>	<b>949,0</b>	<b>980,7</b>	<b>1 013,0</b>	<b>1 046,4</b>	<b>1 085,4</b>	<b>1 449,4</b>
<b>8.</b>	<b>Необходимая валовая выручка с инвестиционной составляющей</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>107 764,6</b>	<b>110 011,2</b>	<b>113 469,9</b>	<b>116 956,1</b>	<b>121 299,3</b>	<b>125 349,3</b>	<b>129 539,6</b>	<b>133 807,5</b>	<b>138 221,0</b>	<b>143 371,9</b>	<b>191 182,9</b>
<b>9.</b>	<b>Экономически обоснованный тариф по рассматриваемому сценарию</b>	<b>руб./Гкал</b>	<b>6 531,2</b>	<b>7 407,7</b>	<b>7 640,6</b>	<b>7 875,4</b>	<b>8 167,8</b>	<b>8 440,5</b>	<b>8 722,7</b>	<b>9 010,1</b>	<b>9 307,3</b>	<b>9 654,1</b>	<b>12 873,5</b>
10.	Изменение существующего тарифа с учетом индексации	руб./Гкал	6 531,2	6 851,2	7 056,8	7 332,0	7 617,9	7 915,0	8 223,7	8 544,4	8 877,7	9 223,9	13 015,3

**Таблица 24 – Результаты расчета ценовых последствий для потребителей от котельной АО «ММТП» при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 005. Сценарий 2**

№ п/п	Наименование	Ед. измер.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034-2042
<b>1.</b>	<b>Балансовые показатели</b>												
	Полезный отпуск	тыс. Гкал	16,50	14,85	14,85	14,85	14,85	14,85	14,85	14,85	14,85	14,85	15,12
<b>2.</b>	<b>Расходы на энергетические ресурсы</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>62 324,04</b>	<b>61 901,96</b>	<b>63 996,03</b>	<b>66 077,82</b>	<b>68 470,57</b>	<b>71 013,54</b>	<b>73 651,95</b>	<b>28 874,50</b>	<b>30 092,20</b>	<b>31 361,76</b>	<b>45 737,44</b>
2.1	Топливо	тыс. руб.	56 913,62	56 740,12	58 578,50	60 394,43	62 508,23	64 758,53	67 089,84	21 990,16	22 869,77	23 784,56	33 852,84
2.2	Другие энергетические ресурсы	тыс. руб.	5 410,42	5 161,85	5 417,54	5 683,39	5 962,33	6 255,01	6 562,11	6 884,34	7 222,44	7 577,20	11 884,60
2.2.1	Электрическая энергия на технологические нужды	тыс. руб.	4 906,37	4 680,96	4 915,01	5 160,76	5 418,79	5 689,73	5 974,22	6 272,93	6 586,58	6 915,91	10 926,07
2.2.2	Холодная вода	тыс. руб.	504,05	480,89	502,53	522,63	543,54	565,28	587,89	611,40	635,86	661,29	958,53
2.2.3	Покупная тепловая энергия	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>3.</b>	<b>Операционные расходы</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>37 721,60</b>	<b>38 912,85</b>	<b>40 064,67</b>	<b>41 250,58</b>	<b>42 900,61</b>	<b>44 170,46</b>	<b>45 477,91</b>	<b>36 736,69</b>	<b>37 824,10</b>	<b>39 337,06</b>	<b>51 663,47</b>
<b>4.</b>	<b>Неподконтрольные расходы всего</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>7 414,55</b>	<b>8 363,56</b>	<b>8 550,18</b>	<b>8 742,27</b>	<b>9 009,80</b>	<b>9 216,31</b>	<b>9 901,87</b>	<b>9 086,83</b>	<b>9 933,06</b>	<b>10 836,49</b>	<b>11 517,31</b>
4.1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.5	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	0,00	551,34	548,22	545,11	542,00	538,88	649,90	805,73	950,07	1 082,89	1 164,41
4.7	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	5 999,24	6 188,70	6 371,88	6 560,49	6 822,91	7 024,87	7 232,80	5 842,60	6 015,54	6 256,16	8 216,55
4.8	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	1 415,31	1 415,31	1 415,31	1 415,31	1 415,31	1 415,31	1 773,09	2 296,04	2 818,99	3 341,93	1 926,62
4.9	Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.11	Услуги банков	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.15	Налог на прибыль	тыс. руб.	0,00	208,22	214,76	221,36	229,58	237,25	246,08	142,46	148,47	155,50	207,72
<b>6.</b>	<b>Нормативная прибыль</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>821,33</b>	<b>832,87</b>	<b>859,06</b>	<b>885,45</b>	<b>918,33</b>	<b>948,99</b>	<b>984,32</b>	<b>569,84</b>	<b>593,88</b>	<b>621,99</b>	<b>832,89</b>
<b>8.</b>	<b>Необходимая валовая выручка с инвестиционной составляющей</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>107 764,63</b>	<b>110 011,24</b>	<b>113 469,94</b>	<b>116 956,12</b>	<b>121 299,30</b>	<b>125 349,31</b>	<b>130 016,05</b>	<b>75 267,86</b>	<b>78 443,24</b>	<b>82 157,30</b>	<b>109 751,11</b>
<b>9.</b>	<b>Экономически обоснованный тариф по рассматриваемому сценарию</b>	<b>руб./Гкал</b>	<b>6 531,19</b>	<b>7 407,72</b>	<b>7 640,61</b>	<b>7 875,36</b>	<b>8 167,81</b>	<b>8 440,52</b>	<b>8 754,76</b>	<b>5 068,24</b>	<b>5 282,05</b>	<b>5 532,14</b>	<b>7 256,80</b>
10.	Изменение существующего тарифа с учетом индексации	руб./Гкал	6 531,19	6 851,22	7 056,76	7 331,97	7 617,92	7 915,02	8 223,71	8 544,43	8 877,66	9 223,89	13 015,30

**Таблица 25 – Результаты расчета ценовых последствий для потребителей от котельной №22 при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 007. Сценарий 1**

№ п/п	Наименование	Ед. измер.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2042
<b>1.</b>	<b>Балансовые показатели</b>												
	Полезный отпуск	тыс. Гкал	267,04	267,04	267,04	267,04	267,04	267,04	267,04	267,04	267,04	267,04	267,04
<b>2.</b>	<b>Расходы на энергетические ресурсы</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>1 380 782,7</b>	<b>1 431 271,0</b>	<b>1 478 757,5</b>	<b>1 529 616,8</b>	<b>1 586 522,1</b>	<b>1 646 669,0</b>	<b>1 709 117,7</b>	<b>1 772 777,0</b>	<b>1 838 835,9</b>	<b>1 907 386,1</b>	<b>2 653 470,3</b>
2.1	Топливо	тыс. руб.	1 274 911,0	1 319 046,9	1 361 015,1	1 406 181,4	1 457 116,8	1 511 003,3	1 566 887,1	1 623 661,8	1 682 501,1	1 743 480,1	2 402 467,8
2.2	Другие энергетические ресурсы	тыс. руб.	105 871,7	112 224,0	117 742,4	123 435,4	129 405,4	135 665,7	142 230,7	149 115,2	156 334,8	163 906,0	251 002,5
2.2.1	Электрическая энергия на технологические нужды	тыс. руб.	88 351,0	93 652,1	98 334,7	103 251,4	108 414,0	113 834,7	119 526,5	125 502,8	131 777,9	138 366,8	214 652,3
2.2.2	Холодная вода	тыс. руб.	17 520,7	18 571,9	19 407,7	20 184,0	20 991,3	21 831,0	22 704,2	23 612,4	24 556,9	25 539,2	36 350,2
2.2.3	Покупная тепловая энергия	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>3.</b>	<b>Операционные расходы</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>642 673,8</b>	<b>662 969,4</b>	<b>689 488,2</b>	<b>709 897,0</b>	<b>730 910,0</b>	<b>752 544,9</b>	<b>774 820,3</b>	<b>805 813,1</b>	<b>829 665,1</b>	<b>854 223,2</b>	<b>1 121 897,0</b>
<b>4.</b>	<b>Неподконтрольные расходы всего</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>132 269,0</b>	<b>136 181,2</b>	<b>141 279,9</b>	<b>145 207,0</b>	<b>149 250,6</b>	<b>153 414,2</b>	<b>157 701,1</b>	<b>163 658,2</b>	<b>168 248,9</b>	<b>172 975,7</b>	<b>224 500,3</b>
4.1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	431,1	456,9	477,5	496,6	516,4	537,1	558,6	580,9	604,2	628,3	894,3
4.5	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	426,2	426,2	426,2	426,2	426,2	426,2	426,2	426,2	426,2	426,2	426,2
4.7	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	123 065,0	126 951,4	132 029,5	135 937,5	139 961,3	144 104,1	148 369,6	154 304,4	158 871,8	163 574,4	214 831,0
4.8	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	8 346,7	8 346,7	8 346,7	8 346,7	8 346,7	8 346,7	8 346,7	8 346,7	8 346,7	8 346,7	8 346,7
4.9	Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4.11	Услуги банков	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4.15	Налог на прибыль	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>6.</b>	<b>Нормативная прибыль</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>2,0</b>
<b>8.</b>	<b>Необходимая валовая выручка с инвестиционной составляющей</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>382 122,4</b>	<b>400 847,6</b>	<b>412 873,9</b>	<b>428 975,3</b>	<b>445 705,8</b>	<b>463 088,3</b>	<b>481 147,8</b>	<b>499 912,1</b>	<b>519 408,8</b>	<b>539 665,8</b>	<b>761 490,7</b>
<b>9.</b>	<b>Экономически обоснованный тариф по рассматриваемому сценарию</b>	<b>руб./Гкал</b>	<b>1 431,0</b>	<b>1 501,1</b>	<b>1 546,1</b>	<b>1 606,4</b>	<b>1 669,1</b>	<b>1 734,2</b>	<b>1 801,8</b>	<b>1 872,1</b>	<b>1 945,1</b>	<b>2 020,9</b>	<b>2 851,6</b>

**Таблица 26 – Результаты расчета ценовых последствий для потребителей от котельной №22 при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 007. Сценарий 2**

№ п/п	Наименование	Ед. измер.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2042
<b>1.</b>	<b>Балансовые показатели</b>												
	Полезный отпуск	тыс. Гкал	267,04	267,04	267,04	267,04	267,04	267,04	267,04	267,04	267,04	267,04	267,04
<b>2.</b>	<b>Расходы на энергетические ресурсы</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>1 380 782,73</b>	<b>1 431 270,98</b>	<b>1 478 757,47</b>	<b>1 529 616,79</b>	<b>1 586 522,11</b>	<b>1 646 669,05</b>	<b>1 709 117,74</b>	<b>639 075,44</b>	<b>665 893,49</b>	<b>693 847,01</b>	<b>1 005 273,86</b>
2.1	Топливо	тыс. руб.	1 274 910,99	1 319 046,95	1 361 015,09	1 406 181,37	1 457 116,76	1 511 003,34	1 566 887,06	489 960,27	509 558,68	529 941,03	754 271,33
2.2	Другие энергетические ресурсы	тыс. руб.	105 871,73	112 224,04	117 742,38	123 435,42	129 405,35	135 665,71	142 230,68	149 115,17	156 334,81	163 905,98	251 002,54
2.2.1	Электрическая энергия на технологические нужды	тыс. руб.	88 351,04	93 652,10	98 334,71	103 251,44	108 414,01	113 834,72	119 526,45	125 502,77	131 777,91	138 366,81	214 652,33
2.2.2	Холодная вода	тыс. руб.	17 520,69	18 571,93	19 407,67	20 183,98	20 991,34	21 830,99	22 704,23	23 612,40	24 556,90	25 539,17	36 350,20
2.2.3	Покупная тепловая энергия	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>3.</b>	<b>Операционные расходы</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>642 673,78</b>	<b>662 969,42</b>	<b>689 488,19</b>	<b>709 897,05</b>	<b>730 910,00</b>	<b>752 544,93</b>	<b>774 820,26</b>	<b>805 813,07</b>	<b>829 665,14</b>	<b>854 223,23</b>	<b>1 121 897,00</b>
<b>4.</b>	<b>Неподконтрольные расходы всего</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>132 268,98</b>	<b>136 181,24</b>	<b>141 279,85</b>	<b>145 207,02</b>	<b>149 250,64</b>	<b>153 414,15</b>	<b>158 322,51</b>	<b>176 075,06</b>	<b>180 458,43</b>	<b>184 977,93</b>	<b>234 637,02</b>
4.1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	431,06	456,92	477,49	496,58	516,45	537,11	558,59	580,93	604,17	628,34	894,32
4.5	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	426,24	426,24	426,24	426,24	426,24	426,24	576,52	3 421,39	3 214,11	3 006,83	1 141,34
4.7	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	123 065,01	126 951,40	132 029,46	135 937,53	139 961,28	144 104,13	148 369,62	154 304,40	158 871,81	163 574,42	214 831,02
4.8	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	8 346,67	8 346,67	8 346,67	8 346,67	8 346,67	8 346,67	8 817,78	17 768,34	17 768,34	17 768,34	17 768,34
4.9	Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.11	Услуги банков	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.15	Налог на прибыль	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>6.</b>	<b>Нормативная прибыль</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>8.</b>	<b>Необходимая валовая выручка с инвестиционной составляющей</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>382 122,38</b>	<b>400 847,61</b>	<b>412 873,86</b>	<b>428 975,27</b>	<b>445 705,78</b>	<b>463 088,31</b>	<b>481 769,22</b>	<b>512 328,89</b>	<b>531 618,35</b>	<b>551 668,03</b>	<b>771 627,46</b>
<b>9.</b>	<b>Экономически обоснованный тариф по рассматриваемому сценарию</b>	<b>руб./Гкал</b>	<b>1 430,96</b>	<b>1 501,08</b>	<b>1 546,11</b>	<b>1 606,41</b>	<b>1 669,06</b>	<b>1 734,15</b>	<b>1 804,11</b>	<b>1 918,55</b>	<b>1 990,78</b>	<b>2 065,86</b>	<b>2 889,56</b>
10.	Изменение существующего тарифа с учетом индексации	руб./Гкал	1 430,96	1 501,07	1 546,10	1 606,40	1 669,05	1 734,14	1 801,77	1 872,04	1 945,05	2 020,91	2 851,59

**Таблица 27 – Результаты расчета ценовых последствий для потребителей при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО № 1 (Котельная АО «Завод ТО ТБО»). Сценарий 1 и 2**

Показатели	Ед. изм.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034-2042
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	78	81	81,5	82	83	83	83	83	83	83	83
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т у.т.	14,52	14,91	14,97	15,03	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16
Затраты на выработку тепловой энергии												
Расходы на топливо:	тыс.руб.	27 047	29 386	30 924	32 202	33 736	34 917	36 139	37 331	38 451	39 605	51 675
Покупная энергия всего, в том числе:	тыс.руб.	14086,9	15305,3	16106,2	16772,2	17570,9	18185,9	18822,4	19443,6	20026,9	20627,7	26914,5
покупная электрическая энергия	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
покупная тепловая энергия	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Затраты на оплату труда	тыс.руб.	73410,8	79760,1	83934,2	87404,9	91567,3	94772,1	98089,1	101326,1	104365,9	107496,8	140259,0
Амортизация основных средств	тыс.руб.	11173,1	12139,5	12774,8	13303,0	13936,5	14424,3	14929,1	15421,8	15884,5	16361,0	21347,4
Прочие затраты без учета инвестиционной составляющей	тыс.руб.	41680,1	45285,0	47654,9	49625,4	51988,7	53808,3	55691,6	57529,4	59255,3	61033,0	79634,2
Арендная плата	тыс.руб.	4136,5	4494,3	4729,5	4925,1	5159,6	5340,2	5527,1	5709,5	5880,8	6057,2	7903,3
Прибыль	тыс.руб.	22353,929	21138,07	19922,219	18706,36	17490,508	16274,649	15058,798	13842,939	12627,087	11411,228	4119,0968
Необходимая валовая выручка	тыс.руб.	193 888	207 508	216 046	222 939	231 450	237 722	244 257	250 605	256 492	262 592	331 853
Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал	2 486	2 562	2 651	2 719	2 789	2 864	2 943	3 019	3 090	3 164	3 998

## **РАЗДЕЛ 5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

### **5.1. Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях города Мурманска, для которых отсутствует возможность или целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии**

Предложения по новому строительству генерирующих мощностей с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения теплоснабжения потребителей возможны только в случае утвержденных решений по строительству генерирующих мощностей в региональных схемах и программах перспективного развития электроэнергетики, разработанных в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года №823 "О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики".

Общий сценарий развития электроэнергетики России был спрогнозирован Агентством по прогнозированию балансов в электроэнергетике Минэнерго РФ в работе "Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 года".

Вышеописанные документы не предусматривают строительство нового источника комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на территории г. Мурманска. Таким образом, нормативная база, необходимая для предложения нового источника тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии отсутствует.

В проекте Схемы теплоснабжения г. Мурманска строительство новых источников с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии не предусматривается.

Строительство новых групповых котельных на вновь осваиваемых территориях схемой теплоснабжения не предусматривается. На территориях, для которых отсутствует возможность обеспечения тепловой энергией от существующих источников, предполагается строительство индивидуальных жилых домов и малоэтажных жилых домов блокированного типа (таунхаусов). Теплоснабжение такой застройки предполагается осуществлять от индивидуальных источников тепловой энергии.

## **5.2. Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии**

Основное оборудование Мурманской ТЭЦ установлено в середине 60-х годов, еще до ввода блоков Кольской АЭС. В настоящее время оборудование ТЭЦ морально и физически устарело. Противодавленческие турбины ПР и Р и на сегодняшний день остаются относительно конкурентно способными в некоторых энергосистемах при условии работы паровых котлов на газе или дешевом угле, однако в условиях работы на привозном мазуте, их эффективность вызывает сомнения.

Решение о сохранении собственной генерации на ТЭЦ или ее реконструкция в котельную, должно приниматься на основании оценки эффективности такой генерации по согласованию с АО «СО ЕЭС».

### **Анализ эффективности собственной генерации на Мурманской ТЭЦ**

Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии, прежде всего, позволяет снизить удельные расходы топлива на их производство по сравнению с отдельным способом.

В связи с этим, удельные расходы топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов Мурманской ТЭЦ в большинстве случаев выше, чем на сопоставимых по мощности котельных.

Удельные расходы условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, представлены в таблице 28.

**Таблица 28 – Удельные расходы условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, кг у.т/Гкал**

<b>Наименование источника</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
Мурманская ТЭЦ	181,35	181,35	181,26	180,50	181,3
Южная котельная	169,65	169,68	169,55	169,56	169,58
Восточная котельная	171,30	171,66	171,72	172,72	172,778

Как видно из таблицы 28, удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии от Мурманской ТЭЦ значительно выше, чем на ближайших котельных.

В таблице 29 приведены данные о расходе топлива по источникам АО «Мурманская ТЭЦ» за 2023 год.

Удельные расходы условного топлива на выработку тепловой энергии по трем источникам вполне сопоставимы, однако удельный расход топлива на отпуск тепловой



энергии от Мурманской ТЭЦ на 6,45% выше, чем на Южной котельной. Более высокий удельный расход топлива на Мурманской ТЭЦ прежде всего объясняется отпуском тепла по схеме паровой котел - бойлер с дросселированием пара от энергетических котлов.

Как видно из таблицы 29, удельные расходы тепловой энергии на собственные нужды для Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных составляют 11,92%, 7,13% и 8,59% соответственно.

**Таблица 29 – Показатели работы источников АО «Мурманская ТЭЦ» за 2023 г.**

Наименование	Мурманская ТЭЦ	Южная котельная	Восточная котельная
Расход топлива, тыс.т.	83,9	105,969	61,340
Выработка тепловой энергии, тыс.Гкал	717,413	896,10	519,52
Собственные нужды, тыс.Гкал	88,141	65,744	46,026
Собственные нужды, %	11,92%	7,13%	8,59%
В том числе, расход тепловой энергии на выработку электрической энергии, тыс.Гкал	14,691	-	-
Покупка тепловой энергии от АО "Завод ТО ТБО"		-	22,357
Отпуск тепловой энергии в сеть, тыс.Гкал	629,3	830,36	495,85
Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	181,3	169,58	17,969
Выработка электрической энергии по теплофикационному циклу, млн кВт-ч	12,2161	-	-

Несмотря на то, что себестоимость генерации электроэнергии на мазутной ТЭЦ выше, чем у АЭС и ГЭС, функционирующих в энергосистеме Мурманской области, отказ от собственной генерации на Мурманской ТЭЦ не позволит сократить удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии без комплексной реконструкции источника, ввиду того, что пар, вырабатываемый на ТЭЦ придется дросселировать через РОУ, что снизит КПД источника в целом.

### **Мероприятия по реконструкции Мурманской ТЭЦ**

Вне зависимости от выбранного сценария развития, схемой теплоснабжения предусматривается отказ от собственной генерации электрической энергии. Паровые турбины и энергетические котлы Мурманской ТЭЦ должны быть выведены из эксплуатации и, по возможности, демонтированы. Однако, данное мероприятие требует согласования с АО «СО ЕЭС», в связи с чем, на текущий момент сроки реализации мероприятия не определены.

Для Мурманской ТЭЦ по Сценарию 1 предусматриваются мероприятия, при которых сохраняется вид потребляемого топлива, выполняется замена установленного котельного оборудования с увеличением мощности. План основных мероприятий по Мурманской ТЭЦ приведен далее:

**2024 – 2025 гг.** – замена паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные котлы КВ-ГМ-69,8-150 ст. №11 и ст.№12. Проектные работы по замене парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №13;

**2026 год** – замена парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №13;

**2027 год** – реконструкция РУСН-6кВ – 1 и 2 очередь; реконструкция РУСН-0,4кВ – 1 и 2 очередь.

Настоящей Схемой теплоснабжения, в целях устранения дефицита тепловой мощности, помимо модернизации оборудования источника, предусматривается переключение части нагрузки потребителей Мурманской ТЭЦ на Восточную котельную, а именно:

– перевод в 2029 году тепловой нагрузки района, ограниченного улицами Книповича-ул. Буркова- ул. Полярные Зори - ул. Сполохи) в размере 26,15 Гкал/ч (а также соответствующих потерь 0,96 Гкал/ч).

Переключение нагрузки с Мурманской ТЭЦ на Восточную котельную требуют реконструкции тепловых пунктов потребителей, для отладки гидравлического режима. Ввиду того, что на текущий момент законодательно не определен правовой порядок выполнения мероприятий такого рода (мероприятие требует согласие собственников и источник финансирования не определен), мероприятия по переключению перенесены на более поздний срок.

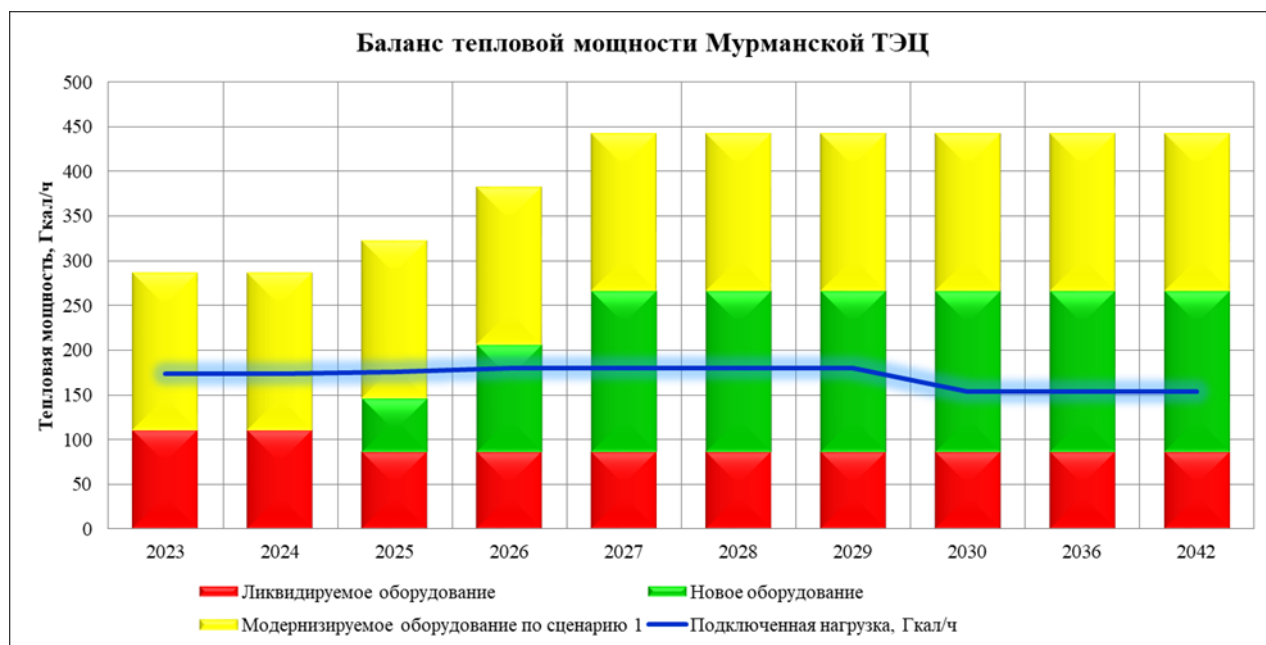
Предусмотренные мероприятия позволят:

- исключить дефицит мощности нетто Мурманской ТЭЦ;
- снизить средневзвешенный срок службы основного оборудования Мурманской ТЭЦ;
- снизить себестоимость тепловой энергии.

Перспективный состав оборудования приведен в таблице 30.

**Таблица 30 – Существующий и перспективный состав оборудования Мурманской ТЭЦ**

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Турбины						
3	Р-6-35-6	1962	6 МВт/33 Гкал/ч	Р-6-35-6	1962	6 МВт/33 Гкал/ч
4	ПР-6-35-10/1,2	1963	6 МВт/41 Гкал/ч	ПР-6-35-10/1,2	1963	6 МВт/41 Гкал/ч
Энергетические котлы						
4	ТП-35 У	1960	35 т/ч	-	-	-
5	БМ-35	1962	40 т/ч	БМ-35	1962	40 т/ч
6	БМ-35	1963	40 т/ч	БМ-35	1963	40 т/ч
7	ГМ-50	1964	50 т/ч	ГМ-50	1964	50 т/ч
Паровые котлы						
1	ТП-30 Р	1958	30 т/ч	-	-	-
2	ТП-30 У	1957	30 т/ч	-	-	-
3	ТП-30 Р	1954	30 т/ч	-	-	-
Водогрейные котлы						
8	ПТВМ-50	1965	45,0 Гкал/ч	ПТВМ-50	2018	45 Гкал/ч
9	ПТВМ-50	1966	45,0 Гкал/ч	ПТВМ-50	2019	45 Гкал/ч
10	ПТВМ-100	1970	86,0 Гкал/ч	ПТВМ-100	2016	86 Гкал/ч
-	-	-	-	Котел ст.№1	2024	60 Гкал/ч
-	-	-	-	Котел ст.№2	2025	60 Гкал/ч
-	-	-	-	Котел ст.№3	2026	60 Гкал/ч
Располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч			286	-		442
Установленная электрическая мощность источника, МВт			12	-		12



**Рисунок 4. Баланс тепловой мощности Мурманской ТЭЦ на период действия схемы теплоснабжения по сценарию 1 и 2**

Капитальные затраты и технико-экономические показатели Мурманской ТЭЦ представлены в таблицах 31 - 33.

**Таблица 31 – Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности Мурманской ТЭЦ по сценарию 1**

Наименование	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Мероприятие	Проектные работы по замене паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные	Замена паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №11	Установка 2ого водогрейного котла КВ-ГМ-69,8-150 ст. №12 Проектные работы по замене парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №13	Замена парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №13	-	-	Переключение 26,15 Гкал/ч на Восточную котельную.	-	-	-
Установленная мощность, Гкал/ч	286	286	322	382	442	442	442	442	442	442
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	286	286	322	382	442	442	442	442	442	442
Суммарная установленная тепловая мощность всех турбин, Гкал/ч	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74
Суммарная установленная тепловая мощность всех пиковых водогрейных котлов, Гкал/ч	176	176	236	296	356	356	356	356	356	356
Суммарная установленная тепловая мощность прочего оборудования, Гкал/ч:	36	36	12	12	12	12	12	12	12	12
РОУ 21/6	24	24	-	-	-	-	-	-	-	-
РОУ 39/6	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	250,86	251,83	283,51	336,41	389,25	389,23	389,23	389,23	389,23	389,23
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	167,70	167,70	173,29	173,35	173,35	173,35	147,21	147,21	147,21	147,21
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	20,74	18,28	19,27	19,21	19,21	19,23	18,27	18,27	18,27	18,27

<b>Наименование</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>	<b>2032-2042</b>
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	164,9	165,8	197,5	250,4	303,2	303,2	303,2	303,2	303,2	303,2
Резерв (+), дефицит (-) мощности, Гкал/ч	-23,57	-20,15	4,95	57,84	110,68	110,65	137,76	137,76	137,76	137,76
Резерв (+), дефицит (-) мощности, %	-14,30%	-12,15%	2,50%	23,10%	36,50%	36,49%	45,43%	45,43%	45,43%	45,43%

**Таблица 32 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий по 1 сценарию, млн. руб. (без НДС)**

№	Наименование мероприятия	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2042	Итого
1	Средний ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№ 1	6,44							6,44
2	Средний ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№ 6	10,07							10,07
3	Средний ремонт парового энергетического котла ГМ-50 ст.№ 7	10,10							10,10
4	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 9	12,78							12,78
5	Капитальный ремонт парового энергетического котла ТП-35 ст.№ 4		18,50						18,50
6	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 8		14,27						14,27
7	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст. № 3			17,84					17,84
8	Капитальный ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№ 5			15,04					15,04
9	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 9			20,58					20,58
10	Приведение непроизводственных помещений к стандарту ТГК-1	5,00	5,00	5,06					15,06
11	Реконструкция РУСН-6кВ – 1 и 2 очередь				20,00				20,00
12	Реконструкция РУСН-0,4кВ – 1 и 2 очередь				20,00				20,00
13	Монтаж вакуумных выключателей 6 кВ Мурманская ТЭЦ		0,94	0,97	1,00	1,00	1,00		4,90
14	Модернизация инженерно - технических средств охраны Мурманской ТЭЦ	7,58							7,58
15	Дооборудование эстакад мазутослива котлотурбинного цеха (Мурманская ТЭЦ) стационарными системами защиты от падения	21,69							21,69
16	Модернизация системы пожарной сигнализации помещений Мурманской ТЭЦ	4,35	6,44						10,79
17	Модернизации электромеханических защит отходящих присоединений от ГРУ-6 кВ Мурманской ТЭЦ				4,80				4,80
	<b>ИТОГО по Мурманской ТЭЦ</b>	<b>78,02</b>	<b>45,15</b>	<b>59,49</b>	<b>45,80</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>0,00</b>	<b>230,45</b>

**Таблица 33 – Техничко-экономические показатели работы Мурманской ТЭЦ по сценарию 1**

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	167,7	167,7	173,3	173,4	173,4	173,4	147,2	147,2	147,2	147,2
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	151,6	151,6	156,0	156,1	156,1	156,1	133,0	133,0	133,0	133,0
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	16,1	16,1	17,3	17,3	17,3	17,3	14,2	14,2	14,2	14,2
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	35,1	34,2	38,5	45,6	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	20,7	18,3	19,3	19,2	19,2	19,2	18,3	18,3	18,3	18,3
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	717,4	796,5	803,4	813,5	813,5	813,6	701,4	701,4	701,4	701,4
Собственные +хоз.нужды источника	тыс. Гкал	88,1	95,2	96,0	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	629,3	701,3	707,3	716,4	716,4	716,4	604,2	604,2	604,2	604,2
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	29,2	24,3	24,3	24,4	24,4	24,4	23,1	23,1	23,1	23,1
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	600,0	677,0	683,0	692,0	692,0	692,0	581,2	581,2	581,2	581,2
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии											
Мазут	кг.т/Гкал	159,6	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	162,3	162,3	162,3	162,3
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов											
Мазут	кг.т/Гкал	181,25	181,26	181,22	181,28	181,28	181,28	187,55	187,5	187,5	187,5
Расход условного топлива											
Мазут	тыс. туг.	114,53	127,61	128,68	130,35	130,35	130,36	113,83	113,83	113,83	114,53
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии											
Мазут	кг.т/Гкал	181,3	188,5	188,4	188,4	188,4	188,4	188,4	188,4	188,4	188,4
Переводной коэффициент											
Мазут	тут/тнт	1,3651	1,359	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370
Расход натурального топлива											
Мазут	тыс. т	83,9	93,92	93,92	95,15	95,15	95,15	83,09	83,09	83,09	83,09

В рамках сценария 2, помимо мероприятий по Сценарию 1, схемой теплоснабжения предусматривается проведение реконструкции Мурманской ТЭЦ с переводом ее на сжигание природного газа.

Срок реализации - 2025-2032 гг., предварительная стоимость реализации 1,8 млрд.руб.;

Перспективный состав оборудования приведен в таблице ниже. Установка дополнительного оборудования должна учитывать дальнейший переход на природный газ и работу на нем.

**Таблица 34 – Существующий и перспективный состав оборудования Мурманской ТЭЦ**

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Турбины						
3	Р-6-35-6	1962	6 МВт/33 Гкал/ч	Р-6-35-6	1962	6 МВт/33 Гкал/ч
4	ПР-6-35-10/1,2	1963	6 МВт/41 Гкал/ч	ПР-6-35-10/1,2	1963	6 МВт/41 Гкал/ч
Энергетические котлы						
4	ТП-35 У	1960	35 т/ч	-	-	-
5	БМ-35	1962	40 т/ч	БМ-35 Р	1962	40 т/ч
6	БМ-35	1963	40 т/ч	БМ-35 Р	1963	40 т/ч
7	ГМ-50	1964	50 т/ч	ГМ-50	1964	50 т/ч
Паровые котлы						
1	ТП-30 Р	1958	30 т/ч	-	-	-
2	ТП-30 У	1957	30 т/ч	-	-	-
3	ТП-30 Р	1954	30 т/ч	-	-	-
Водогрейные котлы						
8	ПТВМ-50	1965	45,0 Гкал/ч	ПТВМ-50	2018	45 Гкал/ч
9	ПТВМ-50	1966	45,0 Гкал/ч	ПТВМ-50	2019	45 Гкал/ч
10	ПТВМ-100	1970	86,0 Гкал/ч	ПТВМ-100	2016	86 Гкал/ч
-	-	-	-	Котел ст.№1	2024	60 Гкал/ч
-	-	-	-	Котел ст.№2	2025	60 Гкал/ч
				Котел ст.№3	2026	60 Гкал/ч
Располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч			286	-		442
Установленная электрическая мощность источника, МВт			12	-		12

Капитальные затраты и технико-экономические показатели Мурманской ТЭЦ представлены в таблицах ниже.



**Таблица 35 – Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности Мурманской ТЭЦ по сценарию 2**

Наименование	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Мероприятие	Проектные работы по замене паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные	Замена паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №11	Установка 2ого водогрейного котла КВ-ГМ-69,8-150 ст. №12 Проектные работы по замене парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №13	Замена парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №13	-	-	Переключение 26,15 Гкал/ч на Восточную котельную.	-	-	-
Установленная мощность, Гкал/ч	286	286	322	382	442	442	442	442	442	442
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	286	286	322	382	442	442	442	442	442	442
Суммарная установленная тепловая мощность всех турбин, Гкал/ч	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74
Суммарная установленная тепловая мощность всех пиковых водогрейных котлов, Гкал/ч	176	176	236	296	356	356	356	356	356	356
Суммарная установленная тепловая мощность прочего оборудования, Гкал/ч:	36	36	12	12	12	12	12	12	12	12
РОУ 21/6	24	24	-	-	-	-	-	-	-	-
РОУ 39/6	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	250,86	251,83	283,51	336,41	389,25	389,23	389,23	389,23	419,90	419,90
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	167,70	167,70	173,29	173,35	173,35	173,35	147,21	147,21	147,21	147,21
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	20,74	18,28	19,27	19,21	19,21	19,23	18,27	18,27	18,27	18,27

<b>Наименование</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>	<b>2032-2042</b>
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	164,9	165,8	197,5	250,4	303,2	303,2	303,2	303,2	333,9	333,9
Резерв (+), дефицит (-) мощности, Гкал/ч	-23,57	-20,15	4,95	57,84	110,68	110,65	137,76	137,76	168,42	168,42
Резерв (+), дефицит (-) мощности, %	-14,30	-12,15	2,50	23,10	36,50	36,49	45,43	45,43	50,44	50,44

**Таблица 36 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий по Сценарию 2, млн. руб. (без НДС)**

№	Наименование мероприятия	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
1	Средний ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№ 1	6,44										6,44
2	Средний ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№ 6	10,07										10,07
3	Средний ремонт парового энергетического котла ГМ-50 ст.№ 7	10,10										10,10
4	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 9	12,78										12,78
5	Капитальный ремонт парового энергетического котла ТП-35 ст.№ 4		18,50									18,50
6	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 8		14,27									14,27
7	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст. № 3			17,84								17,84
8	Капитальный ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№ 5			15,04								15,04
9	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 9			20,58								20,58
10	Приведение производственных помещений к стандарту ТГК-1	5,00	5,00	5,06								15,06
11	Реконструкция РУСН-6кВ – 1 и 2 очередь				20,00							20,00
12	Реконструкция РУСН-0,4кВ – 1 и 2 очередь				20,00							20,00
13	Монтаж вакуумных выключателей 6 кВ Мурманская ТЭЦ		0,94	0,97	1,00	1,00	1,00					4,90
14	Модернизация инженерно - технических средств охраны Мурманской ТЭЦ	7,58										7,58
15	Дооборудование эстакад мазутослива котлотурбинного цеха (Мурманская ТЭЦ) стационарными системами защиты от падения	21,69										21,69

№	Наименование мероприятия	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
16	Модернизация системы пожарной сигнализации помещений Мурманской ТЭЦ	4,35	6,44									10,79
17	Модернизации электромеханических защит отходящих присоединений от ГРУ-6 кВ Мурманской ТЭЦ				4,80							4,80
18	Реконструкция Мурманской ТЭЦ с переводом ее на сжигание природного газа		35,00	90,00	142,50	142,50	342,00	342,00	370,50	335,50		1800,00
	<b>ИТОГО по Мурманской ТЭЦ</b>	<b>78,02</b>	<b>80,15</b>	<b>149,49</b>	<b>188,30</b>	<b>143,50</b>	<b>343,00</b>	<b>342,00</b>	<b>370,50</b>	<b>335,50</b>	<b>0,00</b>	<b>2030,45</b>

**Таблица 37 – Техничко-экономические показатели работы Мурманской ТЭЦ по сценарию 2**

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	167,7	167,7	173,3	173,4	173,4	173,4	147,2	147,2	147,2	147,2	147,2	147,2
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	151,6	151,6	156,0	156,1	156,1	156,1	133,0	133,0	133,0	133,0	133,0	133,0
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	16,1	16,1	17,3	17,3	17,3	17,3	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	35,1	34,2	38,5	45,6	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8	22,1	22,1
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	20,7	18,3	19,3	19,2	19,2	19,2	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	717,4	796,5	803,4	813,5	813,5	813,6	701,4	701,4	701,4	701,4	644,9	644,9
Собственные +хоз.нужды источника	тыс. Гкал	88,1	95,2	96,0	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	97,1	40,7	40,7
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	629,3	701,3	707,3	716,4	716,4	716,4	604,2	604,2	604,2	604,2	604,2	604,2
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	29,2	24,3	24,3	24,4	24,4	24,4	23,1	23,1	23,1	23,1	23,1	23,1
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	600,0	677,0	683,0	692,0	692,0	692,0	581,2	581,2	581,2	581,2	581,2	581,2
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%		
Природный газ	%											100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии													
Мазут	кг.т/Гкал	159,6	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	162,3	162,3	162,3	162,3		
Природный газ												154,6	154,6

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034-2042
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов													
Мазут	кгу.т/Гкал	181,3	181,3	181,2	181,3	181,3	181,3	187,5	187,5	187,5	187,5		
Природный газ	кгу.т/Гкал											164,3	164,3
Расход условного топлива													
Мазут	тыс. тут.	114,53	127,61	128,68	130,35	130,35	130,36	113,83	113,83	113,83	113,83		
Природный газ	тыс. тут.											99,7	99,7
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии													
Мазут	кгу.т/Гкал	181,3	188,5	188,4	188,4	188,4	188,4	188,4	188,4	188,4	188,4		
Природный газ	кгу.т/Гкал											165,0	165,0
Переводной коэффициент													
Мазут	тут/тнт	1,365	1,359	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370		
Природный газ	тут/тнт											1,143	1,143
Расход натурального топлива													
Мазут	тыс. т	83,9	93,92	93,92	95,15	95,15	95,15	83,1	83,1	83,1	83,1		
Природный газ	млн. м <sup>3</sup>											87,2	87,2

## **Мероприятия для Восточной котельной**

На котельной установлены три паровых котла ГМ-50-14/250 и три водогрейных котла КВГМ-100. Подключенная договорная нагрузка котельной составляет 166,509 Гкал/ч. С учетом нового строительства, нагрузка котельной на рассматриваемую перспективу для сценария 1 составит 197,33 Гкал/ч. Состав оборудования на рассматриваемую перспективу является оптимальным для сценария 1, в рамках которого на ближайший период предусматривается проведение необходимого вида ремонта существующих котлов без смены используемого топлива

### **2024 год**

- Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№1;
- Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№6.

### **2025 год**

- Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 2;
- Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 5.

### **2026 год**

- Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№3;
- Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 4.

### **2033 – 2042 год**

- Реконструкция схемы передачи тепловой энергии от Завода ТО ТБО на котельную.

### **2033 – 2042 год**

– Реконструкция сетевой установки (включающая замену внутривыпускного сетевого коллектора с увеличением диаметра, замену сетевых подогревателей и монтажа дополнительного сетевого насоса), установка дополнительного парового котла производительностью 20 т/ч (для работы в летнем режиме).

Также предусматривается выполнение переключения части нагрузки с Мурманской ТЭЦ:

- в 2029 году перевод тепловой нагрузки района, ограниченный улицами Книповича-ул. Буркова- ул. Полярные Зори - ул. Сполохи в размере 26,15 Гкал/ч (а также соответствующих потерь 0,96 Гкал/ч).

и реализация технической возможности по подключению к системе централизованного теплоснабжения планируемой комплексной застройки микрорайона «Больничный городок» (20 Гкал/ч) (по заявке на подключение к системе теплоснабжения, на основании которой будет заключаться договор о подключении, плата по которому будет устанавливаться в индивидуальном порядке в зависимости от выбранного варианта подключения (по предварительной оценке, стоимость работ составит не менее 1100 млн.руб.).

Присоединение переключаемой зоны, а также перспективных потребителей, может быть реализовано при условии выполнения работ по созданию технической возможности, а именно:

- проведения мероприятий по реконструкции сетевой установки на источнике (увеличение пропускной способности трубопроводов в пределах котельной, замена сетевых подогревателей);

- реконструкция тепловых сетей от Восточной котельной с увеличением пропускной способности трубопровода Ду 700 от ВК до П8 (проведение реконструкции с увеличением диаметра ТС протяженностью 2,5 км (в 2-х трубном исполнении));

- реконструкция насосной станции №7 с увеличением ее производительности;

- реконструкция участков тепловой сети по ул. Радищева с Ду300 на Ду400 мм общей протяженностью 130 м (в 2-х трубном исполнении);

- а также решения вопроса по переоборудованию ИТП потребителей, которые будут переподключаться на Восточную котельную.

Окончательная стоимость подключения может быть определена только после разработки необходимой проектно-сметной документации.

При дальнейшем развитии перспективной застройки города, реализуемой в зоне действия Восточной котельной, потребуется строительство второго луча от источника, характеристики которого будут устанавливаться по результатам проектно-изыскательских работ (по предварительным расчетам, выполненным в программном комплексе Zulu, диаметр луча составит Ду 500 мм).

Отличие балансов тепловой мощности Восточной котельной по 1 и 2 сценариям состоит лишь в возможном присоединении к источнику после 2027 года перспективных потребителей комплексной жилой застройки в р-не Больничного



городка. По 2-ому сценарию, данные потребители будут обеспечиваться тепловой энергией от индивидуальных электрических теплогенераторов.

В рамках сценария 2, помимо мероприятий по Сценарию 1, схемой теплоснабжения предусматривается проведение реконструкции Восточной котельной с переводом ее на сжигание природного газа.

Срок реализации - 2025-2029 гг., предварительная стоимость реализации - 0,7 млрд.руб.;

Состав оборудования для сценария 1 и сценария 2 представлен в таблице ниже.

**Таблица 38 – Существующий и перспективный состав оборудования Восточной котельной для сценария 1 и 2**

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№ котлоагрегата	Марка	Год ввода	УТМ, Гкал/ч	Марка	Год ввода	УТМ, Гкал/ч
Паровые котлы						
Ст. 1	ГМ-50-14/250	1982	30	ГМ-50-14/250	1982	30
Ст. 2	ГМ-50-14/250	1983	30	ГМ-50-14/250	1983	30
Ст. 3	ГМ-50-14/250	1985	30	ГМ-50-14/250	1985	30
Водогрейные котлы						
Ст. 4	КВГМ-100	1983	100	КВГМ-100	1983	100
Ст. 5	КВГМ-100	1984	100	КВГМ-100	1984	100
Ст. 6	КВГМ-100	1986	100	КВГМ-100	1986	100
Установленная мощность котельной, Гкал/ч			390			390



**Рисунок 5. Баланс тепловой мощности Восточной котельной для Сценария 1 и 2**

**Таблица 39 – Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности котельной Восточная по Сценарию 1**

Мероприятие	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
			Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№1		Реконструкция сетевой установки, установка дополнительного парового котла производительностью 20 т/ч (для работы в летнем режиме)					
Установленная мощность, Гкал/ч	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Располагаемая мощность, Гкал/ч	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	355,45	350,03	350,03	350,03	350,03	350,03	350,03	350,03	350,03	350,03
Тепловая мощность "нетто" ТО ТБО, Гкал/ч	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, Гкал/ч	128,79	128,79	129,01	133,46	133,46	133,46	159,61	159,61	159,61	159,61
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	14,67	14,48	14,57	15,27	15,33	15,35	16,31	16,31	16,31	16,31
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	255,45	250,03	250,03	250,03	250,03	250,03	250,03	250,03	250,03	250,03
Резерв (+), дефицит (-) мощности, Гкал/ч	127,39	122,17	121,85	116,70	116,65	116,63	89,52	89,52	89,52	89,52
Резерв (+), дефицит (-) мощности, %	49,87	48,86	48,74	46,68	46,65	46,64	35,81	35,81	35,81	35,81

**Таблица 40 – Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности котельной Восточная по Сценарию 2**

Мероприятие	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
		Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№1		Реконструкция сетевой установки, установка дополнительного парового котла производительностью 20 т/ч (для работы в летнем режиме)	Реконструкция Восточной котельной с переводом ее на сжигание природного газа					
Установленная мощность, Гкал/ч	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Располагаемая мощность, Гкал/ч	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	355,45	350,03	350,03	350,03	350,03	350,03	350,03	370,50	370,50	370,50
Тепловая мощность "нетто" ТО ТБО, Гкал/ч	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, Гкал/ч	128,79	128,79	129,01	133,46	133,46	133,46	159,61	159,61	159,61	159,61
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	14,67	14,48	14,57	15,27	15,33	15,35	16,31	16,31	16,31	16,31
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	255,45	250,03	250,03	250,03	250,03	250,03	250,03	270,50	270,50	270,50
Резерв (+), дефицит (-) мощности, Гкал/ч	127,39	122,17	121,85	116,70	116,65	116,63	89,52	109,99	109,99	109,99
Резерв (+), дефицит (-) мощности, %	49,87	48,86	48,74	46,68	46,65	46,64	35,81	40,66	40,66	40,66

**Таблица 41 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий по Сценария 1 для Восточной котельной, млн. руб. (без НДС)**

№ п/п	Наименование	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2042	Итого
Восточная котельная									
1	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 1	13,90							13,90
2	Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 6	17,57							17,57
3	Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 2		8,27						8,27
4	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 5		6,32						6,32
5	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 3			18,79					18,79
6	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 4			31,49					31,49
7	Приведение производственных помещений к стандарту ТГК-1 (насосная №7)				5,00	5,00			10,00
8	Модернизация инженерно - технических средств охраны Восточной котельной	6,58							6,58
9	Реконструкция сетевой установки (включающая замену внутростанционного сетевого коллектора с увеличением диаметра, замену сетевых подогревателей и монтажа дополнительного сетевого насоса), установка дополнительного парового котла производительностью 20 т/ч (для работы в летнем режиме)	0	0					200,00	200,00
10	Реконструкция схемы передачи тепловой энергии от Завода ТО ТБО на котельную	0	0					24,00	24,00
11	Строительство локальных очистных сооружений хозяйственно-бытовых сточных вод и техническое перевооружение очистных сооружений Восточной котельной	0	0	0				262,43	262,43
12	Строительство приемной железобетонной емкости для мазута V=250 м3 Восточной котельной	0						65,88	65,88
13	Дооборудование эстакад мазутослива Восточной котельной стационарными системами защиты от падения	2,30	8,36						10,67
14	Приобретение дизель-генератора		6,00						6,00
	<b>ИТОГО по Восточной котельной</b>	<b>40,35</b>	<b>28,95</b>	<b>50,28</b>	<b>5,00</b>	<b>5,00</b>	<b>0,00</b>	<b>552,31</b>	<b>681,90</b>

**Таблица 42 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий по Сценария 2 для Восточной котельной, млн. руб. (без НДС)**

№ п/п	Наименование	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2042	Итого
<b>Восточная котельная</b>									
1	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 1	13,90							13,90
2	Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 6	17,57							17,57
3	Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 2		8,27						8,27
4	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 5		6,32						6,32
5	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 3			18,79					18,79
6	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 4			31,49					31,49
7	Приведение производственных помещений к стандарту ТГК-1 (насосная №7)				5,00	5,00			10,00
8	Модернизация инженерно - технических средств охраны Восточной котельной	6,58							6,58
9	Реконструкция сетевой установки (включающая замену внутростанционного сетевого коллектора с увеличением диаметра, замену сетевых подогревателей и монтажа дополнительного сетевого насоса), установка дополнительного парового котла производительностью 20 т/ч (для работы в летнем режиме).							200,00	200,00
10	Реконструкция схемы передачи тепловой энергии от Завода ТО ТБО на котельную							24,00	24,00
11	Строительство локальных очистных сооружений хозяйственно-бытовых сточных вод и техническое перевооружение очистных сооружений Восточной котельной							262,43	262,43
12	Строительство приемной железобетонной емкости для мазута V=250 м3 Восточной котельной							65,88	65,88
13	Дооборудование эстакад мазутослива Восточной котельной стационарными системами защиты от падения	2,30	8,36						10,67
14	Реконструкция Восточной котельной с переводом ее на сжигание природного газа		30,00	35,00	110,83	277,08	247,09		700,00
15	Приобретение дизель-генератора		6,00						6,00
	<b>ИТОГО по Восточной котельной</b>	<b>40,35</b>	<b>58,95</b>	<b>85,28</b>	<b>115,83</b>	<b>282,08</b>	<b>247,09</b>	<b>552,31</b>	<b>1381,90</b>

**Таблица 43 – Техничко-экономические показатели работы котельной Восточная для Сценария 1**

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	128,8	128,8	129,0	133,5	133,5	133,5	179,6	179,6	179,6	179,6
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	113,7	113,7	113,9	117,3	117,3	117,3	152,4	152,4	152,4	152,4
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	15,1	15,1	15,1	16,1	16,1	16,1	27,2	27,2	27,2	27,2
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	34,6	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	14,6	14,5	14,6	15,3	15,3	15,4	16,3	16,3	16,3	16,3
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	519,52	478,077	477,46	502,17	501,82	500,98	599,04	699,55	699,55	699,55
Покупка Энергии у ТО ТБО	тыс. Гкал	22,36	78,00	81,00	81,50	82,00	83,00	83,00	83,00	83,00	83,00
Собственные + хоз.нужды источника	тыс. Гкал	46,03	48,88	49,00	51,80	51,76	51,85	51,85	51,85	51,85	51,85
Отпуск тепловой энергии за счет ТО ТБО	тыс. Гкал	20,12	70,20	72,90	73,35	73,80	74,70	74,70	74,70	74,70	74,70
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	495,85	507,20	509,47	531,87	532,06	532,13	630,19	730,70	730,70	730,70
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	20,36	20,20	20,47	20,87	21,06	21,13	22,40	22,40	22,40	22,40
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	475,49	487,00	489,00	511,00	511,00	511,00	607,78	708,30	708,30	708,30
Структура топливного баланса											
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии											
Мазут	кг у.т/Гкал	157,93	157,38	157,37	157,23	157,25	157,23	159,60	161,33	161,33	161,33
Удельный расход топлива на отпуск с коллекторов											
Мазут	кг у.т/Гкал	171,969	171,607	171,534	171,660	171,661	171,662	171,662	171,662	171,662	171,662
Расход условного топлива											
Мазут	тыс. тут.	82,05	75,24	75,14	78,96	78,91	78,77	95,60	112,86	112,86	112,86
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии											
Мазут	кгу.т/Гкал	172,47	172,17	172,11	172,20	172,20	172,20	172,11	172,11	172,11	172,11
Переводной коэффициент											
Мазут	тут/тнт	1,34	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37
Расход натурального топлива											
Мазут	тыс. т	61,34	54,919	54,844	57,633	57,601	57,497	69,78	82,38	82,38	82,38

**Таблица 44 – Технико-экономические показатели работы котельной Восточная для Сценария 2**

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	128,8	128,8	129,0	133,5	133,5	133,5	179,6	179,6	179,6	179,6	179,6
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	113,7	113,7	113,9	117,3	117,3	117,3	152,4	152,4	152,4	152,4	152,4
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	15,1	15,1	15,1	16,1	16,1	16,1	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	34,6	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	19,5	19,5	19,5	19,5
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	14,6	14,5	14,6	15,3	15,3	15,4	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	519,52	478,077	477,46	502,17	501,82	500,98	599,04	673,00	673,00	673,00	673,0
Покупка Энергии у ТО ТБО	тыс. Гкал	22,36	78,00	81,00	81,50	82,00	83,00	83,00	83,00	83,00	83,00	83,0
Собственные + хоз.нужды источника	тыс. Гкал	46,03	48,88	49,00	51,80	51,76	51,85	51,85	25,30	25,30	25,30	25,3
Отпуск тепловой энергии за счет ТО ТБО	тыс. Гкал	20,36	20,20	20,47	20,87	21,06	21,13	22,40	22,40	22,40	22,40	22,40
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	495,85	507,20	509,47	531,87	532,06	532,13	630,19	730,70	730,70	730,70	730,7
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	20,36	20,20	20,47	20,87	21,06	21,13	22,40	22,40	22,40	22,40	22,4
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	475,49	487,00	489,00	511,00	511,00	511,00	607,78	708,30	708,30	708,30	708,3
Структура топливного баланса												
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%				
Природный газ	%								100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии												
Мазут	кг у.т/Гкал	157,931	157,380	157,367	157,232	157,255	157,233	159,595				
Природный газ	кг у.т/Гкал								154,0	154,0	154,0	154,0
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов												
Мазут	кг у.т/Гкал	171,969	171,607	171,534	171,660	171,661	171,662	171,662				

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Природный газ	кг у.т/Гкал								154,0	154,0	154,0	154,0
Расход условного топлива												
Мазут	тыс. туг.	82,048	75,240	75,137	78,957	78,913	78,771	95,604				
Природный газ	тыс. туг.								103,64	103,64	103,64	103,64
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Мазут	кгу.т/Гкал	172,47	172,17	172,11	172,20	172,20	172,20	172,11				
Природный газ	кгу.т/Гкал								161,12	161,12	161,12	161,12
Переводной коэффициент												
Мазут	туг/тнт	1,338	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,370				
Природный газ	туг/тнт								1,143	1,143	1,143	1,143
Расход натурального топлива												
Мазут	тыс. т	61,340	54,919	54,844	57,633	57,601	57,497	69,784				
Природный газ	млн.м <sup>3</sup>								77,14	77,14	77,14	77,14



## **Мероприятия для Южной котельной**

На котельной установлены три паровых котла ДКВР-20/13, три водогрейных котла ПТВМ-100 и два водогрейных котла КВГМ-100. Подключенная нагрузка котельной составляет 302,946 Гкал/ч. Нагрузка котельной к 2042 году, с учетом ввода в эксплуатацию новых объектов капитального строительства, составит 315,02 Гкал/ч.

Сценарий 1 и 2 предусматривает сохранение существующего оборудования котельной, с проведением ремонтов следующего оборудования:

### **2024 год**

- Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№1;
- Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№5.

### **2025 год**

- Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 3;
- Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5;
- Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 7.

### **2026 год**

- Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 2;
- Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 6;
- Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 8.

### **2029-2032 год**

- Реконструкция водогрейной части Южной котельной, направленная на увеличение надежности и тепловой экономичности (реконструкция контура и ввод в эксплуатацию ВК-9,10 КВГМ-100 (с выводом из эксплуатации ВК- 4,5 ПТВМ-100).

В рамках сценария 2, помимо мероприятий по Сценарию 1, схемой теплоснабжения предусматривается проведение реконструкции Южной котельной с переводом ее на сжигание природного газа.

Срок реализации 2025-2031 гг., предварительная стоимость реализации 1,8 млрд.руб.

Состав оборудования для сценариев 1 и 2 представлены в таблицах 45.

Капитальные затраты и технико-экономические показатели Южной котельной для рассматриваемых сценариев представлены в таблицах 46.

**Таблица 45 – Существующий и перспективный состав оборудования Южной котельной для Сценария 1 и 2**

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность, Гкал/ч	Марка	Год ввода	Производительность, Гкал/ч
Паровые котлы						
1	ДКВр-20/13	1973	12	ДКВр-20/13	1973	12
2	ДКВр-20/13	1973	12	ДКВр-20/13	1973	12
3	ДКВр-20/13	1973	12	ДКВр-20/13	1973	12
Водогрейные котлы						
4	ПТВМ-100	1974	75	ПТВМ-100	1974	-
5	ПТВМ-100	1974	75	ПТВМ-100	1974	-
6	ПТВМ-100	1975	75	ПТВМ-100	1975	75
7	КВГМ-100	1992	100	КВГМ-100	1992	100
8	КВГМ-100	1994	100	КВГМ-100	1994	100
9				КВГМ-100	2028	100
10				КВГМ-100	2028	100
Установленная мощность котельной, Гкал/ч			461,0	Установленная мощность котельной, Гкал/ч		511,0

**Таблица 46 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 1, млн. руб. (без НДС)**

№	Наименование	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2042	Итого
<b>Южная котельная</b>									
1	Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 1	6,73							6,73
2	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5	22,57							22,57
3	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 3		9,24						9,24
4	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5		8,17						8,17
5	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 7		20,78						20,78
6	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 2			13,82					13,82
7	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 6			32,93					32,93
8	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 8			29,40					29,40
9	Реконструкция контура и ввод в эксплуатацию ВК-9,10 КВГМ-100 (с выводом из эксплуатации ВК- 4,5 ПТВМ-100).	0,0	0,0	0,0	0,0		24,50	325,50	350,00
10	Установка частотных преобразователей на вентиляторах котлов типа КВГМ-100 Котельного цеха №1	0,0	1,62	5,77	6,05				13,44
11	Монтаж резервного ввода электроснабжения насосной №8	0,60	2,40						3,00
12	Монтаж вакуумных выключателей 6 кВ	0,00	1,87	1,94	2,40	1,99	1,20		9,41
13	Модернизация инженерно - технических средств охраны котельного цеха №1	50,79	16,91						67,70
14	Дооборудование эстакад мазутослива Южной котельной стационарными системами защиты от падения	16,92	0,00						16,92
	<b>ИТОГО по Южной котельная</b>	<b>97,61</b>	<b>61,00</b>	<b>83,86</b>	<b>8,45</b>	<b>1,99</b>	<b>25,70</b>	<b>325,50</b>	<b>604,11</b>

**Таблица 47 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 2, млн. руб. (без НДС)**

№	Наименование	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042	Итого
<b>Южная котельная</b>											
1	Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 1	6,73									6,73
2	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5	22,57									22,57
3	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 3		9,24								9,24
4	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5		8,17								8,17
5	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 7		20,78								20,78
6	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 2			13,82							13,82
7	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 6			32,93							32,93
8	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 8			29,40							29,40
9	Реконструкция контура и ввод в эксплуатацию ВК-9,10 КВГМ-100 (с выводом из эксплуатации ВК- 4,5 ПТВМ-100).						24,50	108,50	108,50	108,50	350,00
10	Установка частотных преобразователей на вентиляторах котлов типа КВГМ-100 Котельного цеха №1		1,62	5,77	6,05						13,44
11	Монтаж резервного ввода электроснабжения насосной №8	0,60	2,40								3,00
12	Монтаж вакуумных выключателей 6 кВ	0,00	1,87	1,94	2,40	1,99	1,20				9,41
13	Модернизация инженерно - технических средств охраны котельного цеха №1	50,79	16,91								67,70
14	Дооборудование эстакад мазутослива Южной котельной стационарными системами защиты от падения	16,92									16,92
15	Реконструкция Южной котельной с переводом ее на сжигание природного газа		35,00	90,00	171,00	171,00	410,40	478,80	443,80		1800,00
	<b>ИТОГО по Южной котельная</b>	<b>97,61</b>	<b>96,00</b>	<b>173,86</b>	<b>179,45</b>	<b>172,99</b>	<b>436,10</b>	<b>587,30</b>	<b>552,30</b>	<b>108,50</b>	<b>2404,11</b>

**Таблица 48 – Технико-экономические показатели работы Южной котельной для Сценария 1**

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	215,5	215,5	220,6	227,6	227,6	227,6	227,6	227,6	227,6	227,6
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	188,9	188,9	192,8	198,1	198,1	198,1	198,1	198,1	198,1	198,1
Нагрузка ГВС	Гкал/ч	26,6	26,6	27,8	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	33,82	33,71	33,71	33,67	33,67	37,25	37,25	37,25	37,25	37,25
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	23,68	24,99	25,89	26,50	26,50	26,57	26,57	26,57	26,57	26,57
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	896,10	958,70	959,76	1005,95	1005,95	1006,06	1006,06	1006,06	1006,06	1006,06
Собственные + хоз.нужды источника	тыс. Гкал	65,74	70,10	70,19	73,47	73,47	73,34	73,3	73,3	73,3	73,3
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	830,36	888,60	889,57	932,47	932,47	932,72	932,7	932,7	932,7	932,7
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	38,56	45,60	45,57	45,47	45,47	45,72	45,7	45,7	45,7	45,7
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	791,80	843,00	844,00	887,00	887,00	887,00	887,0	887,0	887,0	887,0
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии											
Мазут	кгу.т/Гкал	157,50	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов											
Мазут	кгу.т/Гкал	169,58	169,55	169,55	169,56	169,56	169,56	169,56	169,56	169,56	169,56
Расход условного топлива											
Мазут	тыс. туг.	141,13	151,00	151,16	158,44	158,44	158,48	158,48	158,48	158,48	158,48
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии											
Мазут	кгу.т/Гкал	169,97	169,92	169,93	169,92	169,92	169,92	169,92	169,92	169,92	169,92
Переводной коэффициент											
Мазут	туг/тнт	1,332	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37
Расход натурального топлива											
Мазут	тыс. т	105,97	110,22	110,34	115,65	115,65	115,68	115,68	115,68	115,68	115,68

**Таблица 49 – Техничко-экономические показатели работы Южной котельной для Сценария 2**

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	215,5	215,5	220,6	227,6	227,6	227,6	227,6	227,6	227,6	227,6	227,6
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	188,9	188,9	192,8	198,1	198,1	198,1	198,1	198,1	198,1	198,1	198,1
Нагрузка ГВС	Гкал/ч	26,6	26,6	27,8	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	33,82	33,71	33,71	33,67	33,67	37,25	37,25	37,25	37,25	20,44	20,4
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	23,68	24,99	25,89	26,50	26,50	26,57	26,57	26,57	26,57	26,57	26,6
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	896,10	958,70	959,76	1005,95	1005,95	1006,06	1006,06	1006,06	1006,06	972,96	972,96
Собственные + хоз.нужды источника	тыс. Гкал	65,74	70,10	70,19	73,47	73,47	73,34	73,3	73,3	73,3	40,2	40,2
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	830,36	888,60	889,57	932,47	932,47	932,72	932,7	932,7	932,7	932,7	932,7
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	38,56	45,60	45,57	45,47	45,47	45,72	45,7	45,7	45,7	45,7	45,7
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	791,80	843,00	844,00	887,00	887,00	887,00	887,0	887,0	887,0	887,0	887,0
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100%	100%
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%		
Природный газ	%										100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии												
Мазут	кгу.т/Гкал	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5		
Природный газ	кгу.т/Гкал										154,0	154,0
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов												
Мазут	кгу.т/Гкал	169,58	169,55	169,55	169,56	169,56	169,56	169,6	169,6	169,6		
Природный газ	кгу.т/Гкал										160,3	160,3
Расход условного топлива												
Мазут	тыс. тут.	141,132	151,00	151,16	158,44	158,44	158,48	158,5	158,5	158,5		
Природный газ	тыс. тут.										149,8	149,8
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Мазут	кгу.т/Гкал	169,97	169,92	169,93	169,92	169,92	169,92	169,92	169,92	169,92		
Природный газ	кгу.т/Гкал										160,6	160,6
Переводной коэффициент												
Мазут	тут/тнт	1,33	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37		
Природный газ	тут/тнт										1,143	1,143
Расход натурального топлива												
Мазут	тыс. т	105,97	110,22	110,34	115,65	115,65	115,68	115,7	115,7	115,7		
Природный газ	млн.м <sup>3</sup>										131,1	131,1

### **5.3. Предложения по техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения**

#### **Котельная «Северная»**

Котельная «Северная» имеет установленную мощность 337,7 Гкал/час и снабжает тепловой энергией потребителей Ленинского административного округа г. Мурманска и промышленной зоны. В состав котельной входит 4 водогрейных котла ПТВМ-30 и 11 паровых котлов различной производительности.

Котлы установлены на котельной в середине 70-х годов прошлого века. Котельная предназначалась к использованию в качестве промышленно-отопительной: установка 11 паровых котлов была необходима для обеспечения промышленных потребителей тепловой энергии в виде пара. В настоящее время все крупные потребители пара от котельной прекратили свое потребление на производство. В 2019 году подключенная нагрузка котельной в виде пара составляла не более 4 Гкал/ч.

Пар, вырабатываемый паровыми котлами, в основном используется:

- для подогрева сетевой воды в пароводяных теплообменниках (ПСВ);
- для деаэрации подпиточной воды паровых котлов;
- для деаэрации подпиточной воды тепловых сетей (открытая схема ГВС);
- мазутным хозяйством.

#### **Мероприятия, предусматриваемые Сценарием 1 для котельной «Северная»**

В соответствии с ФЗ №190 «О теплоснабжении», для потребителей котельной «Северная» предусмотрен переход на закрытую схему ГВС. После перехода на закрытую схему ГВС ожидается сокращение объемов подпитки тепловых сетей на 75%. В рамках реализации данного перехода предусматривается выполнение следующих мероприятий:

- Замена водогрейного котла ПТВМ-30 ст. № 3 на водогрейный котел ТЕРМОТЕХНИК ТТ300 60МВт;
- Замена двух подогревателей сетевой воды ПСВ-315;
- Замена подпиточных насосов 14СД-9 ст. №1,2;
- Замена подпиточных насосов 200Д-60 ст. №6, 200Д-90 ст.№3,5;
- Замена сетевых насосов СЭ-1250 ст.№1-4;
- Замена сетевого насоса 14СД-9 ст.№5;



- Замена рециркуляционных насосов НКУ-250;
- Установка и замена сетевых насосов на ЦТП район № 2 Ленинского округа: ЦТП 175 кв., ЦТП 171 кв., ЦТП 203 кв., ЦТП 207 кв. и в элеваторном узле А. Невского;
- Замена с увеличением диаметра магистральных тепловых сетей от котельной (перечень тепловых сетей, подлежащих замене представлен в Главе 8 Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения).

Исходя из этого, в рамках 1 сценария развития, для котельной «Северная» следует предусматривать максимально возможный вывод паровой части, и замещение ее водогрейной мощностью:

**В 2024 году** – выполнение проектно-сметной документации на установку и обвязку новых паровых котлов ДКВР-10/13.

Также к реализации планируются следующие мероприятия:

- реализация мероприятий по внедрению приборного парка учета ресурсов;
- реализация мероприятий по установке анализаторов дымовых газов;
- внедрение системы мониторинга трубопроводов и объектов ТЭК;
- оборудование объектов топливно-энергетического комплекса инженерно-техническими средствами охраны

**В 2025 году** - планируется установка 2 паровых котлов ДКВР-10/13 и проведение капитального ремонта водогрейных котлов ПТВМ-30 ст. №№2,4. В этом же году планируется вывести и демонтировать паровые котлы ГМ-50-14/250 ст. №9-10. Кроме того, в данный период намечена разработка проектно-сметной документации по установке котла Eurotherm-58 (тепловой мощностью 50 Гкал/ч) на месте демонтируемых котлов.

**В 2026 году** – планируется ввод в эксплуатацию котла Eurotherm-58. Вывод и демонтаж парового котла ГМ-50-14/250 ст. №11. Выполнение проектно-сметной документации на установку двух новых котлов Eurotherm-58 и одного парового котла ДКВР-10/13.

**В 2027 году** – ввод в работу водогрейный котел Eurotherm-58 на месте демонтированных котлов. Вывод и демонтаж паровых котлов ГМ-50-14/250 ст. №12-13. Помимо этого, устанавливается паровой котел мазутный ДКВР-10/13 №3.

**В 2028 году** – выводится и демонтируется оставшийся паровой котел ГМ-50-14/250 ст. №14.

Существующий и перспективный состав оборудования котельной «Северная» по Сценарию 1 представлен в таблице 50.

### Мероприятия, предусматриваемые Сценарием 2 для котельной «Северная»

Помимо мероприятий по Сценарию 1, предусматривается проведение реконструкции котельной «Северная» с переводом на сжигание природного газа. Срок реализации 2026-2029 гг., предварительная стоимость реализации 1,35 млрд.руб.

В остальном, состав мероприятий соответствует сценарию 1.

Баланс тепловой мощности источника и подключенной нагрузки для котельной «Северная» на рассматриваемый период схемы теплоснабжения при реализации Сценария 1 представлен в таблице 51-52.

Капитальные затраты на реализацию предусмотренных мероприятий и состав мероприятий, необходимых для перехода на закрытую схему ГВС, при реализации Сценариев 1 и 2 непосредственно для котельной «Северная» представлены в таблицах 53 - 55.

**Таблица 50 – Состав оборудования котельной «Северная» по Сценарию 1 и 2**

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
<b>Паровые котлы</b>						
1	ДКВР 25/13	1965	15,7 Гкал/ч (25 т/ч)	-	-	-
2	ДКВР 25/13	1966	15,7 Гкал/ч (25 т/ч)	-	-	-
3	ДКВР 25/13	1961	15,7 Гкал/ч (25 т/ч)	-	-	-
4	ДКВР 25/13	1961	15,7 Гкал/ч (25 т/ч)	-	-	-
5	ДКВР 25/13	1961	15,7 Гкал/ч (25 т/ч)	-	-	-
6	ГМ-50-14/250	1970	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)	-	-	-
7	ГМ-50-14/250	1971	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)	-	-	-
8	ГМ-50-14/250	1972	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)	-	-	-
9	ГМ-50-14/250	1973	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)	-	-	-
10	ГМ-50-14/250	1975	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)	-	-	-
11	ГМ-50-14/250	1976	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)	-	-	-
				ДКВР-10/13	2025	8,5 Гкал/ч (10 т/ч)
				ДКВР-10/13	2025	8,5 Гкал/ч (10 т/ч)
				ДКВР-10/13	2027	8,5 Гкал/ч (10 т/ч)
<b>Водогрейные котлы</b>						
1	ПТВМ-30	1969	30 Гкал/ч	ПТВМ-30	1969	30 Гкал/ч
2	ПТВМ-30	1965	30 Гкал/ч	ПТВМ-30	1965	30 Гкал/ч
3	ПТВМ-30	1964	30 Гкал/ч	ТТ300	2022	51,6 Гкал/ч
4	ПТВМ-30	1965	30 Гкал/ч	ПТВМ-30	1965	30 Гкал/ч
	-	-	-	Eurotherm 58	2026	50 Гкал/ч
	-	-	-	Eurotherm 58	2027	50 Гкал/ч
	-	-	-	Eurotherm 58	2027	50 Гкал/ч
Установлен ная тепловая мощность	367,7			317,1		

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
источника, Гкал/ч						

**Таблица 51 – Планируемые мероприятия на котельной «Северная» и балансы мощность/нагрузка по сценарию 1**

Наименование	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2042
Мероприятия	-	Замена водогрейного котла ПТВМ-30 ст. № 3 на водогрейный котел смешанного типа (водотрубно-газотрубный) ТЕРМОТЕХНИК ТТ300 60МВт (в рамках перехода на закрытую схему ГВС)-	Вывод из эксплуатации и последующий демонтаж паровых котлов 5хДКВР-25/13 (котловые ячейки №№4-8). Ввод двух котлов ДКВР-10/13 в котловых ячейках №№4, 5		Ввод в эксплуатацию котла Eurotherm-58. Вывод парового котла ГМ-50-14/250 ст. №11	Ввод двух водогрейных котлов Eurotherm-58. Вывод паровых котлов ГМ-50-14/250 ст. №№12,13.	Вывод и демонтаж оставшийся паровой котел ГМ-50-14/250 ст. №14		
		-	Капитальный ремонт 2 котлов ПТВМ-30. Вывод паровых котлов ГМ-50-14/250 ст. №№9-10	-	Установка парового котла ДКВР-10/13 №3		-		
Установленная мощность, Гкал/ч	337,7	337,7	389,3	321,6	278,6	298,6	347,1	317,1	317,1
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	337,7	337,7	389,3	321,6	278,6	298,6	347,1	317,1	317,1
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	325,21	325,31	376,99	309,08	266,08	286,08	334,58	304,58	304,58
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, Гкал/ч	143,38	144,72	146,89	149,44	149,44	149,44	149,44	149,44	149,44
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	17,26	17,42	17,68	17,99	17,99	17,99	17,99	17,99	17,99
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	295,2	295,3	347,0	279,1	236,1	256,1	304,6	274,6	274,6
Резерв (+), дефицит (-) мощности, Гкал/ч	134,57	133,17	182,41	111,65	68,65	88,65	137,15	107,15	107,15
Резерв (+), дефицит (-) мощности, %	45,58	45,09	52,57	40,01	29,08	34,62	45,03	39,02	39,02

**Таблица 52 – Планируемые мероприятия на котельной «Северная» и балансы мощность/нагрузка по сценарию 2**

Наименование	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Мероприятия	-	Замена водогрейного котла ПТВМ-30 ст. № 3 на водогрейный котел смешанного типа (водотрубно-газотрубный) ТЕРМОТЕХНИК ТТ300 60МВт (в рамках перехода на закрытую схему ГВС)-	Вывод из эксплуатации и последующий демонтаж паровых котлов 5хДКВР-25/13 (котловые ячейки №№4-8). Ввод двух котлов ДКВР-10/13 в котловых ячейках №№4, 5	Ввод в эксплуатацию котла Eurotherm-58. Вывод парового котла ГМ-50-14/250 ст. №11	Ввод двух водогрейных котлов Eurotherm-58. Вывод паровых котлов ГМ-50-14/250 ст. №№12,13.	Вывод и демонтаж оставшийся паровой котел ГМ-50-14/250 ст. №14					
		-	Капитальный ремонт 2 котлов ПТВМ-30. Вывод паровых котлов ГМ-50-14/250 ст. №№9-10	-	Установка парового котла ДКВР-10/13 №3						
				Реконструкции котельной «Северная» с переводом на сжигание природного газа							
Установленная мощность, Гкал/ч	337,7	337,7	389,3	321,6	278,6	298,6	347,1	317,1	317,1	317,1	317,1
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	337,7	337,7	389,3	321,6	278,6	298,6	347,1	317,1	317,1	317,1	317,1
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	325,21	325,31	376,99	309,08	266,08	286,08	334,58	310,12	310,12	310,12	310,12
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, Гкал/ч	143,38	144,72	146,89	149,44	149,44	149,44	149,44	149,44	149,44	149,44	149,44
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	17,26	17,42	17,68	17,99	17,99	17,99	17,99	17,99	17,99	17,99	17,99
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	295,2	295,3	347,0	279,1	236,1	256,1	304,6	280,1	280,1	280,1	280,1
Резерв (+), дефицит (-) мощности, Гкал/ч	134,57	133,17	182,41	111,65	68,65	88,65	137,15	112,70	112,70	112,70	112,70
Резерв (+), дефицит (-) мощности, %	45,58	45,09	52,57	40,01	29,08	34,62	45,03	40,23	40,23	40,23	40,23



**Таблица 53 – Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 1 для котельной «Северная», млн. руб. (без НДС)**

Наименование	2024	2025	2026	2027	Всего
Установка двух паровых котлов ДКВР-10/13	5,0	24,0			29,00
Капитальный ремонт 2 котлов ПТВМ-30	2,0	50,0			52,00
Установка водогрейного котла Eurotherm-58		4,0	135,0		139,00
Установка двух водогрейных котлов Eurotherm-58			4,0	135,0	139,00
Установка парового котла ДКВР-10/13			3,0	12,0	15,00
Замена сетевых насосов и двух подогревателей сетевой воды на более производительные на котельной "Северная" г. Мурманска	180,61				180,61
Внедрение приборного парка учета ресурсов	1				1,00
Установка анализаторов дымовых газов	1,5				1,50
Внедрение системы мониторинга трубопроводов и объектов ТЭК	3,0				3,00
Оборудование объектов топливно-энергетического комплекса инженерно - техническими средствами охраны. Северная котельная	10,0				10,00
<b>Итого по источнику</b>	<b>203,11</b>	<b>78,00</b>	<b>142,00</b>	<b>147,00</b>	<b>570,11</b>

**Таблица 54 – Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 2 для котельной «Северная», млн. руб. (без НДС)**

Наименование	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Всего
Установка двух паровых котлов ДКВР-10/13	5,0	24,0					29,00
Капитальный ремонт 2 котлов ПТВМ-30	2,0	50,0					52,00
Установка водогрейного котла Eurotherm-58		4,0	135,0				139,00
Установка двух водогрейных котлов Eurotherm-58			4,0	135,0			139,00
Установка парового котла ДКВР-10/13			3,0	12,0			15,00
Замена сетевых насосов и двух подогревателей сетевой воды на более производительные на котельной "Северная" г. Мурманска	180,61						180,61
Внедрение приборного парка учета ресурсов	1						1,00
Установка анализаторов дымовых газов	1,5						1,50
Внедрение системы мониторинга трубопроводов и объектов ТЭК	3,0						3,00
Оборудование объектов топливно-энергетического комплекса инженерно - техническими средствами охраны. Северная котельная	10,0						10,00
Реконструкции котельной «Северная» с переводом на сжигание природного газа			68	338	473	473	1350,0
<b>Итого по источнику</b>	<b>203,11</b>	<b>78,00</b>	<b>209,50</b>	<b>484,51</b>	<b>472,51</b>	<b>472,51</b>	<b>1920,13</b>

**Таблица 55 – Перечень мероприятий по переходу на закрытую схему теплоснабжения от котельной «Северная»**

<b>Котельная "Северная", основное и вспомогательное оборудование</b>					
<b>№ п/п</b>	<b>Наименование мероприятий</b>	<b>Наименование оборудования</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Электрооборудование</b>	
1	Замена водогрейного котла ПТВМ-30 ст. № 3	Котел водогрейный смешанного типа (водотрубно-газотрубный) ТЕРМОТЕХНИК ТТ300 60МВт	зимний режим	Средняя электрическая мощность 267кВт. Вентилятор горелки 211кВт; напряжение 0,4кВ. Электропривод задвижки 1,5кВт; насос рециркуляции (2 шт.) 13,2кВт; автоматика 1кВт.	
2	Замена двух подогревателей сетевой воды ПСВ-315	Подогреватель кожухотрубный ПСВэ-700-1,6-1,6-II (D=1500мм)	зимний режим		
3	Замена подпиточных насосов 14СД-9 ст №1,2	WILO BL-50/240-30/2	зимний/летний режим	Серийный электродвигатель с технологией IE3. Мощность 30кВт; напряжение 0,4кВ; ток номинальный 52,2А.	
4	Замена подпиточных насосов 200Д-60 ст №6, 200Д-90 ст №3,5	WILO BL-32/240-15/2	зимний/летний режим	Серийный электродвигатель с технологией IE3. Мощность 15кВт; напряжение 0,4кВ; ток номинальный 20,5А.	
5	Замена сетевых насосов СЭ-1250 ст №1,2,3,4	WILO SCP 300/660 DV-800/4	зимний/летний режим	Серийный электродвигатель с технологией IE3. Мощность 800кВт; напряжение 6кВ.	
6	Замена рециркуляционных насосов НКУ-250 ст. №1,2	WILO BL-100/165-30/2	зимний/летний режим	Серийный электродвигатель с технологией IE3. Мощность 30кВт; напряжение 0,4кВ; ток номинальный 52,2А.	
<b>ЦТП район № 2 Ленинский АО</b>					
<b>№ п/п</b>	<b>Объект</b>	<b>Наименование мероприятий</b>	<b>Наименование оборудования</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Электрооборудование</b>
7	ЦТП 175 кв.	Установка двух сетевых насосов	WILO CRONOBLOC BL 65/170-15/2	летний режим	Серийный электродвигатель с технологией IE3. Мощность 15кВт; напряжение 0,4кВ; ток номинальный 20,5А.
8		Замена сетевого насоса СН-3	НКУ -250	зимний режим	Серийный электродвигатель 5A200L4 Y2 IM 1081 IP 55. Мощность 45кВт; напряжение 0,4кВ; ток номинальный 87А.
9	ЦТП 171 кв.	Установка двух сетевых насосов	WILO CRONOBLOC BL 65/170-15/2	летний режим	Серийный электродвигатель с технологией IE3. Мощность 15кВт; напряжение 0,4кВ; ток номинальный 20,5А.
10	ЦТП 203 кв.	Установка двух сетевых насосов	WILO CRONOBLOC BL 50/170-11/2	летний режим	Серийный электродвигатель с технологией IE3. Мощность 11кВт; напряжение 0,4кВ; ток номинальный 20,5А.
11	ЦТП 207 кв.	Установка трех сетевых насосов	WILO CRONOBLOC BL 80/170-30/2	зимний режим	Серийный электродвигатель с технологией IE3. Мощность 30кВт; напряжение 0,4кВ; ток номинальный 52,2А.
12	Элеваторный узел А. Невского	Установка водоподогревателя ГВС		зимний летний режим	
<b>Тепловые сети от котельной "Северная" Ленинский АО</b>					



№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Наименование теплосети	Протяжённость участка, м	Существующий Внутренний Ду подающего и обратного трубопровода, м	Мероприятие перекладка Внутренний Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Электро-оборудование
13	ТК-106 Ч. Лучинского	ТК-107	магистральная	47	0,309	0,35	Подземная канальная	
14	ТК-105 Ч. Лучинского	ТК-106		75,5	0,309	0,35	Подземная канальная	
15	ТК-9 Свердлова	ТК-10	магистральная	95	0,412	0,5	Подземная канальная	
16	ТК-8 Свердлова	ТК-9		91	0,412	0,5	Подземная канальная	
17	ТК-7 Свердлова	ТК-8		69	0,412	5	Подземная канальная	
18	ТК-6 Свердлова	ТК-7		135	0,412	0,5	Подземная канальная	
19	ТК-5 Свердлова	ТК-6		110	0,412	0,5	Подземная канальная	
20	ТК-63 Подстаницкого	ТК-62		магистральная	60	0,309	0,35	Подземная канальная
21	ТК-63 Подстаницкого	ТК-62	63,5		0,309	0,35	Подземная канальная	
22	ТК-63 Подстаницкого	ТК-62	40		0,309	0,35	Подземная канальная	
23	ТК-14 Подстаницкого	ТК-60	129		0,309	0,35	Подземная канальная	
24	ТК-60 Подстаницкого	ТК-61	22		0,309	0,35	Подземная канальная	
25	ТК-61 Подстаницкого	ТК-62	143		0,309	0,35	Подземная канальная	
26	Луч 2 в сторону Хлобыстова	до ТК-201д	магистральная		910	0,412	0,5	Надземная
27	ТК-208 Невского	ТК-209	магистральная	69	0,309	0,35	Подземная канальная	
28	ТК-67 Александрова	ТК-68	магистральная	75	0,207	0,25	Подземная канальная	

Технико-экономические показатели работы котельной «Северная» при реализации Сценариев 1 и 2 представлены в таблице 56.

**Таблица 56 – Техничко-экономические показатели работы котельной «Северная» для Сценария 1**

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей,	Гкал/ч	143,4	144,7	146,9	149,4	149,4	149,4	149,4	149,4	149,4	149,4
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	128,5	129,2	130,5	132,3	132,3	132,3	132,3	132,3	132,3	132,3
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	14,9	15,6	16,4	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	12,5	12,4	12,3	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	17,3	17,4	17,7	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	590,9	599,9	611,6	624,1	624,1	624,1	612,6	612,6	612,6	612,6
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	46,7	46,7	46,7	46,7	46,7	46,7	46,7	46,7	46,7	46,7
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	544,2	553,2	564,8	577,4	577,4	577,4	565,9	565,9	565,9	565,9
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	59,4	59,9	60,8	61,9	61,9	61,9	61,9	61,9	61,9	61,9
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	484,8	493,3	504,0	515,5	515,5	515,5	504,0	504,0	504,0	504,0
Структура топливного баланса											
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии											
Мазут	кгу.т/Гкал	164,0	164,2	164,4	164,7	164,7	164,7	164,5	164,5	164,5	164,5
Расход условного топлива											
Мазут	тыс. тут.	96,9	98,5	100,6	102,8	102,8	102,8	100,8	100,8	100,8	100,8
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии											
Мазут	кгу.т/Гкал	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0
Переводной коэффициент											
Мазут	тут/тнт	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363
Расход натурального топлива											
Мазут	тыс. т	71,1	72,3	73,8	75,4	75,4	75,4	73,9	73,9	73,9	73,9

**Таблица 57 – Технико-экономические показатели работы котельной «Северная» для Сценария 2**

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей,	Гкал/ч	146,63	143,4	144,7	146,9	149,4	149,4	149,4	149,4	149,4	149,4	149,4
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	130,8	128,5	129,2	130,5	132,3	132,3	132,3	132,3	132,3	132,3	132,3
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	15,9	14,9	14,9	15,6	16,4	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	13,9	12,5	12,4	12,3	12,5	12,5	12,5	12,5	7,0	7,0	7,0
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	16,3	17,3	17,4	17,7	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	608,4	590,9	599,9	611,6	624,1	624,1	624,1	612,6	612,6	612,6	612,6
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	47,9	46,7	46,7	46,7	46,7	46,7	46,7	46,7	46,7	46,7	46,7
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	560,5	544,2	553,2	564,8	577,4	577,4	577,4	565,9	565,9	565,9	565,9
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	56,0	59,4	59,9	60,8	61,9	61,9	61,9	61,9	61,9	61,9	61,9
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	504,5	484,8	493,3	504,0	515,5	515,5	515,5	504,0	504,0	504,0	504,0
Структура топливного баланса	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%			
Природный газ	%									100%	100%	100%
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии												
Мазут	кг.т/Гкал	164,0	164,0	164,2	164,4	164,7	164,7	164,7	164,5			
Природный газ	кг.т/Гкал									154,0	154,0	154,0
Расход условного топлива												
Мазут	тыс. тут.	99,8	96,9	98,5	100,6	102,8	102,8	102,8	100,8			
Природный газ	тыс. тут.									94,3	94,3	94,3
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Мазут	кг.т/Гкал	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0			
Природный газ	кг.т/Гкал									166,7	166,7	166,7
Переводной коэффициент												
Мазут	тут/тнт	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363			
Природный газ	тут/тнт									1,143	1,143	1,143
Расход натурального топлива												
Мазут	тыс. т	73,2	71,1	72,3	73,8	75,4	75,4	75,4	73,9			
Природный газ	тыс. м3									82,5	82,5	82,5

## **Котельная «Роста»**

Котельная «Роста» расположена на севере г. Мурманска и имеет смежную зону теплоснабжения с котельной «Северная». Паровые котлы ГМ-50-14/250, установленные на котельной в конце 80-х годов, и настоящее время нуждаются в замене.

Для сценария 1 Схемой теплоснабжения, в качестве мероприятий на источнике предусматриваются:

- в целях повышения энергоэффективности и надежности теплоснабжения, на котельной мкр. Роста планируется проведение технического перевооружения, состоящее из демонтажа парового котла марки «Комбайшен» YUX-23-3 № 2 с последующей установкой и вводом в эксплуатацию нового парового котла производительностью 10 т/ч;
- установка источника бесперебойного питания для дооборудования категорированного объекта согласно ст. 275 Правил по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности объектов топливно-энергетического комплекса;
- проектирование и техническое перевооружение сливноналивного комплекса котельной «Роста» с обустройством заправки мазутовозов;
- реализация мероприятий, направленных на комплексное предотвращение и (или) минимизацию негативного воздействия на окружающую среду при эксплуатации топливного хозяйства;
- оборудование объектов топливно-энергетического комплекса инженерно - техническими средствами охраны.

В настоящее время, на котельной в межотопительный период обеспечение нужд горячего водоснабжения осуществляется посредством работы 1 котла ГМ-50-14/250, мощность которого избыточна (при нагрузке ГВС равной 2,87 Гкал/ч), а режим эксплуатации - неэффективный.

Вследствие этого, в качестве мероприятий на источнике рекомендуется предусмотреть мероприятия по техническому перевооружению и выполнить установку дополнительного котла для работы в летний период (с демонтажем угольного котла):

2024 год – установка водогрейного котла мощностью 4 МВт (например, котел ООО «Энтророс» марки ТТ-100 или аналог).

Состав оборудования и технико-экономические показатели работы котельной приведен в таблицах ниже.

**Таблица 58 – Состав оборудования котельной «Роста»**

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность, Гкал/ч	Марка	Год ввода	Производительность, Гкал/ч
Водогрейные котлы				Водогрейные котлы		
1	КВГМ-50	1988	50 Гкал/ч (на консервации)	КВГМ-50	1988	50 Гкал/ч (на консервации)
2	КВГМ-50	1988	50 Гкал/ч (на консервации)	КВГМ-50	1988	50 Гкал/ч (на консервации)
3	-	-	-	ТТ-100	2023	3,44
Паровые котлы				Паровые котлы		
3	ГМ-50-14/250	1978	30	ГМ-50-14/250	1978	30
4	ГМ-50-14/250	1978	30	ГМ-50-14/250	1978	30
5				ДКВР 10/13	2024	6,4

В рамках 2-го Сценария, схемой теплоснабжения реконструкция котельной «Роста» с переводом ее на сжигание природного газа. Срок реализации 2026-2029 гг., ориентировочная стоимость реализации 420 млн.руб.;

До принятия окончательного решения по газификации источника, состав мероприятий на источнике аналогичен сценарию 1:

- в целях повышения энергоэффективности и надежности теплоснабжения, на котельной мкр. Роста планируется проведение технического перевооружения, состоящее из демонтажа парового котла марки «Комбайшен» YUX-23-3 № 2 с последующей установкой и вводом в эксплуатацию нового парового котла производительностью 10 т/ч;

- установка источника бесперебойного питания для дооборудования категорированного объекта согласно ст. 275 Правил по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности объектов топливно-энергетического комплекса;

- проектирование и техническое перевооружение сливноналивного комплекса котельной «Роста» с обустройством заправки мазутовозов;

- реализация мероприятий, направленных на комплексное предотвращение и (или) минимизацию негативного воздействия на окружающую среду при эксплуатации топливного хозяйства

- 2024 год – установка водогрейного котла мощностью 4 МВт (например, котел ООО «Энтророс» марки ТТ-100);

- 2026-2029 гг. - Реконструкция котельной «Роста» с переводом ее на сжигание природного газа.

Капитальные затраты на реализацию предусмотренных мероприятий при реализации Сценария 1 и 2 для котельной «Роста» представлены в таблице ниже.

**Таблица 59 – Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 1 и Сценария 2 (до 2026 года) для котельной «Роста», млн. руб. (с НДС)**

Наименование	2024	2025	2026	2027	Всего
Техническое перевооружение котельной, включающее демонтаж парового котла марки «Комбайшен» YUX-23-3 № 2 с последующей установкой и вводом в эксплуатацию нового парового котла производительностью 10 т/ч	4,32				4,32
Установка источника бесперебойного питания для дооборудования категорированного объекта	24,74				24,74
Проектирование и техническое перевооружение сливоналивного комплекса котельной «Роста» с обустройством заправки мазутовозов	0,50				0,50
Реализация мероприятий, направленных на комплексное предотвращение и (или) минимизацию негативного воздействия на окружающую среду при эксплуатации топливного хозяйства	5,50				5,50
Оборудование объектов топливно-энергетического комплекса инженерно - техническими средствами охраны. Котельная мкр.Роста	2,0				2,0
<b>Итого по источнику</b>	<b>37,74</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>37,74</b>

**Таблица 60 – Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 2 для котельной «Роста», млн. руб. (с НДС)**

Наименование	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Всего
Техническое перевооружение котельной, включающее демонтаж парового котла марки «Комбайшен» YUX-23-3 № 2 с последующей установкой и вводом в эксплуатацию нового парового котла производительностью 10 т/ч	4,32						4,32
Установка источника бесперебойного питания для дооборудования категорированного объекта	24,74						24,74
Проектирование и техническое перевооружение сливоналивного комплекса котельной «Роста» с обустройством заправки мазутовозов	0,50						0,5
Реализация мероприятий, направленных на комплексное предотвращение и (или) минимизацию негативного воздействия на окружающую среду при эксплуатации топливного хозяйства	5,50						5,5
Оборудование объектов топливно-энергетического комплекса инженерно - техническими средствами охраны. Котельная мкр.Роста	2,0						2
Реконструкция котельной «Роста» с переводом ее на сжигание природного газа			21,10	105,51	147,71	147,71	422,03
<b>Итого по источнику</b>	<b>32,74</b>	<b>0</b>	<b>21,1</b>	<b>105,51</b>	<b>147,71</b>	<b>147,71</b>	<b>454,77</b>

**Таблица 61 – Технико-экономические показатели работы котельной «Роста» для Сценария 1**

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей,	Гкал/ч	23,7	23,3	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	21,4	21,1	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	2,4	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	4,0	4,2	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	102,42	99,9	100,4	100,4	100,4	100,4	100,4	100,4	100,4	100,4	100,4
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	8,42	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	94,00	91,7	92,2	92,2	92,2	92,2	92,2	92,2	92,2	92,2	92,2
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	13,7	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	80,3	77,7	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2
Структура топливного баланса												
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии												
Мазут	кгу.т/Гкал	166,0	166,0	166,1	166,1	166,1	166,1	166,1	166,1	166,1	166,1	166,1
Расход условного топлива												
Мазут	тыс. тут.	17,0	16,6	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												
Мазут	кгу.т/Гкал	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9
Переводной коэффициент												
Мазут	тут/тнт	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364
Расход натурального топлива												
Мазут	тыс. т	12,5	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2

**Таблица 62 – Технико-экономические показатели работы котельной «Роста» для Сценария 2**

Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей,	Гкал/ч	23,7	23,3	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	21,4	21,1	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	2,4	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	1,2	1,2	1,2
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	4,0	4,2	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	102,42	99,9	100,4	100,4	100,4	100,4	100,4	100,4	97,5	97,5	97,5
Собственные и хозяйственные нужды источника	тыс. Гкал	8,42	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	5,2	5,2	5,2
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	94,00	91,7	92,2	92,2	92,2	92,2	92,2	92,2	92,2	92,2	92,2
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	13,7	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	80,3	77,7	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2
Структура топливного баланса	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%			
Природный газ	%									100%	100%	100%
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии												
Мазут	кг.т/Гкал	166,0	166,0	166,1	166,1	166,1	166,1	166,1	166,1			
Природный газ	кг.т/Гкал									154,0	154,0	154,0
Расход условного топлива												
Мазут	тыс. т.т.	17,0	16,6	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7			
Природный газ	тыс. т.т.									15,0	15,0	15,0
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии												



Наименование	Единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Мазут	кгу.т/Гкал	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9			
Природный газ	кгу.т/Гкал									162,7	162,7	162,7
Переводной коэффициент												
Мазут	тут/тнт	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364			
Природный газ	тут/тнт									1,143	1,143	1,143
Расход натурального топлива												
Мазут	тыс. т	12,5	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2			
Природный газ	млн. м3									13,1	13,1	13,1

**Котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее дизельная котельная МУП «МУК»)**

На дизельной котельной установлено 3 водогрейных котла, срок эксплуатации которых составляет 15 лет. Основным видом топлива является дизельное топливо. Подключенная договорная нагрузка котельной составляет 0,828 Гкал/ч и на рассматриваемую перспективу изменение ее не предполагается.

Основной причиной высокой себестоимости тепловой энергии от дизельной котельной района Дровяное являются затраты на топливо. Снижение тарифа на тепловую энергию от данной котельной может быть достигнуто в первую очередь проведением мероприятий по снижению топливной составляющей в тарифе, что в свою очередь подразумевает переход на альтернативное топливо.

Сценарий 1 и 2 для данного источника основан на заключенном концессионном соглашении (от 19.02.2024 года) между Администрацией города (именуемое по соглашению «Концендент») и Обществом с ограниченной ответственностью «Тепло людям. Кандалакша» (именуемое по соглашению «Концессионер») на реализацию мероприятия по модернизации системы теплоснабжения района Дровяное г.Мурманска с переходом на биотопливо взамен дизельной генерации тепловой энергии.

В соответствии с концессионным соглашением предусматривается выполнение следующих мероприятий:

1. Проектирования и Создания объекта соглашения: установка на территории действующей дизельной котельной котельного блока мощностью 0,9 МВт, работающего на щепе (древесной пеллете), и заменяющего 0,9 МВт мощности существующей дизельной котельной (адрес объекта – городской округ Мурманск, г.Мурманск, ул.Прибрежная);

2. Проектирования и Реконструкция объекта соглашения: объединение нагрузок существующей дизельной котельной и нового блока мощностью 0,9 МВт, работающего на щепе (древесной пеллете), с присоединением к существующим тепловым сетям.

После реализации мероприятий по вводу нового объекта эксплуатацию объекта по концессионному соглашению будет осуществлять также Концессионер – ООО «Тепло людям. Кандалакша».

Реализация данного мероприятия позволит оптимизировать схему теплоснабжения микрорайона Дровяное – повысит качество и надежность теплоснабжения потребителей района, а также снизить затраты на топливо и ликвидировать потери тепла, связанные с выработкой и транспортировкой тепловой энергии от котельной.

Реализация мероприятия по строительству и введению в эксплуатацию нового блока мощностью 0,9 МВт планируется в 2024 году. Срок действия концессионного соглашения – 25 лет (до 2047 года включительно).

Общий вид БМК и ее характеристики представлены на рисунке ниже.

#### Блочно-модульная транспортабельная котельная **БМК PROTON 900A**



#### **БМК PROTON-900A**

*Состоит из 3-х транспортабельных блоков-контейнеров полной заводской готовности.*

*Тепловая мощность номинальная - 900 кВт.*

*Количество теплоагрегатов - три*

*Основной вид топлива: пеллеты.*

*Резервный вид топлива: брикеты, дрова, уголь (ручная загрузка)*

*Схема теплоснабжения – двухконтурная с гидравлической развязкой*

*Автоматизация: автоматизация без постоянного присутствия персонала, GSM контроль параметров и аварийных сигналов.*

**Рисунок 6. Блочно-модульная котельная мощностью 0,9 МВт, работающая на щепе (древесной пеллете)**

Состав оборудования котельной на краткосрочную перспективу приведен в таблице 63.

**Таблица 63 – Состав оборудования котельной**

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Водогрейные котлы						
1	GTE 521	2006	1,02 Гкал/ч	GTE 521	2024	1,02 Гкал/ч
2	GTE 511	2005	0,52 Гкал/ч	GTE 511	2025	0,52 Гкал/ч
3	GTE 511	2005	0,52 Гкал/ч	GTE 511	2025	0,52 Гкал/ч
4	-	-	-	БМК 0,9МВт	2024	0,74 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч		2,06		Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч		2,834
Подключенная нагрузка, Гкал/ч		0,828		Подключенная нагрузка, Гкал/ч		0,84

Покрытие тепловой нагрузки планируется за счет работы от БМК на щепе (древесной пеллете), включение в работу дизельных котлов предусматривается в период пиковых нагрузок.

Показатели работы котельной с учетом реализации предложенных мероприятий приведены в таблице 64.

**Таблица 64 – Показатели работы котельной № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее дизельная котельная микрорайона Дровяное) на рассматриваемый период схемы теплоснабжения**

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95
Структура топливного баланса											
Дизель	%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Щепа (древесная пеллета)	%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии											
Дизель	кгу.т/Гкал	155,12	155,12								
Щепа (древесная пеллета)	кгу.т/Гкал			178,6	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57
Расход условного топлива		0,46	0,46	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Дизель	тыс. тут.	0,46	0,46								
Щепа (древесная пеллета)	тыс. тут.			0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии											
Дизель	кгу.т/Гкал	156,5	156,5								
Щепа (древесная пеллета)	кгу.т/Гкал			180,2	180,2	180,2	180,2	180,2	180,2	180,2	180,2
Переводной коэффициент											
Дизель	тут/тнт	1,45	1,45								
Щепа (древесная пеллета)	тут/тнт			0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Расход натурального топлива											
Дизель	тыс. т	0,32	0,32								
Щепа (древесная пеллета)	тыс.т			1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48

## Угольная котельная МУП «МУК»

Основной причиной высокой себестоимости от угольной котельной района Дровяное являются расходы на оплату труда персонала. Так Фонд оплаты труда и социальные отчисления на 2023 год составят 10,1 млн. рублей, что соответствует 37% НВВ котельной и в 2,5 раза выше, чем на аналогичной дизельной котельной. Численность персонала данной котельной составляет 17 человек, что объясняется отсутствием какой-либо автоматизации. На угольной котельной в 2008-2011 году были установлены водогрейные котлы типа КВ. Подача топлива в данных котлах осуществляется ручным забросом топлива в топку с периодичностью 1,5-3 часа. Подача топлива в данных котлах осуществляется немеханизированным (ручным) забросом топлива в топку с периодичностью 1,5-3 часа.

Режим и объем подачи топлива, помимо прочего (температурных параметров), зависит от качества угля и его крупности (размеру кусков, фракции). На угольной котельной в качестве основного топлива используется каменный уголь марки ДПК 50-300 мм. Ввиду отсутствия на котельной дробилки, уголь в топку подается разной фракции и, соответственно, имеет разные параметры при горении. Оператор котельной, осуществляющий подачу топлива (заброс угля в топку), не имеет возможности контролировать КПД горения, ввиду того, что для этого необходимы специальные контрольно-измерительные приборы (датчики температуры уходящих дымовых газов и датчик кислорода), которые на котельной не установлены. По этой причине, регулирование оператором котельной степени открытия/закрытия шиберов на дымоходе не представляется возможным, т.к. основным условием стабильной работы котельной является недопущение прекращения процесса горения в топке. Условная циклическая зависимость КПД таких котлов представлена на рисунке 7.

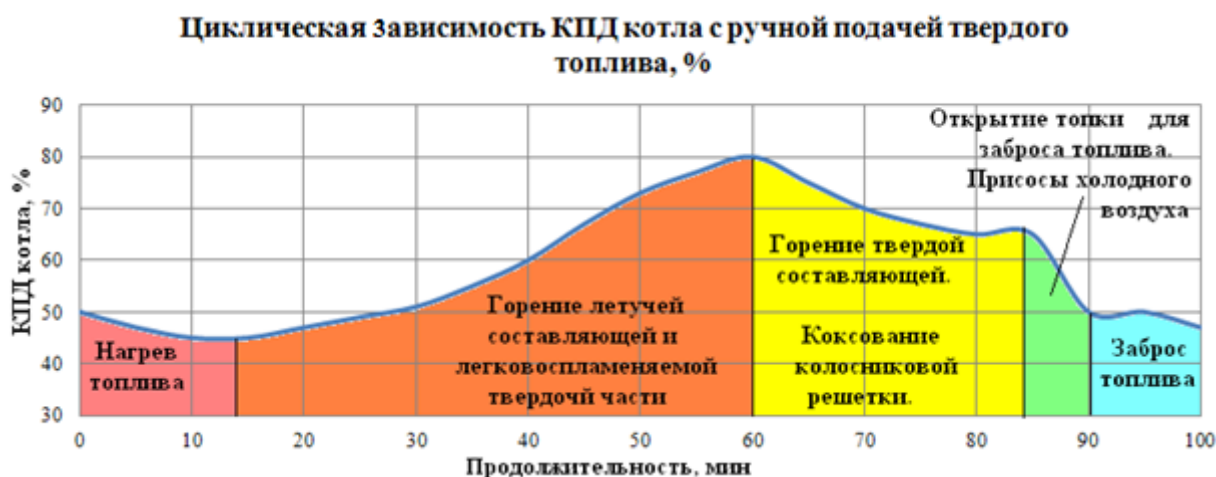


Рисунок 7. Циклическая зависимость КПД котла с ручной подачей топлива

Из графика видно, что значения КПД таких котлов, соответствующие паспортным, достигаются к середине цикла и сохраняются в течение 20-25 минут при цикле 90 минут.

### **Мероприятия, предлагаемые для угольной котельной**

Сценарий 1 для данного источника основан на заключенном концессионном соглашении (от 19.02.2024 года) между Администрацией города (именуемое по соглашению «Концендент») и Обществом с ограниченной ответственностью «Тепло людям. Кандалакша» (именуемое по соглашению «Концессионер») на реализацию мероприятия по модернизации системы теплоснабжения района Дровяное г. Мурманска с переходом на биотопливо взамен угольной генерации тепловой энергии.

В соответствии с концессионным соглашением предусматривается выполнение следующих мероприятий:

1. Проектирования и Создания объекта соглашения: строительство блочно-модульной котельной, работающей на топливной щепе с автоматической подачей топлива с присоединением к существующей тепловой сети. Установленная мощность блочно-модульной котельной – 1,8 МВт (адрес объекта – городской округ Мурманск, г. Мурманск, ул.Юрия Смирнова). Проектом также предусматривается строительство нового участка тепловых сетей от новой блочно-модульной котельной 1,8 МВт до существующих тепловых сетей.

После реализации мероприятий по вводу нового объекта, эксплуатацию объекта (в том числе тепловую сеть (название объекта недвижимого имущества «Тепловая сеть и ГВС в одном лотке в четырехтрубном исполнении»), по концессионному соглашению, будет осуществлять также Концессионер – ООО «Тепло людям. Кандалакша».

Реализация данного мероприятия позволит оптимизировать схему теплоснабжения микрорайона Дровяное, вывести из эксплуатации угольную котельную, повысить качество и надежность теплоснабжения потребителей района, а также снизить затраты на топливо и ликвидировать потери тепла, связанных с выработкой и транспортировкой тепловой энергии от котельной.

Реализация мероприятия по строительству и введению в эксплуатацию нового блока мощностью 1,8 МВт планируется в 2024 году. Срок действия концессионного соглашения – 25 лет (до 2047 года включительно).

Общий вид БМК и ее характеристики представлены на рисунке ниже.



*Состоит из четырех основных транспортабельных блоков-контейнеров.  
Тепловая мощность номинальная - 1800 кВт.  
Количество теплоагрегатов - три  
Основной вид топлива: щепы древесная  
Резервный вид топлива: пеллеты, дрова, брикеты  
Схема теплоснабжения – двухконтурная с гидравлической развязкой*

**Рисунок 8. Циклическая зависимость КПД котла с ручной подачей топлива**

Технико-экономические показатели работы новой блочно-модульной котельной на щепе (древесной пеллете) приведены в таблице 65.



**Таблица 65 – Техничко-экономические показатели работы новой блочно-модульной на щепе (древесной пеллете) микрорайона Дровяное**

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	4,35	4,35	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	4,27	4,27	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Уголь	%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Щепа (древесная пеллета)	%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии											
Уголь	кгу.т/Гкал	456,5	456,7								
Щепа (древесная пеллета)	кгу.т/Гкал			178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6
Расход условного топлива	тыс. тут.	1,99	1,99	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82
Уголь	тыс. тут.	1,99	1,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Щепа (древесная пеллета)	тыс. тут.	0,00	0,00	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии											
Уголь	кгу.т/Гкал	467,7	457,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Щепа (древесная пеллета)	кгу.т/Гкал	0,0	0,0	181,78	181,78	181,78	181,78	181,78	181,78	181,78	181,78
Переводной коэффициент											
Уголь	тут/тнт	0,77	0,77								
Щепа (древесная пеллета)	тут/тнт			0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Расход натурального топлива											
Уголь	тыс. т	2,59	2,53								
Щепа (древесная пеллета)	тыс. т			2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27

Ввиду отдаленного месторасположения района Дровяное, последующая газификация данного района предполагается не ранее 2032 года. К варианту строительства новых газовых блочно-модульных котельных для данного района необходимо вернуться при последующих актуализациях схемы теплоснабжения и реализации планов по газификации г. Мурманска.

### Котельная «Абрам-Мыс» АО «Мурманэнергосбыт»

Котельная расположена в микрорайоне Абрам-Мыс Первомайского административного округа г. Мурманска. Установленная мощность котельной составляет 24,18 Гкал/ч. На котельной установлены 3 паровых котла ДКВР, введенных в эксплуатацию в 80-х годах прошлого века.

Котельная строилась как производственно-отопительная для обеспечения тепловой энергией в виде пара судоремонтного предприятия и отопления жилой застройки.

В настоящее время площадка бывшего судоремонтного предприятия принадлежит ООО "Рейнертсен НВР", которая занимается производством металлоконструкций для шельфовых проектов. На предприятии установлен собственный источник тепловой энергии, в связи с чем, закупка тепловой энергии от паровой котельной не осуществляется.

Теплоснабжение населения осуществляется через ЦТП, где установлены пароводяные теплообменники. Пар от котельной до ЦТП транспортируется по паропроводу с возвратом конденсата. Баланс тепловой мощности котельной представлен на рисунке 9.



Рисунок 9. Баланс тепловой мощности котельной «Абрам-Мыс»

Из графика видно, что установленная мощность котельной превышает подключенную нагрузку. Значительная часть мощности является избыточной.

Учитывая вышеописанное, мероприятия, предлагаемые для котельной, должны предусматривать снижение установленной мощности котельной и замену паровых котлов на водогрейные котлы. Для обоих сценариев рассматривается модернизация котельной с переводом на другой вид топлива.

Мероприятия для котельной «Абрам-Мыс» по 1 сценарию развития

Для сценария 1 Схемой теплоснабжения на источнике предусматривается реализация мероприятий АО «МЭС», включающая в себя техническое перевооружение мазутной котельной микрорайона Абрам-Мыс и переоборудование существующей ЦТП в ПНС (подкачивающая насосная станция).

Срок проведения данного мероприятия – 2024 г.

Срок проведения данного мероприятия – 2023-2024 гг., затраты составят 165,594 млн.руб. Состав мероприятий, предусматриваемый техническим перевооружением котельной, представлен в таблице ниже.

№ п/п	Наименование мероприятия	Год реализации	Расходы на реализацию, тыс.руб. (с НДС)		
			Всего	Профин-но к 2023 г.	2024
1.	Техническое перевооружение мазутной котельной мкр. Абрам-Мыс г. Мурманска	2024	169 265,91	3 671,5	165 594,41
1.1	Замена существующих паровых котлов на водогрейные	2024	-	-	-
1.2	Замена подогревателей сетевой воды на пластинчатые теплообменники	2024	-	-	-
1.3	Замена мазутных емкостей и подогревателей	2024	-	-	-
1.4	Замена насосного оборудования	2024	-	-	-
1.5	Установка системы автоматизации и диспетчеризации	2024	-	-	-

В 2024 году планируется выполнить полную замену ствола металлической дымовой трубы, а также оборудовать объекты топливно-энергетического комплекса котельной мкр.Абрам-Мыс инженерно - техническими средствами охраны.

**Таблица 66 – Технико-экономические показатели работы котельной «Абрам-Мыс» по Сценарию 1**

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	12,15	12,15	12,15	12,15	12,15	12,15	12,15	12,15	12,15	12,15
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90
Структура топливного баланса	%										
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии											
Мазут	кгу.т/Гкал	195,83	195,83	195,83	195,83	195,83	195,83	195,83	195,83	195,83	195,83
Расход условного топлива	тыс. тут.										
Мазут	тыс. тут.	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии											
Мазут	кгу.т/Гкал	216,86	216,86	216,86	216,86	216,86	216,86	216,86	216,86	216,86	216,86
Переводной коэффициент											
Мазут	тут/тнт	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36
Расход натурального топлива											
Мазут	тыс. т	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93

## Сценарий 2

В рамках Сценария 2 настоящей актуализацией предлагается рассмотреть вариант со строительством новой газовой блочно-модульной котельной микрорайона Абрам-Мыс, мощностью 6,45 Гкал/ч.

Реализация мероприятия предусматривается в период с 2029 по 2031 год, предварительная стоимость реализации 91,0 млн.руб.

Для этого необходимо на источнике предусмотреть реализацию мероприятий АО «МЭС», как и по сценарию 1: техническое перевооружение мазутной котельной района Абрам-Мыс и переоборудование существующей ЦТП в ПНС (подкачивающая насосная станция).

Срок проведения данного мероприятия – 2024 г.

Срок проведения данного мероприятия – 2023-2024 гг., затраты составят 165,594 млн.руб. Состав мероприятий, предусматриваемый техническим перевооружением котельной, представлен в таблице ниже.

**Таблица 67 – Состав мероприятий для котельной «Абрам-Мыс»**

№ п/п	Наименование мероприятия	Год реализации	Расходы на реализацию, тыс.руб. (с НДС)		
			Всего	Профин-но к 2023 г.	2024
1.	Техническое перевооружение мазутной котельной мкр. Абрам-Мыс г. Мурманска	2024	169 265,91	3 671,5	165 594,41
1.1	Замена существующих паровых котлов на водогрейные	2024	-	-	-
1.2	Замена подогревателей сетевой воды на пластинчатые теплообменники	2024	-	-	-
1.3	Замена мазутных емкостей и подогревателей	2024	-	-	-
1.4	Замена насосного оборудования	2024	-	-	-
1.5	Установка системы автоматизации и диспетчеризации	2024	-	-	-

В 2024 году планируется выполнить полную замену ствола металлической дымовой трубы, а также оборудовать объекты топливно-энергетического комплекса котельной мкр.Абрам-Мыс инженерно - техническими средствами охраны.

Технико-экономические показатели работы котельной при реализации сценария 2 представлены в таблице 68.

**Таблица 68 – Техничко-экономические показатели работы котельной «Абрам-Мыс» (сценарий 2)**

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,07
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	12,40
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	0,25
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	12,15	12,15	12,15	12,15	12,15	12,15	12,15	12,15	12,15	12,15
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90
Структура топливного баланса											
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
Природный газ	%										100%
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии											
Мазут	кг.т/Гкал	195,8	195,8	195,8	195,8	195,8	195,8	195,8	195,8	195,8	
Природный газ	кг.т/Гкал										154,0
Расход условного топлива											
Мазут	тыс. тут.	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	
Природный газ	тыс. тут.								0,0	0,0	1,9
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии											
Мазут	кг.т/Гкал	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	
Природный газ	кг.т/Гкал										0,0
Переводной коэффициент											
Мазут	тут/тнт	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	
Природный газ	тут/тнт										1,143
Расход натурального топлива											
Мазут	тыс. т	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	
Природный газ	млн. м3										1,67

## Котельная АО «Завода ТО ТБО»

Котельная АО «Завод ТО ТБО» предназначена для выработки дешевой тепловой энергии путем сжигания несортированных твердых бытовых отходов из г. Мурманска и близлежащих районов.

На котельной установлены два мусоросжигательных котла, для подсветки факела в которых используется мазут. Тепловая энергия в виде пара подается на Восточную котельную АО «Мурманская ТЭЦ».

Для сценарных условий 1 и 2 предусматривается сохранение мазутной подсветки. Схемой теплоснабжения предусматривается сохранение существующего оборудования котельной, с проведением капитального ремонта основного и вспомогательного оборудования.

Состав оборудования и технико-экономические показатели работы котельной и затраты, представлены в таблицах 69 - 70.

**Таблица 69 – Состав оборудования котельной АО «Завод ТО ТБО»**

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Произв-ть	Марка	Год ввода	Произв-ть
Паровые котлы						
1	Мусоросжигательный котел в валкой колосниковой решеткой системы «Дюссельдорф»	1986	45 т/ч (30,2 Гкал/ч)	Мусоросжигательный котел в валкой колосниковой решеткой системы «Дюссельдорф»	1986	45 т/ч (30,2 Гкал/ч)
2	Мусоросжигательный котел в валкой колосниковой решеткой системы «Дюссельдорф»	1986	45 т/ч (30,2 Гкал/ч)	Мусоросжигательный котел в валкой колосниковой решеткой системы «Дюссельдорф»	1986	45 т/ч (30,2 Гкал/ч)
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			54,0	-		54,0
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			15,41	-		15,41

Возможность и необходимость реконструкции источника АО «Завод ТО ТБО» для обеспечения и работы на природном газе будет определена при последующих актуализациях схемы теплоснабжения и предоставлении необходимых исходных данных.



**Таблица 70 – Техничко-экономические показатели работы котельной АО «Завод ТО ТБО»**

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Нагрузка источника, в том числе:	Гкал/ч	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410
Нагрузка пароснабжения	Гкал/ч	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410	15,410
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	57,59	113,23	116,23	116,73	117,23	118,23	118,23	118,23	118,23	118,23
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	34,80	34,80	34,80	34,80	34,80	34,80	34,80	34,80	34,80	34,80
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	22,79	78,43	81,43	81,93	82,43	83,43	83,43	83,43	83,43	83,43
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	22,36	78,00	81,00	81,50	82,00	83,00	83,00	83,00	83,00	83,00
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
Твердое топливо (ТБО)	%	97,2%	97,2%	97,2%	97,2%	97,2%	97,2%	97,2%	97,2%	97,2%	97,2%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии											
Мазут	кгу.т/Гкал	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8
Твердое топливо (ТБО)	кгу.т/Гкал	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2
Расход условного топлива	тыс. тут.	7,4	14,5	14,9	15,0	15,0	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2
Мазут	тыс. тут.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Твердое топливо (ТБО)	тыс. тут.	7,39	14,52	14,91	14,97	15,03	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии											
Мазут	кгу.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Твердое топливо (ТБО)	кгу.т/Гкал	333,4	190,5	188,3	188,0	187,6	187,0	187,0	187,0	187,0	187,0
Переводной коэффициент											
Мазут	тут/тнт	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35
Твердое топливо (ТБО)	тут/тнт	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
Расход натурального топлива											
Мазут	тыс. т	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Твердое топливо (ТБО)	тыс. т	41,25	81,11	83,26	83,62	83,98	84,69	84,69	84,69	84,69	84,69

## **Котельная АО «Мурманский морской торговый порт»**

Котельная АО «Мурманский морской торговый порт» снабжает тепловой энергией потребителей на территории предприятия. Теплоснабжение жилищного фонда от данного источника не осуществляется.

Схемой теплоснабжения предусматривается сохранение существующей схемы теплоснабжения с проведением мероприятий по модернизации вспомогательного котельного оборудования источника:

Для котельной предусматривается сохранение мазутной зависимости.

В настоящее время, в планах организации ликвидация собственного источника теплоснабжения, использование для нужд теплоснабжения и ГВС АО «ММТП» мощностей централизованных источников теплоснабжения г. Мурманск, с исключением сторонних потребителей из числа абонентов АО «ММТП» в связи с планируемыми мероприятиями.

Финансирование – собственный бюджет.

Величина затрат – определится по результатам ТЭО.

Ранее, в 2022 году АО «ММТП» обращалась в единую теплоснабжающую организацию (АО «Мурманская ТЭЦ»), осуществляющую деятельность на смежной территории.

В ответ на обращение АО «Мурманская ТЭЦ» сообщило, что предусмотреть осуществление теплоснабжения АО «ММТП» от источника теплоснабжения Мурманской ТЭЦ не представляется возможным ввиду наличия дефицита тепловой мощности на источнике (Мурманской ТЭЦ), отсутствия резерва пропускной способности магистральных тепловых сетей по ул. Ленинградская и ул. Профсоюзов, а также отсутствием выданных технических условий на подключение к указанному источнику по причине необходимости проведения мероприятий на Мурманской ТЭЦ и тепловых сетях от него, и согласования с собственниками смежных тепловых сетей АО «МЭС» и ОАО «РЖД» на транзитное технологическое присоединение (исх. письмо №3258-05/01 от 27.04.2022 г. «О предоставлении информации» на запрос технических условий подключения к системе теплоснабжения АО «Мурманская ТЭЦ» объектов АО «ММТП»).

Таким образом, вопрос о ликвидации собственного источника теплоснабжения АО «ММТП» в настоящее время остается открытым.

В настоящее время, АО «Мурманский морской торговый порт» проводит работу по определению альтернативной схемы теплоснабжения производственных площадок АО «Мурманский морской торговый порт» с выполнением технико-экономического обоснования (ТЭО), результаты которой могут быть включены в очередную актуализацию схемы теплоснабжения.

В рамках Сценария 2 настоящей актуализацией предусматривается вариант со строительством новой газовой блочно-модульной котельной ММТП, мощностью 10,0 Гкал/ч (необходимо определить по результатам проведения проектных работ).

Срок реализации мероприятия – 2029-2030 гг. Предварительная стоимость строительства составляет 128,8 млн.руб.

Состав оборудования котельной и технико-экономические показатели работы котельной представлены в таблицах 71 — 73.

**Таблица 71 – Состав оборудования котельной АО «Мурманский морской торговый порт»**

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Паровые котлы						
1	ДЕ 10/14	2000	6,08 Гкал/ч 10 т/ч	ДЕ 10/14	2000	6,08 Гкал/ч 10 т/ч
2	ДКВР 10/13	1987	6,08 Гкал/ч 10 т/ч	ДЕ 10/14	2021	6,08 Гкал/ч 10 т/ч
Водогрейные котлы						
3	«Турботерм»	2003	1,87 Гкал/ч	«Турботерм»	2003	1,87 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			14,03	-		14,03
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			4,11	-		4,11

**Таблица 72 – Технико-экономические показатели работы котельной АО «Мурманский морской торговый порт» (сценарий 1)**

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	18,40	18,40	18,40	18,40	18,40	18,40	18,40	18,40	18,40	18,40
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	17,13	17,13	17,13	17,13	17,13	17,13	17,13	17,13	17,13	17,13
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	14,85	14,85	14,85	14,85	14,85	14,85	14,85	14,85	14,85	14,85
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии											
Мазут	кг.т/Гкал	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4
Расход условного топлива	тыс. тут.	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Мазут	тыс. тут.	2,885	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии											
Мазут	кг.т/Гкал	168,4	168,4	168,4	168,4	168,4	168,4	168,4	168,4	168,4	168,4
Переводной коэффициент											
Мазут	тут/тнт	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37
Расход натурального топлива											
Мазут	тыс. т	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11

**Таблица 73 – Техничко-экономические показатели работы котельной АО «Мурманский морской торговый порт» (сценарий 2)**

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,10	0,10
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	18,40	18,40	18,40	18,40	18,40	18,40	18,40	18,40	17,48	17,48
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	0,35	0,35
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	17,13	17,13	17,13	17,13	17,13	17,13	17,13	17,13	17,13	17,13
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	14,85	14,85	14,85	14,85	14,85	14,85	14,85	14,85	14,85	14,85
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%		
Природный газ										100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии											
Мазут	кг.т/Гкал	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4	167,4
Природный газ	кг.т/Гкал	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0	154,0
Расход условного топлива	тыс. тут.	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,7	2,7
Мазут	тыс. тут.	2,885	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9		
Природный газ	тыс. тут.									2,7	2,7
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии											
Мазут	кг.т/Гкал	168,4	168,4	168,4	168,4	168,4	168,4	168,4	168,4		
Природный газ	кг.т/Гкал									157,2	157,2
Переводной коэффициент											
Мазут	тут/тнт	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37		
Природный газ	тут/м3									1,143	1,143
Расход натурального топлива											
Мазут	тыс. т	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11		
Природный газ	млн. м3									2,4	2,4

## Котельная 22 ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по военно-морскому флоту)

Котельная №22 обеспечивает теплоснабжение объектов Министерства обороны Российской Федерации и 2х жилых домов по улице Мохнаткина Пахта района Росляково.

Схемой теплоснабжения предусматривается сохранение существующего оборудования котельной с проведением капитального ремонта паровых котлов КВВА 6/15 и ДЕ-16/14 ГМ.

Для котельной №22 предусматривается сохранение мазутной зависимости.

Состав оборудования котельной, технико-экономические показатели работы котельной представлены в таблицах ниже. Мероприятия по данному источнику не предусмотрены, так как отсутствуют данные по выполненным ремонтам и фактическому техническому состоянию оборудования.

**Таблица 74 – Состав оборудования котельной №22**

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Паровые котлы						
1	КВВА 6/15	1976	3,9 Гкал/ч 6 т/ч	КВВА 6/15	1976	3,9 Гкал/ч 6 т/ч
2	ДЕ-16/14 ГМ	1996	10,4 Гкал/ч 16 т/ч	ДЕ-16/14 ГМ	1996	10,4 Гкал/ч 16 т/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			14,3			14,3
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			2,637			2,637

В рамках Сценария 2 настоящей актуализацией предусматривается вариант со строительством новой газовой блочно-модульной котельной №22, мощностью 14,0 Гкал/ч (необходимо определить по результатам проведения проектных работ).

Срок реализации мероприятия – 2030-2031 гг. Ориентировочная стоимость строительства составляет 169,6 млн.руб.

**Таблица 75 – Техничко-экономические показатели работы котельной №22 (сценарий 1)**

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20	19,20
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии											
Мазут	кгу.т/Гкал	228,7	228,7	228,7	228,7	228,7	228,7	228,7	228,7	228,7	228,7
Расход условного топлива	тыс. тут.	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80
Мазут	тыс. тут.	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии											
Мазут	кгу.т/Гкал	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0
Переводной коэффициент											
Мазут	тут/тнт	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41
Расход натурального топлива											
Мазут	тыс. м3	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки											
Мазут	тыс. руб./м3	18,7	19,4	20,2	21,0	21,9	22,7	23,6	24,6	25,6	26,6
Затраты на топливо	млн руб.	63,4	66,0	68,6	71,3	74,2	77,2	80,2	83,4	86,8	90,3
Мазут	млн руб.	63,4	66,0	68,6	71,3	74,2	77,2	80,2	83,4	86,8	90,3

**Таблица 76 – Технико-экономические показатели работы котельной №22 (сценарий 2)**

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,06	0,06
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	14,10	14,10	14,10	14,10	14,10	14,10	14,10	14,10	14,10	14,10
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	12,88	12,88	12,88	12,88	12,88	12,88	12,88	12,88	12,88	12,88
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%		
Природный газ	%									100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии											
Мазут	кгу.т/Гкал	228,7	228,7	228,7	228,7	228,7	228,7	228,7	228,7		
Природный газ	кгу.т/Гкал									154,0	154,0
Расход условного топлива	тыс. туг.	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	2,37	2,37
Мазут	тыс. туг.	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52		
Природный газ	тыс. туг.									2,37	2,37
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии											
Мазут	кгу.т/Гкал	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0		
Природный газ	кгу.т/Гкал									168,4	168,4
Переводной коэффициент											
Мазут	туг/тнт	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41		
Природный газ	туг/тыс. м3									1,143	1,14
Расход натурального топлива											
Мазут	тыс. т	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49		
Природный газ	млн. м3									2,08	2,08



### Котельная «Фестивальная»

Котельная «Фестивальная» введена в эксплуатацию 2019 г. На котельной «Фестивальная» установлено 3 водогрейных котла ООО «Энтророс» мощностью по 3 Гкал/ч каждый. Основной вид топлива – мазут.

Вне зависимости от сценариев, для источника предусматривает сохранение существующего оборудования.

Перспективный состав оборудования и технико-экономические показатели работы источника приведены в таблицах 77 - 79.

**Таблица 77 – Состав оборудования котельной «Фестивальная»**

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Паровые котлы						
1	ТТ100	2019	3,0 Гкал/ч	ТТ100	2019	3,0 Гкал/ч
2	ТТ100	2019	3,0 Гкал/ч	ТТ100	2019	3,0 Гкал/ч
3	ТТ100	2019	3,0 Гкал/ч	ТТ100	2019	3,0 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			9,0	-		9,0
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			3,27	-		3,27

На источнике предусматривается реализация следующих мероприятий:

- Техническое перевооружение котельной по ул. Фестивальная г. Мурманск в части технического перевооружения и благоустройства площадки для слива автоцистерн на территории котельной; срок реализации – 2024 г., Предварительная стоимость мероприятия - 2,549 млн. руб.

- Мероприятия по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности г. Мурманск, ул. Фестивальная, д. 10; срок реализации – 2024 г., предварительная стоимость мероприятия - 2,828 млн. руб.

В рамках Сценария 2 настоящей актуализацией предусматривается вариант со строительством новой газовой блочно-модульной котельной «Фестивальная», мощностью 9,0 Гкал/ч.

Реализация мероприятия предусматривается в период с 2028 по 2030 год, предварительная стоимость реализации - 117,7 млн.руб.

**Таблица 78 – Техничко-экономические показатели работы котельной «Фестивальная» для Сценария 1**

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Нагрузка источника	Гкал/ч	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	10,4	10,8	10,8	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,27	0,27	0,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	10,1	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	9,0	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии											
Мазут	кг.т/Гкал	155,8	156,0	156,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0
Расход условного топлива	тыс. туг.										
Мазут	тыс. туг.	1,614	1,686	1,686	1,686	1,686	1,686	1,686	1,686	1,686	1,686
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии											
Мазут	кг.т/Гкал	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0
Переводной коэффициент											
Мазут	тут/тнг	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370
Расход натурального топлива											
Мазут	тыс. м3	1,178	1,231	1,231	1,231	1,231	1,231	1,231	1,231	1,231	1,231

**Таблица 79 – Техничко-экономические показатели работы новой котельной для Сценария 2**

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Нагрузка источника	Гкал/ч	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	10,4	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,7	10,7
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,21	0,21
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	10,1	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	9,0	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%		
Природный газ	%									100%	100%
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии											
Мазут	кг.т/Гкал	155,8	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0		
Природный газ	кг.т/Гкал									154,0	154,0
Расход условного топлива											
Мазут	тыс. туг.	1,614	1,686	1,686	1,686	1,686	1,686	1,686	1,686		
Природный газ	тыс. туг.									1,655	1,655
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии											
Мазут	кг.т/Гкал	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0		
Природный газ	кг.т/Гкал									157,0	157,0
Переводной коэффициент											
Мазут	тут/тнт	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370		
Природный газ	тут/тнт									1,143	1,143
Расход натурального топлива											
Мазут	тыс. т	1,178	1,231	1,231	1,231	1,231	1,231	1,231	1,231		
Природный газ	млн. м3									1,448	1,448

### **Котельная ТЦ «Росляково – 1»**

Котельная вырабатывает тепловую энергию в виде горячей воды и пара, производит отпуск потребителям на технологические нужды, нужды отопления и горячего водоснабжения (ГВС). Тип котельной – отдельно стоящее здание. Котельная принята в эксплуатацию в 2000 году. Основное топливо – мазут (М 100). Резервное топливо - не предусмотрено.

Установленная мощность котельной – 50,4 Гкал/ч.

Располагаемая мощность котельной – 47,59 Гкал/ч.

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

На основании дорожной карты, в рамках реализации мероприятий по приватизации объектов теплоснабжения, расположенных в жилом районе Росляково по ул. Молодежная и ул. Заводская, в 2023 году осуществлена передача объектов в АО «МЭС» с возложением инвестиционных и эксплуатационных обязательств. В связи с этим, в рамках реализации данного сценария, предусматривается:

1. Мероприятия по объединению зон теплоснабжения ж.р. Росляково-1 и Южное Росляково предусматривающие:

– Техническое перевооружение мазутной котельной Росляково-1 (ул. Заводская) в части замены вспомогательного оборудования (сетевых насосов с установкой ЧРП, силовых трансформаторов, подогревателя мазута) и монтажа парового котла ДКВР 10-13ГМ взамен демонтированного;

– Строительство тепловой сети от котельной Росляково-1 (ул. Заводская) до ЦТП.

Период реализации данного мероприятия – 2024-2026 гг.

**Таблица 80 – Техничко-экономические показатели работы системы теплоснабжения котельной ТЦ «Росляково-1» (сценарий 1)**

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Нагрузка источника	Гкал/ч	19,9	19,9	19,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	1,4	1,4	1,4	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	2,7	2,6	2,6	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	83,5	83,5	83,5	91,7	91,7	91,7	91,7	91,7	91,7	91,7
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	78,6	78,6	78,6	86,8	86,8	86,8	86,8	86,8	86,8	86,8
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	8,8	8,8	8,8	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	69,8	69,8	69,8	76,7	76,7	76,7	76,7	76,7	76,7	76,7
Структура топливного баланса	%										
Мазут	%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии											
Мазут	кгу.т/Гкал	164,9	164,9	164,9	165,8	165,8	165,8	165,8	165,8	165,8	165,8
Расход условного топлива	тыс. туг.										
Мазут	тыс. туг.	13,8	13,8	13,8	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии											
Мазут	кгу.т/Гкал	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1
Переводной коэффициент											
Мазут	туг/тнт	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364
Расход натурального топлива											
Мазут	тыс. м3	10,1	10,1	10,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1

## **Мероприятия, предлагаемые для мазутной котельной ТЦ «Росляково-1», по 2 сценарию схемы теплоснабжения**

В рамках 2-ого сценария развития, схемой теплоснабжения для данных котельных предусматриваются к реализации мероприятия, как и по сценарию 1: объединение зон теплоснабжения ж.р. Росляково-1 и Южное Росляково со строительством ЦТП в ж.р. Южное Росляково.

Ввиду отдаленного месторасположения источников, последующая газификация данного района предполагается в период с 2030 по 2032 год. Вместо мазутной котельной ж.р. Росляково-1 предлагается строительство новой газовой котельной мощностью 40 Гкал/ч. Предварительная стоимость реализации мероприятия составит 409,44 млн.руб.

**Таблица 81 – Технико-экономические показатели работы системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково-1» (сценарий 2)**

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Нагрузка источника	Гкал/ч	19,9	19,9	19,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	1,4	1,4	1,4	1,6	1,4	1,4	1,4	1,4	0,5	0,5
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	2,7	2,6	2,6	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,8	2,8
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	83,5	83,5	83,5	91,7	91,9	91,9	91,9	91,9	88,1	88,1
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	1,7	1,7
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	78,6	78,6	78,6	86,8	87,0	87,0	87,0	87,0	86,4	86,4
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	8,8	8,8	8,8	10,1	10,3	10,3	10,3	10,3	9,7	9,7
Структура топливного баланса	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%		
Природный газ	%									100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии											
Мазут	кгу.т/Гкал	164,9	164,9	164,9	165,8	165,8	165,8	165,8	165,8		
Природный газ	кгу.т/Гкал									154,0	154,0
Расход условного топлива	тыс. туг.										
Мазут	тыс. туг.	13,8	13,8	13,8	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2		
Природный газ	тыс. туг.									13,6	13,6
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии											
Мазут	кгу.т/Гкал	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1		
Природный газ	кгу.т/Гкал									157,1	157,1
Переводной коэффициент											
Мазут	тут/тнт	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364		
Природный газ	тут/тнт									1,143	1,143
Расход натурального топлива											
Мазут	тыс. т	10,1	10,1	10,1	11,1	11,2	11,2	11,2	11,2		
Природный газ	млн. м3									11,9	11,9

### **Угольная котельная ТЦ «Росляково Южное»**

На котельной ТЦ «Росляково Южное» установлено 10 котлов, из которых 3 паровых и 7 водогрейных. Основным видом топлива является уголь. Подключенная нагрузка котельной составляет 2,166 Гкал/ч.

Основной причиной высокой себестоимости тепловой энергии являются затраты на эксплуатацию изношенного оборудования и топливо. В рамках реализации мероприятий по приватизации объектов теплоснабжения, расположенных в жилом районе Росляково по ул. Молодежная и ул. Заводская, в 2023 году осуществлена передача объектов в АО «МЭС» с возложением инвестиционных и эксплуатационных обязательств. В связи с этим, в рамках реализации 1 и 2 сценария, предусматривается:

1. Мероприятия по объединению зон теплоснабжения ж.р. Росляково-1 и Южное Росляково предусматривающие:

– Техническое перевооружение угольной котельной по ул. Молодежная в части замены вспомогательного оборудования (водоподогревателей и сетевых насосов с установкой ЧРП);

– Строительство ЦТП в ж.р. Южное Росляково.

Период реализации данного мероприятия – 2024-2026 гг.

В рамках 2-ого сценария развития, схемой теплоснабжения для данных котельных предусматриваются к реализации мероприятия, как и по сценарию 1: объединение зон теплоснабжения ж.р. Росляково-1 и Южное Росляково со строительством ЦТП в ж.р. Южное Росляково. Ввиду отдаленного месторасположения источников, последующая газификация данного района предполагается в период с 2030 по 2032 год. Вместо мазутной котельной ж.р. Росляково-1 предлагается строительство новой газовой котельной мощностью 40 Гкал/ч.

Показатели работы угольной котельной с учетом реализации предложенных мероприятий приведены в таблице 82.



**Таблица 82 – Показатели работы котельной ТЦ «Росляково Южное» по сценарию 1 и 2**

Наименование	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Нагрузка источника	Гкал/ч	1,98	1,98	1,98	Переклечение потребителей на котельную ТЦ «Росляково-1»						
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,095	0,095	0,095							
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,326	0,326	0,323							
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	8,297	8,297	8,297							
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,329	0,329	0,329							
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	7,968	7,968	7,968							
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,123	1,123	1,123							
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	6,845	6,845	6,845							
Структура топливного баланса											
Уголь	%	100%	100%	100%							
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии	кгу.т/Гкал										
Уголь	кгу.т/Гкал	381,9	381,9	381,9							
Расход условного топлива	т уг.										
Уголь	т уг.	3,2	3,2	3,168							
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии											
Уголь	кгу.т/Гкал	397,6	397,6	397,6							
Переводной коэффициент											
Уголь	тут/тнт	0,731	0,731	0,731							
Расход натурального топлива											
Уголь	тыс. т	4,333	4,333	4,333							

#### **5.4. Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных**

На территории города Мурманска отсутствуют источники тепловой энергии, совместно работающие в одну сеть. Наиболее крупные системы теплоснабжения могут осуществлять теплоснабжение потребителей через смежные тепломагистральи, однако в отопительный и летний период контуры Мурманская ТЭЦ и соседних котельных разделены секционирующими задвижками. Совместная работа источников тепловой энергии на одну сеть схемой теплоснабжения не предполагается.

#### **5.5. Меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы, в случае если продление срока службы технически невозможно или экономически нецелесообразно**

Схемой теплоснабжения не предусмотрен вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.

#### **5.6. Меры по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии**

Несмотря на то, что на территории города расположены крупные котельные с подключенной тепловой нагрузкой более 150 Гкал/ч, высокая стоимость топлива в г. Мурманске не позволяет вырабатывать электрическую энергию в комбинированном цикле на базе существующих нагрузок. Стоимость электрической энергии, вырабатываемой на таких ТЭЦ выше, чем существующие тарифы в энергосистеме.

Схемой теплоснабжения г. Мурманска организация выработки электрической энергии в комбинированном цикле на базе существующих нагрузок не предусматривается.

#### **5.7. Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии, функционирующих**

**в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в пиковый режим работы, либо по выводу их из эксплуатации**

Схемой теплоснабжения не предусмотрен перевод существующих котельных в "пиковый" режим.

**5.8. Температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников тепловой энергии в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, и оценку затрат при необходимости его изменения**

Схемой теплоснабжения г. Мурманска изменение режимов отпуска тепловой энергии, от существующих источников теплоснабжения, за исключением Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных, а также котельной Северная, не предполагается (предлагается сохранение текущих температурных графиков отпуска тепловой энергии). По источникам АО «Мурманская ТЭЦ» изменение температурного графика на 120/70°C (а с ним и режима отпуска тепловой энергии) является свершившимся фактом и не требует дополнительных капитальных вложений. Потребители, подключенные к данным источникам, были отрегулированы таким образом, что получают необходимое и достаточное количество теплоты, что в свою очередь подтверждается отсутствием жалоб на некачественное теплоснабжение.

По котельной Северная изменение температурного графика на 150/70 °С со срезкой на 115 °С (а с ним и режима отпуска тепловой энергии) является также свершившимся фактом, обеспечивающим в том числе безопасность большинства абонентов, подключенных на сегодняшний день по открытой схеме теплоснабжения и осуществляющих отбор воды на нужды горячего водоснабжения из тепловой сети, и не требует дополнительных капитальных вложений. Потребители, подключенные к котельной Северная, были отрегулированы таким образом, что получают необходимое и достаточное количество теплоты, что в свою очередь подтверждается отсутствием жалоб на некачественное теплоснабжение.

**5.9. Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с предложениями по сроку ввода в эксплуатацию новых мощностей**

Установленная мощность источника тепловой энергии – сумма номинальных

тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды.

Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии подробно описаны в Главе 2 настоящего отчета.

#### **5.10. Предложения по вводу новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива**

Ввод новых и реконструкция существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива, на территории г. Мурманска не предусмотрена.

## **РАЗДЕЛ 6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ**

Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей приведены в Главе 8 Обосновывающих материалов «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей» к схеме теплоснабжения г. Мурманск на период с 2023 по 2042 г. Все мероприятия, рассмотренные в схеме теплоснабжения, направлены в том числе на достижение значений нормативных технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям и обеспечения нормативной надежности системы теплоснабжения.

Решения о необходимости строительства, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей приняты на основании расчетов, выполненных с использованием электронной модели системы теплоснабжения г. Мурманска, описание которой приведено в Главе 3 Обосновывающих материалов «Электронная модель системы теплоснабжения города Мурманска» и соответствующих приложениях.

Структура организации проектов по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружению на них представлена ниже:

1. Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов);
2. Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения;
3. Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;
4. Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения;
5. Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счёт перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных;
6. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;

7. Строительство и реконструкция насосных станций;
8. Организация закрытой схемы ГВС.

Основными эффектами от реализации этих проектов являются:

1. Расширение и сохранение теплоснабжения потребителей на уровне современных проектных требований к надежности и безопасности теплоснабжения;
2. Повышение эффективности передачи тепловой энергии в тепловых сетях. К ним относятся:

- наладка и автоматизация тепловых и гидравлических режимов тепловых сетей;
- автоматизация насосных станций, контрольно-распределительных и тепловых пунктов;
- замена распределительных тепловых сетей;
- строительство сопутствующих конструкций, обеспечивающих нормативные параметры эксплуатации тепловых сетей (сопутствующие дренажи, замена ЗРА на современные образцы, павильоны и т.д.).

**6.1. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов)**

Обоснование предложений по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии подробно рассмотрены в Главе 8 Обосновывающих материалов «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей».

С целью оптимизации режимов теплоснабжения, а также для решения проблемы дефицита тепловой мощности на Мурманской ТЭЦ предлагается следующее:

- обеспечить пропускную способность (для возможности проведения мероприятий по присоединению зон) магистральных сетей от Восточной котельной;

– выполнить переключения на тепловых сетях для изменения зон теплоснабжения источников, в том числе: переключение потребителей Мурманской ТЭЦ на Восточную котельную;

– покрытие части дефицита тепловой мощности на Мурманской ТЭЦ осуществить посредством проведения на источнике (Мурманская ТЭЦ) модернизации, в соответствии с мероприятиями Главы 7 Обосновывающих материалов.

Согласно действующей инвестиционной программе АО «Мурманская ТЭЦ» в сфере теплоснабжения на 2024 по 2028 год, затраты на мероприятия по реконструкции участка сети от Восточной котельной составят 1356,38 млн. руб.

Капитальные затраты на реализацию группы проектов №1 приведены в таблицах ниже.

**Таблица 83 – Затраты на мероприятие по инвестиционной программе АО «Мурманская ТЭЦ» на 2024 – 2028 гг.**

№ п/п	Наименование мероприятий	Основные технические характеристики				Год начала	Год окончания	Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (без НДС )								Остаток финансирования
		Наименование показателя (мощность, протяженность, диаметр и т.п.)	Ед. изм.	Значение показателя				Всего	Профинансировано к 2024 г.	2024	2025	2026	2027	2028		
				до	после											
				реализации	реализации											
				мероприятия	мероприятия											
Группа 3. Реконструкция или модернизация существующих объектов в целях снижения уровня износа существующих объектов и (или) поставки энергии от разных источников																
3.1.1	Реконструкция участка тепловой сети от котельной до П-8, источник теплоснабжения Восточная котельная	Усл.диаметр/пропускная способность/д протяженность	мм / т/ч/ км	700 / 2700/ 5,084	800/ 3800/ 5,084	2019	2026	2 586 555,17	1 230 175,62	222 086,02	651 434,11	482 859,42	0,00	0,00	-	

**Таблица 84 – Сводные финансовые потребности для реализации проектов группы №1 в разрезе ТСО**

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032 - 2042	Всего
<b>АО «Мурманская ТЭЦ»</b>												
ПИР и ПСД	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
Оборудование	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	0	222,09	651,43	482,86	0	0	0	0	0	0	1 356,38
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0	222,09	651,43	482,86	0	0	0	0	0	0	1 356,38
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НДС	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта	млн. руб.	0	222,09	651,43	482,86	0	0	0	0	0	0	1 356,38



**6.2. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах города Мурманска под жилищную, комплексную или производственную застройку**

Состав группы проектов № 2 "Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения" для распределительных сетей теплоснабжающих организаций г. Мурманска приведён в таблице 85.

**Таблица 85 – Состав группы проектов №2 для развития схемы теплоснабжения**

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за км по НЦС 81-02-13-2024, тыс.руб.	Коэф. перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэффициент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэффициент стеснённости	Итоговая стоимость, тыс.руб.	Прогнозный год ввода
<b>Мурманская ТЭЦ</b>										
УТ	ОАО "РЖД", пр. Портовый, 50	138,83	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	50599,82	1,35	1	1,03	9767,95	2025
УТ	«Школа на 500 мест в районе улиц Советская – Горького – Фрунзе в г. Мурманске»	36,23	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	56959,28	1,35	1	1,03	2869,48	2025
т/п 2469	Административное здание ГОБУ «МФЦ МО»	46,42	0,04	Подземная, в непроходных каналах канальная	39098,40	1,35	1	1,03	2523,68	2026
ТК-36	МКД на Павлова	66,51	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	50599,82	1,35	1	1,03	4679,58	2025
ТК-3	Инфекционный корпус (Баяндина)	29,94	0,15	Подземная, в непроходных каналах канальная	64728,66	1,35	1	1,03	2694,76	2025
т/п 1217	Общественное Больницы	14,64	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	56959,28	1,35	1	1,03	1159,52	2025
т/п 1218	Общественное Больницы	4,63	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	56959,28	1,35	1	1,03	366,70	2025
<b>Восточная котельная</b>										
ТК-25	ул. Рогозерская МФК (Плазма) 2я очередь	101,73	0,15	Подземная, в непроходных каналах канальная	64728,66	1,35	1	1,03	9156,23	2026
ТК-30а	Переуступка за счет Плазмы. 2025г	74,18	0,04	Подземная, в непроходных каналах канальная	39098,40	1,35	1	1,03	4032,89	2025
ТК-37/3	Комплексная жилая застройка в р-не Больничного городка	247,28	0,30	Подземная, в непроходных каналах канальная	98054,51	1,35	1	1,03	33715,34	2027
<b>Южная котельная</b>										
ТК-28	«Быстровозводимый Спорткомплекс с плавательным бассейном»	161,35	0,15	Подземная, в непроходных каналах канальная	64728,66	1,35	1	1,03	14522,34	2025
ТК-58А	ул. Зои Космодемьянской	76,37	0,10	Подземная, в непроходных каналах канальная	56959,28	1,35	1	1,03	6048,65	2025
УТ-П-5	МЖД-15	48,20	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,35	1	1,03	3039,40	2026
УТ-П-5	МЖД-16	19,00	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,35	1	1,03	1198,10	2026
УТ-П-3	МЖД-17	16,65	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,35	1	1,03	1049,92	2026

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за км по НЦС 81-02-13-2024, тыс. руб.	Коэф. перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэффициент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэффициент стесненности	Итоговая стоимость, тыс.руб.	Прогнозный год ввода
УТ-П-4	МЖД-18	20,37	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,35	1	1,03	1284,49	2026
УТ-П-9	МЖД-19, 20	85,12	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	50599,82	1,35	1	1,03	5988,96	2026
ТК-36	Многоэтажная жилая застройка по пр-кт Кольский (ООО «Аванта»)	274,83	0,15	Подземная, в непроходных каналах канальная	64728,66	1,35	1	1,03	24736,13	2026
УТ-П-11	Нежилое	15,49	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	41182,00	1,35	1	1,03	887,01	2026
УТ-П-13	Нежилое здание	40,98	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,35	1	1,03	2584,12	2026
УТ-П-40	Предприятие торговли	19,43	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,35	1	1,03	1225,22	2026
ТК-63	Строительство ФОК с плав. бассейном «СБ-48»	59,43	0,15	Подземная, в непроходных каналах канальная	67227,00	1,35	1	1,03	5555,47	2026
УТ-П-25	ТК-18	98,24	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,35	1	1,03	6194,82	2026
УТ-П-43	ТК-19	44,78	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	41182,00	1,35	1	1,03	2564,26	2026
УТ-П-42	ТК-22	33,34	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	41182,00	1,35	1	1,03	1909,17	2026
ТК-22	ТК-22а	41,18	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,35	1	1,03	2596,73	2026
УТ-П-35	УТ-П-1	69,70	0,13	Подземная, в непроходных каналах канальная	59479,10	1,35	1	1,03	5764,59	2026
УТ-П-1	УТ-П-2	23,52	0,13	Подземная, в непроходных каналах канальная	59479,10	1,35	1	1,03	1945,24	2026
УТ-П-2	УТ-П-3	37,10	0,10	Подземная, в непроходных каналах канальная	56959,28	1,35	1	1,03	2938,39	2026
УТ-П-3	УТ-П-4	18,89	0,10	Подземная, в непроходных каналах канальная	56959,28	1,35	1	1,03	1496,12	2026
УТ-П-4	УТ-П-5	15,88	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	50599,82	1,35	1	1,03	1117,30	2026
УТ-П-35	УТ-П-7	34,78	0,10	Подземная, в непроходных каналах канальная	56959,28	1,35	1	1,03	2754,64	2026
УТ-П-1	УТ-П-9	108,64	0,10	Подземная, в непроходных каналах канальная	56959,28	1,35	1	1,03	8604,49	2026
УТ-П-25	УТ-П-10	23,52	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,35	1	1,03	1483,13	2026

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за км по НЦС 8102-13-2024, тыс.руб.	Коэф. перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэффициент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэффициент стеснённости	Итоговая стоимость, тыс.руб.	Прогнозный год ввода
УТ-П-10	УТ-П-11	25,57	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	41182,00	1,35	1	1,03	1464,23	2026
УТ-П-32	УТ-П-13	39,48	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,35	1	1,03	2489,53	2026
УТ-П-9	УТ-П-25	51,17	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	41182,00	1,35	1	1,03	2930,18	2026
УТ-П-7	УТ-П-25	195,29	0,10	Подземная, в непроходных каналах канальная	56959,28	1,35	1	1,03	15467,33	2026
УТ-П-28	УТ-П-25	173,73	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	41182,00	1,35	1	1,03	9948,40	2026
УТ-П-25	УТ-П-26	84,26	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,35	1	1,03	5313,27	2026
УТ-П-27	УТ-П-26	67,89	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	41182,00	1,35	1	1,03	3887,62	2026
УТ-П-28	УТ-П-27	23,76	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	41182,00	1,35	1	1,03	1360,58	2026
УТ-П-29	УТ-П-28	47,76	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,35	1	1,03	3011,65	2026
УТ-П-29	УТ-П-28	47,79	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,35	1	1,03	3013,54	2026
УТ-П-31	УТ-П-29	23,59	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,35	1	1,03	1487,54	2026
УТ-П-33	УТ-П-31	135,74	0,10	Подземная, в непроходных каналах канальная	56959,28	1,35	1	1,03	10750,86	2026
УТ-П-33	УТ-П-32	12,85	0,10	Подземная, в непроходных каналах канальная	56959,28	1,35	1	1,03	1017,74	2026
УТ-П-34	УТ-П-33	44,99	0,13	Подземная, в непроходных каналах канальная	59479,10	1,35	1	1,03	3720,93	2026
УТ-П-35	УТ-П-34	64,75	0,13	Подземная, в непроходных каналах канальная	59479,10	1,35	1	1,03	5355,19	2026
УТ-П-41	УТ-П-35	10,22	0,15	Подземная, в непроходных каналах канальная	64728,66	1,35	1	1,03	919,85	2026
УТ-П-39	УТ-П-36	10,95	0,20	Подземная, в непроходных каналах канальная	77128,15	1,35	1	1,03	1174,35	2026
УТ-П-50	УТ-П-37	16,18	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	50599,82	1,35	1	1,03	1138,41	2026
УТ-П-39	УТ-П-38	21,37	0,10	Подземная, в непроходных каналах канальная	56959,28	1,35	1	1,03	1692,54	2026

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 8102-13-2024, тыс. руб.	Коэф. перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэффициент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэффициент стесненности	Итоговая стоимость, тыс.руб.	Прогнозный год ввода
УТ-П-42	УТ-П-39	42,02	0,20	Подземная, в непроходных каналах канальная	77128,15	1,35	1	1,03	4506,51	2026
задвигка ТК-14	УТ-П-40	65,43	0,15	Подземная, в непроходных каналах канальная	64728,66	1,35	1	1,03	5889,04	2026
УТ-П-36	УТ-П-41	27,04	0,15	Подземная, в непроходных каналах канальная	64728,66	1,35	1	1,03	2433,74	2026
УТ-П-40	УТ-П-42	32,36	0,20	Подземная, в непроходных каналах канальная	77128,15	1,35	1	1,03	3470,50	2026
ТК-18	УТ-П-43	31,64	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	41182,00	1,35	1	1,03	1811,82	2026
УТ-П-10	УТ-П-43	107,32	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,35	1	1,03	6767,39	2026
УТ-П-38	УТ-П-50	55,43	0,10	Подземная, в непроходных каналах канальная	56959,28	1,35	1	1,03	4390,16	2026
УТ	задвигка ТК-14	160,63	0,60	Подземная, в непроходных каналах канальная	155780,00	1,35	1	1,03	34794,40	2026
ЗА-1	ул. Бондарная д.32	8,22	0,10	Подземная, в непроходных каналах канальная	56959,28	1,35	1	1,03	651,04	2026
ТК-19	ул. Бондарная д.34	11,80	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,35	1	1,03	744,09	2026
ТК-61а	ул. Долина Уюта д.1	74,16	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	50599,82	1,35	1	1,03	5217,83	2026
УТ-П-38	МЖД-14	10,89	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,35	1	1,03	686,70	2026
УТ-П-2	МЖД-13	33,19	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,35	1	1,03	2092,90	2026
УТ-П-50	МЖД-12	15,91	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,35	1	1,03	1003,25	2026
УТ-П-37	МЖД-12	16,96	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,35	1	1,03	1069,46	2026
УТ-П-37	МЖД-11	38,22	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,35	1	1,03	2410,08	2026
УТ-П-13	МЖД-8	15,38	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,35	1	1,03	969,83	2026
УТ-П-32	МЖД-7	15,72	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,35	1	1,03	991,27	2026
УТ-П-34	МЖД-6	15,87	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,35	1	1,03	1000,73	2026

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Протяженность участка, м	Диаметр трубопровода, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за см по НЦС 812-13-2024, тыс.руб.	Коэф. перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэффициент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэффициент стесненности	Итоговая стоимость, тыс.руб.	Прогнозный год ввода
УТ-П-7	МЖД-5	7,29	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,35	1	1,03	459,69	2026
УТ-П-29	МЖД-4	25,20	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,35	1	1,03	1589,06	2026
УТ-П-27	МЖД-3	23,67	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,35	1	1,03	1492,58	2026
УТ-П-26	МЖД-2	29,55	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,35	1	1,03	1863,37	2026
УТ-П-43	МЖД-1	90,52	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,35	1	1,03	5708,02	2026
УТ-П-11	МЖД	21,51	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	41182,00	1,35	1	1,03	1231,74	2026
ТК-18	ЗА-1	2,51	0,10	Подземная, в непроходных каналах канальная	56959,28	1,35	1	1,03	198,80	2026
ТК-22а	Детские сады	8,50	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,35	1	1,03	535,99	2026
Тк-32/2(32а)	пр. Кольский, д. 116	292,9	0,04	Подземная, в непроходных каналах канальная	39098,40	1,35	1	1,03	15923,90	2026
<b>Котельная «Северная»</b>										
УТ 101	МКД № 1, №2	172,73	0,10	Подземная, в непроходных каналах канальная	56959,28	1,35	1	1,03	13680,54	2025
ТК-80	АО "Север" ул. Бредова, д. 9	181,48	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,35	1	1,03	11443,78	2025
ТК-113	Школа по пер. Казарменному	51,31	0,15	Подземная, в непроходных каналах канальная	64728,66	1,35	1	1,03	4618,17	2026
т/п 94	"Центр культурного развития в городе Мурманске"	155,94	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,35	1	1,03	9833,27	2025
УТ-2936	ул. Александра Невского, д. 59, к. 1	213,98	0,10	Подземная, в непроходных каналах канальная	56959,28	1,35	1	1,03	16947,62	2024
ТК-293в(ТК-5)	МКД 51:20:0003204:995	207,48	0,10	Подземная, в непроходных каналах канальная	56959,28	1,35	1	1,03	16432,81	2025
ТК-306	"Оптово-розничный магазин "Индустриальный"	37,21	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,35	1	1,03	2346,39	2024
<b>Котельная Роста</b>										
ТК-8а	"Склад-ангар (мойка авто)"	69,79	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	45349,20	1,35	1	1,03	4400,82	2025

Группа проектов №2 включает следующие проекты:

- присоединение объектов к тепловым сетям Мурманской ТЭЦ (до выполнения мероприятий по снятию технических ограничений, новые подключения возможны только по переуступке права на использование тепловой мощности потребителей);
- присоединение объектов Первомайского округа к тепловым сетям Южной котельной;
- присоединение объектов Октябрьского округа к тепловым сетям Восточной котельной (до выполнения мероприятий по снятию технических ограничений, новые подключения возможны только по переуступке права на использование тепловой мощности потребителей);
- присоединение объектов Ленинского округа к тепловым сетям котельной «Северная» и Роста.

В настоящем разделе приведены результаты оценки финансовых потребностей для рекомендуемого варианта.

Капитальные затраты на реализацию группы проектов №2 приведены в таблицах 86-87. Необходимые затраты на реализацию мероприятий представлены в разрезе теплоснабжающих организаций.

Отличие состава мероприятий по группам проектов №2 для 1 и 2 сценариев состоит в обеспечении тепловой энергией перспективного объекта капитальной застройки «Комплексная жилая застройка в р-не Больничного городка». Согласно первому сценарию, предусматривается централизованное теплоснабжение от Восточной котельной; по 2-ому сценарию, данный потребитель будет обеспечиваться тепловой энергией от индивидуальных электрических теплогенераторов.

Сводные капитальные затраты данной группы проектов составят по первому сценарию 444,206 млн. руб. и по второму – 410,49 млн. руб. (без НДС). Проекты предполагаются к реализации в течение 2024 – 2027 гг.

**Таблица 86 – Финансовые потребности в реализацию проектов группы №2 в разрезе ТСО для сценария 1**

Наименование работ/ статьи затрат	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042	2023- 2042
<b>АО «Мурманская ТЭЦ»</b>												
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0,0	0,0	3136,5	19348,7	2291,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	24777,0
Оборудование	тыс. руб.	0,0	0,0	30071,4	185508,1	21972,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	237552,4
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0,0	0,0	12934,0	79788,4	9450,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	102173,1
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0,0	0,0	46141,9	284645,3	33715,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	364502,5
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	тыс. руб.	0,0	0,0	9228,4	56929,1	6743,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	72900,5
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0,0	0,0	55370,2	341574,3	40458,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	437403,0
<b>АО «МЭС»</b>												
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0,0	1311,5	3792,4	313,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5417,8
Оборудование	тыс. руб.	0,0	12574,2	36360,1	3009,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	51944,0
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0,0	5408,3	15638,7	1294,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22341,5
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0	19294,0	55791,2	4618,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	79703,4
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	тыс. руб.	0,0	3858,8	11158,2	923,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15940,7
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0,0	23152,8	66949,5	5541,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	95644,1



**Таблица 87 – Финансовые потребности в реализацию проектов группы №2 в разрезе ТСО для сценария 2**

Наименование работ/ статьи затрат	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032- 2042	2020- 2042
<b>АО «Мурманская ТЭЦ»</b>												
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0,0	0,0	3136,5	19348,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22485,2
Оборудование	тыс. руб.	0,0	0,0	30071,4	185508,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	215579,6
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0,0	0,0	12934,0	79788,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	92722,4
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0,0	0,0	46141,9	284645,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	330787,2
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	тыс. руб.	0,0	0,0	9228,4	56929,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	66157,4
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0,0	0,0	55370,2	341574,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	396944,6
<b>АО «МЭС»</b>												
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0,0	1311,5	3792,4	313,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5417,8
Оборудование	тыс. руб.	0,0	12574,2	36360,1	3009,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	51944,0
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0,0	5408,3	15638,7	1294,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22341,5
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0,0	19294,0	55791,2	4618,2	0,0	0	0	0	0	0	79703,4
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	тыс. руб.	0,0	3858,8	11158,2	923,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15940,7
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0,0	23152,8	66949,5	5541,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	95644,1

### **6.3. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения**

Во время отопительного периода границей раздела зон теплоснабжения между Мурманской ТЭЦ и Восточной котельной на разных магистралях являются тепловые камеры ТК-31, ТК-112/2, ТК-73/2, ТК-69/2, НС №10, в летний период (в режиме ГВС) зона влияния от Восточной котельной может расширяться до тепловых камер ТК-104/2, ТК-24/3. Согласно существующим режимам работы тепловых сетей задвижки на границы раздела источников находятся в закрытом положении.

На сегодняшний день в существующем положении наличие этих участков обеспечивает возможность изменения зон действия источников тепловой энергии с сохранением надёжности теплоснабжения.

Развитие системы теплоснабжения в части тепловых сетей, и изменение зон теплоснабжения происходит по мере реализации мероприятий на источниках тепловой энергии и прироста подключенной нагрузки новых потребителей.

На сегодняшний день тепловой мощности Мурманской ТЭЦ недостаточно для покрытия нагрузки существующих потребителей тепловой энергии. Развитие города, увеличение жилой и социальной застройки к 2042-му году приведёт к ещё большему дефициту на источнике. Для того чтобы обеспечить тепловой энергией существующих и новых потребителей города необходимо выполнить модернизацию установленного оборудования и провести переключение на тепловых сетях, вследствие чего, часть подключенной нагрузки в размере 26,15 Гкал/ч от Мурманской ТЭЦ присоединится к Восточной котельной.

Мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей для изменения зон теплоснабжения, а также мероприятия по открытию/закрытию арматуры на тепловых сетях для осуществления переключений определены в группу проектов № 1 (см. п. 6.1).

Необходимые затраты на реализацию мероприятий представлены в разрезе теплоснабжающих организаций и приведены в п. 6.1 настоящего документа.

#### **6.4. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных**

В настоящем разделе приведены мероприятия по реконструкции и строительству тепловых сетей, входящих в состав группы проектов №5 и направлены на повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счёт ликвидации котельных.

Согласно Сценариям 1 и 2, группа проектов включает в себя следующие мероприятия:

- полная замена существующих стальных труб централизованного ГВС от котельной ТЦ «Росляково-1» на теплоизолированные полимерные трубы, с прокладкой линии рециркуляции;
- переключение потребителей котельной «Росляково-Южное» на котельную ТЦ «Росляково-1» – строительство ЦТП и подключение потребителей котельной «Росляково-Южное» от котельной ТЦ «Росляково-1»;
- ремонт (замена трубопроводов) всех фактически участвующих в теплоснабжении трубопроводов от котельной «Росляково-Южное», на трубопроводы из сшитого армированного полиэтилена (РЕХ-а) промышленной теплоизоляцией (ИЗОПРОФЛЕКС-95А) диаметром, соответствующим расчетной пропускной способности (50-150 мм);
- мероприятия на сетях от котельной «Северная», предусматриваемые в рамках перехода на закрытую схему ГВС.

Согласно Сценарию 2, в котором предлагается строительство котельных на новых площадках взамен существующих, группа проектов включает в себя дополнительные мероприятия по строительству магистральных участков тепловых сетей от новых котельных до существующих.

Состав группы проектов № 5 «Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счёт перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных» приведён в таблицах 88.

**Таблица 88 – Состав группы проектов №5 для Сценариев 1 и 2**

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, Ду, м	Перспективный внутренний диаметр трубопр., Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за м по НЦС 82-13-2024, тыс. руб.	Коэф. переход от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэффициент учитывающий регионально-климатические условия	Коэффициент стеснённости	Итоговая строит. трубопровода тыс. руб.	Монтажные работы	Итоговая стоимость работ, тыс. руб.	Год ввода
<b>Котельная «Северная»</b>													
TK-67	TK-68	75	0,2	0,25	Подземная, в непроходных каналах	92159,82	1,35	1	1,03	9611,12	2883,34	12494,45	2025
УТ 96	УТ 97	60	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	114108,00	1,35	1	1,03	9520,03	2856,01	12376,04	2025
TK-62	УТ 96	40	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	114108,00	1,35	1	1,03	6346,69	1904,01	8250,69	2025
TK-61	TK-62	143	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	114108,00	1,35	1	1,03	22689,41	6806,82	29496,23	2025
TK-60	TK-61	22	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	114108,00	1,35	1	1,03	3490,68	1047,20	4537,88	2025
ЗА 68	TK-60	130	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	114108,00	1,35	1	1,03	20626,73	6188,02	26814,75	2025
TK-14	ЗА 68	1,28	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	114108,00	1,35	1	1,03	203,09	60,93	264,02	2025
т/п 2229	т/п 1523	36	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,35	1	1,03	6755,03	2026,51	8781,53	2025
Регулятор давления	т/п 1522	36	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,35	1	1,03	6755,03	2026,51	8781,53	2025
К-2	УТ-2*	70,83	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,35	1	1,03	13290,52	3987,15	17277,67	2025
УТ-2*	Пав.	340	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,35	1	1,03	63797,47	19139,24	82936,72	2025
т/п 1522	т/п 2229	43	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,35	1	1,03	8068,50	2420,55	10489,06	2025
TK-8	TK-9	91	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,35	1	1,03	17075,21	5122,56	22197,77	2025
TK-9	TK-10	95	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,35	1	1,03	17825,77	5347,73	23173,49	2025
TK-7	ЗА 37	69	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,35	1	1,03	12947,13	3884,14	16831,27	2025
ЗА 37	TK-8	1,11	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,35	1	1,03	208,28	62,48	270,76	2025
Регулятор давления	TK-7	1	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,35	1	1,03	187,64	56,29	243,93	2025
К-1	К-2	72	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,35	1	1,03	13510,05	4053,02	17563,07	2025

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, Ду, м	Перспективный внутр. диаметр трубопров., Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за м по НЦС 82-13-2024, тыс. руб.	Коэф. переход от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэффициент учитывающий регионально-климатические условия	Коэффициент стеснённости	Итоговая строит. трубопровода тыс. руб.	Ремонтные работы	Итоговая стоимость работ, тыс. руб.	Год ввода
т/п 1524	К-1	167	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,35	1	1,03	31335,82	9400,75	40736,56	2025
т/п 1523	т/п 1524	101,46	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,35	1	1,03	19037,92	5711,38	24749,29	2025
Пав.	ТК-201д	6	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,35	1	1,03	1125,84	337,75	1463,59	2025
ТК-6	Регулятор давления	140	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,35	1	1,03	26269,55	7880,86	34150,41	2025
ТК-5	ТК-6	110	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	134944,00	1,35	1	1,03	20640,36	6192,11	26832,47	2025
<b>Сеть от котельной ТЦ "Росляково-1" до ЦТП в ж.р. Южное Росляково</b>													
ТК39	ЦТП "Росляково-Южное"	1962,09	0,25	-		42 171,24	1,35	1	1,03	115055,21	-	-	2025-2026
<b>Сеть ГВС от котельной ТЦ "Росляково-1"</b>													
1	ТЦ-ТК12	147	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	27421,41	1,35	1	1,03	5605,03	1681,51	7286,54	2024-2025
2	ТК12-ТК15	180	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	27421,41	1,35	1	1,03	6863,30	2058,99	8922,30	2024-2025
3	ТК15-ТК16	35	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	27421,41	1,35	1	1,03	1334,53	400,36	1734,89	2024-2025
4	ТК16-ТК17	52	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	64728,66	1,35	1	1,03	4680,27	1404,08	6084,35	2024-2025
5	ТК17-ТК18	65	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	64728,66	1,35	1	1,03	5850,34	1755,10	7605,44	2024-2025
6	ТК18-ТК19	30	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	64728,66	1,35	1	1,03	2700,16	810,05	3510,20	2024-2025
7	ТК19-ТК20	42	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	56959,28	1,35	1	1,03	3326,48	997,94	4324,42	2024-2025
8	ТК20-ТК21	40	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	56959,28	1,35	1	1,03	3168,08	950,42	4118,50	2024-2025
9	ТК 21-ТК22	55	0,125	0,125	Бесканальная, изопротфлекс	59479,10	1,35	1	1,03	4548,81	1364,64	5913,46	2024-2025
10	ТК 22-ТК23	53	0,125	0,125	Бесканальная, изопротфлекс	59479,10	1,35	1	1,03	4383,40	1315,02	5698,42	2024-2025
11	ТК 23- ТК24	48	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	56959,28	1,35	1	1,03	3801,69	1140,51	4942,20	2024-2025
12	ТК24-Североморское шоссе д.16	75	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	50599,82	1,35	1	1,03	5276,93	1583,08	6860,01	2024-2025

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, Ду, м	Перспективный внутренний диаметр трубопровода, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за м по НЦС 82-13-2024, тыс. руб.	Коэф. переход от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэффициент учитывающий регионально-климатические условия	Коэффициент стеснённости	Итоговая строит. трубопровода тыс. руб.	Ремонтные работы	Итоговая стоимость работ, тыс. руб.	Год ввода
13	Североморское шоссе д.18	45	0,07	0,07	Бесканальная, изопротфлекс	45349,20	1,35	1	1,03	2837,61	851,28	3688,90	2024-2025
14	ул.Советская д.19	105	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	41182,00	1,35	1	1,03	6012,67	1803,80	7816,48	2024-2025
15	ул. Школьная д.15	40	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	41182,00	1,35	1	1,03	2290,54	687,16	2977,71	2024-2025
16	ул.Школьная д.17	35	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	50599,82	1,35	1	1,03	2462,57	738,77	3201,34	2024-2025
17	ул.Советская д.17	50	0,07	0,07	Бесканальная, изопротфлекс	21410,00	1,35	1	1,03	1488,53	446,56	1935,09	2024-2025
18	ул. Советская д.15	25	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	21083,14	1,35	1	1,03	732,90	219,87	952,77	2024-2025
19	ул. Советская д.13	55	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	41182,00	1,35	1	1,03	3149,50	944,85	4094,35	2024-2025
20	пожарное депо ул. Советская	60	0,04	0,04	Бесканальная, изопротфлекс	39098,40	1,35	1	1,03	3261,98	978,59	4240,57	2024-2025
21	ТК15-ул. Советская д.11 ТРАНЗИТ	135	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	56959,28	1,35	1	1,03	10692,25	3207,68	13899,93	2024-2025
22	ул.Советская д.11- д.7 транзит	70	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	22296,80	1,35	1	1,03	2170,26	651,08	2821,34	2024-2025
23	ул.Советская д.5, д.5а гастроном	95	0,07	0,07	Бесканальная, изопротфлекс	21410,00	1,35	1	1,03	2828,21	848,46	3676,67	2024-2025
24	ул.Советская д.11- д.7 транзит	5	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	22296,80	1,35	1	1,03	155,02	46,51	201,52	2024-2025
25	ул.Советская д.7	5	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	22296,80	1,35	1	1,03	155,02	46,51	201,52	2024-2025
26	ул. Советская д.11 -ТК26	20	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	50599,82	1,35	1	1,03	1407,18	422,15	1829,34	2024-2025
27	ТК26- ул. Советская д.9/2	25	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	21083,14	1,35	1	1,03	732,90	219,87	952,77	2024-2025
28	Д/С№14 ул. Школьная д.10	60	0,07	0,07	Бесканальная, изопротфлекс	45349,20	1,35	1	1,03	3783,48	1135,05	4918,53	2024-2025
29	ТК 12-ТК 13	31	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	50599,82	1,35	1	1,03	2181,13	654,34	2835,47	2024-2025
30	ТК13 - ТК14	91	0,07	0,07	Бесканальная, изопротфлекс	45349,20	1,35	1	1,03	5738,28	1721,49	7459,77	2024-2025

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, Ду, м	Перспективный внутренний диаметр трубопровод., Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за м по НЦС 82-13-2024, тыс. руб.	Коэф. переход от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэффициент учитывающий регионально-климатические условия	Коэффициент стеснённости	Итоговая строит. трубопровода тыс. руб.	Ремонтные работы	Итоговая стоимость работ, тыс. руб.	Год ввода
31	ТК 14- ул. Заводская д.13	40	0,07	0,07	Бесканальная, изопротфлекс	45349,20	1,35	1	1,03	2522,32	756,70	3279,02	2024-2025
32	ввод ул. Заводская д.13	5	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	41182,00	1,35	1	1,03	286,32	85,90	372,21	2024-2025
33	ул. Заводская д.11	75	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	50599,82	1,35	1	1,03	5276,93	1583,08	6860,01	2024-2025
34	ул. Советская д.6	60	0,07	0,07	Бесканальная, изопротфлекс	45349,20	1,35	1	1,03	3783,48	1135,05	4918,53	2024-2025
35	ул. Советская д.6 ТП2	2,5	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	18892,00	1,35	1	1,03	65,67	19,70	85,38	2024-2025
36	ул. Советская д.6 ТП1	2,5	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	18892,00	1,35	1	1,03	65,67	19,70	85,38	2024-2025
37	ТЦ- ТК2	188	0,25	0,25	Бесканальная, изопротфлекс	43352,43	1,35	1	1,03	11332,93	3399,88	14732,81	2024-2025
38	ТК2-ТК3	135	0,25	0,25	Бесканальная, изопротфлекс	43352,43	1,35	1	1,03	8138,01	2441,40	10579,41	2024-2025
39	ТК3-ТК4	60	0,25	0,25	Бесканальная, изопротфлекс	43352,43	1,35	1	1,03	3616,89	1085,07	4701,96	2024-2025
40	ТК4 -УТ1	72	0,2	0,2	Бесканальная, изопротфлекс	77128,15	1,35	1	1,03	7721,76	2316,53	10038,29	2024-2025
41	УТ 1- ТК38	124	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	64728,66	1,35	1	1,03	11160,65	3348,19	14508,84	2024-2025
42	ТК 38-ТК39	70	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	64728,66	1,35	1	1,03	6300,36	1890,11	8190,47	2024-2025
43	ТК 39-ул.Зеленая д.1	361	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	64728,66	1,35	1	1,03	32491,88	9747,56	42239,44	2024-2025
44	ТК 39- Североморское шоссе д.7 транзит	118	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	64728,66	1,35	1	1,03	10620,61	3186,18	13806,80	2024-2025
45	Североморское шоссе д.9	55	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	50599,82	1,35	1	1,03	3869,75	1160,92	5030,67	2024-2025
46	Североморское шоссе д.7	5	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	21083,14	1,35	1	1,03	146,58	43,97	190,55	2024-2025
47	УТ 1-ТК5	70	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	64728,66	1,35	1	1,03	6300,36	1890,11	8190,47	2024-2025
48	ТК5-ТК6	73	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	64728,66	1,35	1	1,03	6570,38	1971,11	8541,49	2024-2025

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, Ду, м	Перспективный внутренний диаметр трубопровода, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за м по НЦС 82-13-2024, тыс. руб.	Коэф. переход от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэффициент учитывающий регионально-климатические условия	Коэффициент стеснённости	Итоговая строит. трубопровода тыс. руб.	Ремонтные работы	Итоговая стоимость работ, тыс. руб.	Год ввода
49	ТК6- Североморское шоссе д.8 транзит	40	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	64728,66	1,35	1	1,03	3600,21	1080,06	4680,27	2024-2025
50	Североморское шоссе д.8-ТК7	15	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	56959,28	1,35	1	1,03	1188,03	356,41	1544,44	2024-2025
51	ТК7- Североморское шоссе д.10 транзит	98	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	22296,80	1,35	1	1,03	3038,36	911,51	3949,87	2024-2025
52	Североморское шоссе д.10-д.12 транзит	49,1	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	22296,80	1,35	1	1,03	1522,28	456,68	1978,97	2024-2025
53	Североморское шоссе д.14	131,9	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	21083,14	1,35	1	1,03	3866,79	1160,04	5026,83	2024-2025
54	Североморское шоссе д.12	5	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	22296,80	1,35	1	1,03	155,02	46,51	201,52	2024-2025
55	Североморское шоссе д.10-д.12 транзит	5	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	22296,80	1,35	1	1,03	155,02	46,51	201,52	2024-2025
56	Центр матери и реб. Североморское шоссе д.8а	8	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	27421,41	1,35	1	1,03	305,04	91,51	396,55	2024-2025
57	Североморское шоссе д.8	8	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	50599,82	1,35	1	1,03	562,87	168,86	731,73	2024-2025
58	ТК 6- ул.Школьная д.5 транзит	50	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	27421,41	1,35	1	1,03	1906,47	571,94	2478,42	2024-2025
59	ул.Школьная д.5/2	42	0,07	0,07	Бесканальная, изопротфлекс	45349,20	1,35	1	1,03	2648,44	794,53	3442,97	2024-2025
60	ул.Школьная д.5 1ТП	5	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	27421,41	1,35	1	1,03	190,65	57,19	247,84	2024-2025
61	ул.Школьная д.5 2ТП	5	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	27421,41	1,35	1	1,03	190,65	57,19	247,84	2024-2025
62	ТК 6- ул.Советская д.1 транзит	60	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	27421,41	1,35	1	1,03	2287,77	686,33	2974,10	2024-2025
63	ул.Советская д.1- д.3 транзит	40	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	22296,80	1,35	1	1,03	1240,15	372,04	1612,19	2024-2025



Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, Ду, м	Перспективный внутренний диаметр трубопровода, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за м по НЦС 82-13-2024, тыс. руб.	Коэф. переход от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэффициент учитывающий регионально-климатические условия	Коэффициент стеснённости	Итоговая строит. трубопровода тыс. руб.	Ремонтные работы	Итоговая стоимость работ, тыс. руб.	Год ввода
64	ул.Советская д.9/1	53	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	50599,82	1,35	1	1,03	3729,03	1118,71	4847,74	2024-2025
65	ул.Советская д.3	5	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	56959,28	1,35	1	1,03	396,01	118,80	514,81	2024-2025
66	ул.Советская д.1	5	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	56959,28	1,35	1	1,03	396,01	118,80	514,81	2024-2025
67	ТК 5- ул.Школьная д.6 транзит	14	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	56959,28	1,35	1	1,03	1108,83	332,65	1441,47	2024-2025
68	ул.Советская д.2	95	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	50599,82	1,35	1	1,03	6684,11	2005,23	8689,34	2024-2025
69	ул.Школьная д.6	5	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	22296,80	1,35	1	1,03	155,02	46,51	201,52	2024-2025
70	ул.Школьная д.6а	20	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	18892,00	1,35	1	1,03	525,39	157,62	683,00	2024-2025
71	ул.Заводская д.5	48	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	50599,82	1,35	1	1,03	3377,23	1013,17	4390,40	2024-2025
72	ДК ул. Заводская д.1	62	0,07	0,07	Бесканальная, изопротфлекс	45349,20	1,35	1	1,03	3909,60	1172,88	5082,48	2024-2025
73	ул. Заводская д.3	33	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	50599,82	1,35	1	1,03	2321,85	696,55	3018,40	2024-2025
74	ТК 4- ул. Заводская д.4 транзит	38	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	64728,66	1,35	1	1,03	3420,20	1026,06	4446,26	2024-2025
75	ул.Заводская д.4 - ТК 28	20	0,07	0,07	Бесканальная, изопротфлекс	45349,20	1,35	1	1,03	1261,16	378,35	1639,51	2024-2025
76	ТУ28-ТК29	81	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	64728,66	1,35	1	1,03	7290,42	2187,13	9477,55	2024-2025
77	ТК 29-ТК30	20	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	64728,66	1,35	1	1,03	1800,10	540,03	2340,14	2024-2025
78	ТК 30-ТК31	50	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	64728,66	1,35	1	1,03	4500,26	1350,08	5850,34	2024-2025
79	ТК31-ТК 33	77	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	64728,66	1,35	1	1,03	6930,40	2079,12	9009,52	2024-2025
80	ТК 33-ТК34	40	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	64728,66	1,35	1	1,03	3600,21	1080,06	4680,27	2024-2025
81	ТК34-ТК35	46	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	64728,66	1,35	1	1,03	4140,24	1242,07	5382,31	2024-2025
82	ТК35-ТК36	50	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	56959,28	1,35	1	1,03	3960,09	1188,03	5148,12	2024-2025

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, Ду, м	Перспективный внутренний диаметр трубопровода, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за м по НЦС 82-13-2024, тыс. руб.	Коэф. переход от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэффициент учитывающий регионально-климатические условия	Коэффициент стеснённости	Итоговая строит. трубопровода тыс. руб.	Ремонтные работы	Итоговая стоимость работ, тыс. руб.	Год ввода
83	ТК36-ТК37	32	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	56959,28	1,35	1	1,03	2534,46	760,34	3294,80	2024-2025
84	ул.Приморская д.3	95	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	50599,82	1,35	1	1,03	6684,11	2005,23	8689,34	2024-2025
85	ТК37-ТК 37А	60	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	56959,28	1,35	1	1,03	4752,11	1425,63	6177,75	2024-2025
86	ТК 37 А-ТК 37Б	116	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	50599,82	1,35	1	1,03	8161,65	2448,49	10610,14	2024-2025
87	обк ул. Приморская д.2	16	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	18892,00	1,35	1	1,03	420,31	126,09	546,40	2024-2025
88	общезитие ул. Приморская д.2	14	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	18892,00	1,35	1	1,03	367,77	110,33	478,10	2024-2025
89	уч. Корп ул. Приморская д.2	15	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	18892,00	1,35	1	1,03	394,04	118,21	512,25	2024-2025
90	ул.Школьная д.2	65	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	50599,82	1,35	1	1,03	4573,34	1372,00	5945,34	2024-2025
91	ул.Приморская д.1	34	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	50599,82	1,35	1	1,03	2392,21	717,66	3109,87	2024-2025
92	Североморское шоссе д.2	40	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	41182,00	1,35	1	1,03	2290,54	687,16	2977,71	2024-2025
93	школа №3 ул. Школьная д.1	12	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	41182,00	1,35	1	1,03	687,16	206,15	893,31	2024-2025
94	Североморское шоссе д.4	31	0,07	0,07	Бесканальная, изопротфлекс	45349,20	1,35	1	1,03	1954,80	586,44	2541,24	2024-2025
95	ул.Заводская д.2	35	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	50599,82	1,35	1	1,03	2462,57	738,77	3201,34	2024-2025
96	ул.Школьная д.4	5	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	21083,14	1,35	1	1,03	146,58	43,97	190,55	2024-2025
97	ул.Заводская д.4/1	15	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	41182,00	1,35	1	1,03	858,95	257,69	1116,64	2024-2025
98	спорт шк. Ул. Заводская д.6	35	0,04	0,04	Бесканальная, изопротфлекс	39098,40	1,35	1	1,03	1902,82	570,85	2473,67	2024-2025
99	ул.Заводская д.4	38	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	64728,66	1,35	1	1,03	3420,20	1026,06	4446,26	2024-2025
100	ул. Заводская д.9	30	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	50599,82	1,35	1	1,03	2110,77	633,23	2744,00	2024-2025

Необходимые затраты на реализацию мероприятий представлены в разрезе теплоснабжающих организаций.

Капитальные вложения в реализацию группы проектов №5 в зависимости от принятого сценария приведены в таблицах 89-90. Сводные капитальные затраты данной группы проектов составят 1 003,85 млн. руб. (без НДС). Проекты предполагаются к реализации в течение 2024 – 2025 гг.

**Таблица 89 – Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №5 по Сценариям 1 и 2**

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042	Итого
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0	19479,3	48756,9	0	0	0	0	0	0	0	68236,3
Оборудование	тыс. руб.	0	186760,4	467463,5	0	0	0	0	0	0	0	654223,9
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0	80327,1	201059,6	0	0	0	0	0	0	0	281386,6
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0	286566,8	717280,0	0	0	0	0	0	0	0	1003846,7
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
НДС 20 %	тыс. руб.	0	57313,4	143456,0	0	0	0	0	0	0	0	200769,3
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0	343880,1	860736,0	0	0	0	0	0	0	0	1204616,1

**Таблица 90 – Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №5 в разрезе ТСО по Сценариям 1 и 2**

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042	Итого
<b>АО «МЭС»</b>												
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0	19479,3	48756,9	0	0	0	0	0	0	0	68236,3
Оборудование	тыс. руб.	0	186760,4	467463,5	0	0	0	0	0	0	0	654223,9
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0	80327,1	201059,6	0	0	0	0	0	0	0	281386,6
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0	286566,8	717280,0	0	0	0	0	0	0	0	1003846,7
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
НДС 20 %	тыс. руб.	0	57313,4	143456,0	0	0	0	0	0	0	0	200769,3
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0	343880,1	860736,0	0	0	0	0	0	0	0	1204616,1

## **6.5. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения потребителей**

Мероприятия, направленные на повышение надежности теплоснабжения условно можно разделить на две группы:

- мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметров, обеспечивающие резервирование;
- мероприятия по реконструкции ветхих тепловых сетей.

Затраты на реализацию данных мероприятий учтены по соответствующим группам проектов.

Результаты оценки надежности теплоснабжения представлены в Главе 11 Обосновывающих материалов «Оценка надёжности теплоснабжения».

## **6.6. Предложения по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки**

В настоящем разделе приведены мероприятия по реконструкции тепловых сетей, входящих в состав группы проектов №3 и направлены на обеспечение присоединения перспективных потребителей к существующим и вновь построенным тепловым сетям от тепловых камер тепломагистралей до границы участка присоединяемого объекта.

Перечень перспективных потребителей тепловой энергии г. Мурманск на конец расчётного периода (2042 год) представлен в Главе 2 Обосновывающих материалов.

По результатам гидравлического моделирования, существующие тепловые сети имеют достаточный резерв пропускной способности для обеспечения дополнительного расхода теплоносителя при присоединении перспективной тепловой нагрузки, за исключением участков тепловых сетей от Восточной котельной (для подключения перспективной застройки в р-не Больничного городка согласно сценария 1).

Капитальные затраты на реализацию группы проектов №3 приведены в таблицах 91-92. Необходимые затраты на реализацию мероприятий представлены в разрезе теплоснабжающих организаций.

Сводные капитальные затраты данной группы проектов составят 37,332 млн. руб. (без НДС). Проекты предполагаются к реализации в течение 2026 – 2027 гг.

**Таблица 91 – Состав группы проектов №3 для развития схемы теплоснабжения**

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубо-да, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-13-2021, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая строит. трубо-да, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
<b>Восточная котельная</b>													
ТК-110/2	ТК-112/2	61,15	0,3	0,4	Подземная, в непроходных каналах канальная	114108,00	1,35	1	1,03	9702,50	2910,75	12613,25	2026-2027
ТК-112/2	ТК-57/3	10	0,3	0,4	Подземная, в непроходных каналах канальная	114108,00	1,35	1	1,03	1586,67	476,00	2062,67	2026-2027
ТК-57/3	УТ 68	99,16	0,3	0,4	Подземная, в непроходных каналах канальная	114108,00	1,35	1	1,03	15733,44	4720,03	20453,47	2026-2027
УТ 68	ТК-37/3	10,68	0,3	0,4	Подземная, в непроходных каналах канальная	114108,00	1,35	1	1,03	1694,57	508,37	2202,94	2026-2027

**Таблица 92 – Финансовые потребности в реализацию проектов группы №3 в разрезе ТСО для сценариев 1 и 2**

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042	Итого
<b>АО «Мурманская ТЭЦ»</b>												
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0	0	0	1268,8	1268,8	0	0	0	0	0	2537,7
Оборудование	тыс. руб.	0	0	0	12165,1	12165,1	0	0	0	0	0	24330,1
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0	0	0	5232,3	5232,3	0	0	0	0	0	10464,6
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0	0	0	18666,2	18666,2	0	0	0	0	0	37332,3
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	0	0	0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
НДС 20 %	тыс. руб.	0	0	0	3733,2	3733,2	0	0	0	0	0	7466,5
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0	0	0	22399,4	22399,4	0	0	0	0	0	44798,8

## **6.7. Предложения по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса**

В Главе 8 Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения представлен весь перечень необходимых мероприятий по реконструкции ветхих тепловых сетей.

Объемы реконструкции ветхих тепловых сетей в течение расчетного периода схемы теплоснабжения определены на основании данных о дате прокладки, реконструкции и капитального ремонта участков тепловых сетей и срока полезного использования. Срок полезного использования тепловых сетей определен на основании норм амортизации, используемых теплоснабжающими и теплосетевыми организациями г. Мурманска при расчете амортизационных отчислений и (или) арендной платы, и составляет 25 лет.

В настоящем разделе приведены мероприятия по реконструкции и строительству тепловых сетей, входящих в состав группы проектов №6, и направленных на обеспечение нормативной надёжности и безопасности теплоснабжения. Следует отметить, что представленные объемы реконструкции ветхих тепловых сетей являются максимальными, т.е. при условии соблюдения данных объемов переключений в течение расчетного периода схемы теплоснабжения участки тепловых сетей, исчерпавших эксплуатационный ресурс, будут ликвидированы в полном объеме. Минимально необходимый объем переключений тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения рассмотрен в Главе 11 Обосновывающих материалов «Оценка надежности теплоснабжения».

В таблице 98 представлены сводные финансовые потребности для реализации проектов группы №6 для АО «Мурманская ТЭЦ» по сценарию 1 и 2. В таблице приведены планируемые мероприятия на магистральных сетях по каждому участку. Следует отметить, что в эксплуатационной ответственности данной ТСО находятся преимущественно магистральные тепловые сети от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных. Следовательно, переключенка тепловых сетей данной организации является первостепенной задачей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения потребителей г. Мурманска.

В отдельные таблицы вынесены мероприятия по реконструкции тепловых сетей, реализуемые в рамках действующей инвестиционной программы АО «Мурманская ТЭЦ» на 2024-2028 гг., мероприятия по переключенке тепловых сетей АО «Мурманская

ТЭЦ» в 2024-2029 годы и мероприятия по перекладке тепловых сетей, планируемые к реализации в рамках инвестиционной программы АО «Мурмансэнергообит» на 2024-2026 гг.

Также, в таблице 97 представлены мероприятия, предстоящие к реализации по проекту «Капитальный ремонт линейных объектов г.Мурманска» за счет средств Государственной корпорации – Фонда содействия реформированию жилищно-коммунального хозяйства за счет средств Фонда национального благосостояния и средств областного бюджета Мурманской области.

Характеристики тепловых сетей АО «Мурманэнергообит», подлежащих перекладке в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, представлены в Приложении 1. В рассматриваемый перечень входят следующие тепловые сети:

- распределительные (наибольшая часть) и магистральные (незначительная часть по сравнению с долей магистральных сетей эксплуатационной ответственности АО «Мурманская ТЭЦ») тепловые сети от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных;

- магистральные и распределительные сети от котельных: «Северная», «Абрам-Мыс» и «Роста».

Для тепловых сетей надземной прокладки, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, рекомендуется проводить диагностику технического состояния рассматриваемых участков. По результатам диагностики должно приниматься решение о реконструкции участка, либо о продлении срока эксплуатации. Таким образом, при условии надлежащего технического состояния данных участков, объемы перекладок тепловых сетей могут быть снижены по сравнению с представленными значениями.



**Таблица 93 – Затраты на реконструкцию тепловых сетей по инвестиционной программе АО «Мурманская ТЭЦ» на 2024 – 2028 гг.**

№ п/п	Наименование мероприятий	Основные технические характеристики				Год начала	Год окончания	Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (без НДС)							Остаток финансирования
		Наименование показателя (мощность, протяженность, диаметр и т.п.)	Ед. изм.	Значение показателя				Всего	Профин-но к 2024г	2024	2025	2026	2027	2028	
				до	после										
				реализации	реализации										
				мероприятия	мероприятия										
Группа 3. Реконструкция или модернизация существующих объектов в целях снижения уровня износа существующих объектов и (или) поставки энергии от разных источников															
3.1.2	Реконструкция участка тепловой сети от КТЦ до П-2/2, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	Усл.диаметр / пропуск. спос-ть/ д протяженность	мм / т/ч / км	600 / 1880 / 0,286	700 / 2700 / 0,286	2021	2032	106 328,53	341,579	0	0	0	2 300,00	4 173,48	99 513,47
3.1.3	Реконструкция участка тепловой сети от КТЦ до ТК-1Б/1, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	Усл.диаметр / пропуск. спос-ть/ д протяженность	мм / т/ч / км	500 / 1020 / 0,3	500 / 1020 / 0,3	2021	2032	87 064,73	332,98	0	0	0	1 800,00	3 920,86	81 010,89
3.1.4	Реконструкция участка тепловой сети от П-3А до ТК-34, источник теплоснабжения Южная котельная	Усл.диаметр / пропуск. спос-ть/ д протяженность	мм / т/ч / км	600 / 1880 / 4,13	600 / 1880 / 4,13	2021	2031	1 990 273,95	21 714,77	0	0	0	94 984,33	474 284,54	1399 290,31
3.1.5	Реконструкция участка тепловой сети от П-1А до П-7цв, источник теплоснабжения Южная котельная	Усл.диаметр / пропуск. спос-ть/ д протяженность	мм / т/ч / км	700 / 2700 / 1,286	700 / 2700 / 1,286	2021	2027	544 536,96	9 689,93	0	0	164 213,65	370 633,38	0	0
3.2. Реконструкция или модернизация существующих объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей															
3.2.1	Реконструкция ТК-49/1, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	Усл.диаметр / пропуск. спос-ть/ д протяженность	мм / т/ч / км	400 / 660 / 0,02	400 / 660 / 0,02	2025	2026	7 377,36	0	0	1 101,83	6 275,53	0	0	0

**Таблица 94 – Затраты на реконструкцию тепловых сетей по проекту инвестиционной программе АО «Мурманэнергосбыт» на 2024 гг.**

№ п/п	Наименование мероприятий	Описание и место расположения объекта	Основные технические характеристики				Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (без НДС)				
			Наименование показателя (мощность, протяженность, диаметр и т.п.)	Ед. изм.	Значение показателя				Всего	Профинансировано к 2024 г	в т.ч. по годам 2024	Остаток финансирования	в т.ч. за счет платы за подключение
					до реализации мероприятия	после реализации мероприятия							
3.1.1.	Перекладка участка тепловой сети от котельной по ул. Фестивальная (d=200, L=80,2)	г. Мурманск, ул. Фестивальная	Диаметр/ протяженность	мм/п.м	200/80,2	200/80,2	2024	2024	2 386,04	0,00	2 386,04		
3.1.2.	Перекладка участка тепловой сети от котельной ул. Заводская мкр. Росляково, в т.ч.	г. Мурманск, мкр. Росляково, ул. Заводская	потери тепловой энергии при передаче тепловой энергии по тепловым сетям	Гкал/год	9 434,00	9 256,74	2024	2024	61 104,83	0,00	61 104,83		
3.1.2.1.	Диаметром 125	г. Мурманск,	Диаметр/протяженность	мм/п.м	125/274	125/274	2024	2024					
3.1.2.2.	Диаметром 159	мкр. Росляково,	Диаметр/протяженность	мм/п.м	159/190	159/190	2024	2024					
3.1.2.3.	Диаметром 219	ул. Заводская	Диаметр/протяженность	мм/п.м	219/40	219/40	2024	2024					

**Таблица 95 – Затраты на реконструкцию тепловых сетей по АО «Мурманская ТЭЦ», планируемых к перекладке в 2024-2029 годы**

Наименование начала участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труба, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2024, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стесненности	Итоговая стоимость, тыс.руб.	Год ввода
<b>Мурманская ТЭЦ</b>									
Ремонт участка тепловой сети по ул.С.Перовской с увеличением диаметра между ТК-32/2 и ТК-63/2	247,93	0,5	Подземная, в непроходных каналах канальная	136721,00	1,35	1	1,03	47134,11	2024
Ремонт участка тепловой сети по ул.С.Перовской с увеличением диаметра между ТК-23/2 и ТК-27/2	296,1	0,3	Подземная, в непроходных каналах канальная	98054,51	1,35	1	1,03	40371,69	2025
Ремонт участка тепловой сети по ул.Комсомольской и ул.С.Перовской между ТК-18/2 и ТК-23/2	48,3	0,25	Подземная, в непроходных каналах канальная	92159,82	1,35	1	1,03	6189,56	2026
	157,1	0,3	Подземная, в непроходных каналах канальная	98054,51	1,35	1	1,03	21419,77	2026
Ремонт участка тепловой сети по ул.Октябрьская между ТК-49/1 и ТК-50/2	335,6	0,3	Подземная, в непроходных каналах канальная	98054,51	1,35	1	1,03	45757,31	2027
Ремонт участка тепловой сети по ул.Полярной Правды между ТК-69/2 и ТК-106а/2	249,2	0,4	Подземная, в непроходных каналах канальная	116251,00	1,35	1	1,03	40282,44	2027
Ремонт участка тепловой сети по ул.Ленина между ТК-18/2 и ТК-20/2	117,3	0,2	Подземная, в непроходных каналах канальная	77128,15	1,35	1	1,03	12580,04	2028
Ремонт участка тепловой сети по ул.Книповича между ТК-106а/2 и ТК-104/2	245,5	0,4	Подземная, в непроходных каналах канальная	116251,00	1,35	1	1,03	39684,34	2028
Ремонт участка тепловой сети по ул.Шмидта между ТК-2/1 и ТК-3/1	127,8	0,5	Подземная, в непроходных каналах канальная	136721,00	1,35	1	1,03	24296,13	2029
Ремонт участка тепловой сети по ул.Профсоюзов и ул.Челюскинцев между ТК-35/1 и ТК-39/1	350,5	0,4	Подземная, в непроходных каналах канальная	116251,00	1,35	1	1,03	56657,28	2029
<b>Южная котельная</b>									
Ремонт участка тепловой сети по пр-ду Лыжный между ТК-81/3 и ТК-65	346,81	0,5	Подземная, в непроходных каналах канальная	136721,00	1,35	1	1,03	65932,24	2024

Наименование начала участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труба, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2024, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс.руб.	Год ввода
Ремонт участка тепловой сети по пр-ду Лыжный между П-63б и ТК-65	122,41	0,5	Подземная, в непроходных каналах канальная	136721,00	1,35	1	1,03	23271,43	2025
Ремонт участка тепловой сети по ул.Зои Космодемьянской между ТК-60 и ТК-62	144,7	0,5	Подземная, в непроходных каналах канальная	136721,00	1,35	1	1,03	27509,00	2026

**Таблица 96 – Затраты на перекладку существующих и строительство новых тепловых сетей по инвестиционной программе АО «Мурманэнергосбыт» на 2023 – 2026 гг.**

№ п/п	Наименование мероприятий	Кадастровый номер объекта (участка объекта)	Основные технические характеристики до реализации мероприятия				Основные технические характеристики после реализации мероприятия				Год начала реализации	Год окончания реализации	Финансирование, в т.ч. по годам, тыс. руб. без НДС			
			Усл. диаметр, мм	Пропускная способность, т/ч	Прот-ность (в 1ом трубном), км	Способ прокладки	Условный диаметр, мм	Пропускная способность, т/ч	Прот-ность (в однотрубном исчислении), км	Способ прокладки			2023	2024	2025	2026
	<b>Перекладка существующих тепловых сетей от источников АО "МЭС", в т.ч.:</b>	<b>51:20:0000000:16343</b>	-	-	<b>8,638</b>	<b>подземный/внутри помещений</b>	-	-	<b>8,638</b>	<b>подземный/внутри помещений</b>	<b>2023</b>	<b>2026</b>	<b>51 583,53</b>	<b>46 170,07</b>	<b>100 966,76</b>	<b>79 839,74</b>
3.1.1.1	ул. Осипенко, 14 – ТК-302	51:20:0000000:16343	200	126	0,059	подземный	200	126	0,059	подземный	2023	2023	1 997,67	0	0	0
3.1.1.2	ТК-67 – ТК-67а – пр. Г.-североморцев, 2а	51:20:0000000:16343	50/125	36	0,358	подземный	50/125	36	0,358	подземный	2023	2023	4 205,59	0	0	0
3.1.1.3	пр. Г.-североморцев, 57 – 61/21	51:20:0000000:16343	65	3,2	0,034	подземный	65	3,2	0,034	подземный	2023	2023	653,53	0	0	0
3.1.1.4	ТК-102 – ТК-103 (ул. Лобова), мкр. Роста	51:20:0000000:16343	80	20	0,071	подземный	80	20	0,071	подземный	2023	2023	1 356,06	0	0	0
3.1.1.5	ТК-15 - ул. Подстанничкого, 1	51:20:0000000:16343	100	11	0,15	подземный	100	11	0,15	подземный	2023	2023	2 420,33	0	0	0
3.1.1.6	ТК-96 – насосная № 2 (ул. Ч. Лучинского, 5А).	51:20:0000000:16343	25	20	0,157	подземный	25	20	0,157	подземный	2023	2023	5 341,70	0	0	0
3.1.1.7	ТК-302 -ТК-303 (ул. Сафонова)	51:20:0000000:16343	200	126	0,296	подземный	200	126	0,296	подземный	2023	2023	5 938,93	0	0	0
3.1.1.8	ул. Аскольдовцев, 5	51:20:0000000:16343	125	36	0,184	внутри помещений	125	36	0,184	внутри помещений	2023	2023	3 386,79	0	0	0
3.1.1.9	ул. Александрова, 30/2	51:20:0000000:16343	100/150	20	0,253	внутри помещений	100/150	20	0,253	внутри помещений	2023	2023	2 822,33	0	0	0
3.1.1.10	ТК-123 – ТК-124 (ул. Ивченко)	51:20:0000000:16343	250	225	0,288	подземный	250	225	0,288	подземный	2023	2023	8 158,48	0	0	0
3.1.1.11	ТК-84 – ул. Миронова, 6	51:20:0000000:16343	125	36	0,048	подземный	125	36	0,048	подземный	2023	2023	1 067,25	0	0	0
3.1.1.12	ул. Гагарина, 49 – 47/2	51:20:0000000:16343	100/80	20	0,144	подземный	100/80	20	0,144	подземный	2023	2023	2 387,25	0	0	0
3.1.1.13	ул. Аскольдовцев, 30/2 - 34	51:20:0000000:16343	100	20	0,092	подземный	100	20	0,092	подземный	2023	2023	1 351,57	0	0	0
3.1.1.14	ул. Ч. Лучинского, 33 - ул. Аскольдовцев, 25	51:20:0000000:16343	200	126	0,048	подземный	200	126	0,048	подземный	2023	2023	1 669,11	0	0	0
3.1.1.15	ТК-311 – ул. Лобова, 27/3	51:20:0000000:16343	150	59	0,056	подземный	150	59	0,056	подземный	2023	2023	1 451,31	0	0	0
3.1.1.16	ТК-203 – ТК-235 – ТК-236	51:20:0000000:16343	125/100	20	0,147	подземный	125/100	20	0,147	подземный	2023	2023	3 713,85	0	0	0

№ п/п	Наименование мероприятий	Кадастровый номер объекта (участка объекта)	Основные технические характеристики до реализации мероприятия				Основные технические характеристики после реализации мероприятия				Год начала реализации	Год окончания реализации	Финансирование, в т.ч. по годам, тыс. руб. без НДС			
			Усл. диаметр, мм	Пропускная способность, т/ч	Протн-ность (в 1ом трубном), км	Способ прокладки	Условный диаметр, мм	Пропускная способность, т/ч	Протн-ность (в однотрубном исчислении), км	Способ прокладки			2023	2024	2025	2026
3.1.1.17	ул. Гаджиева, 9 – ТК-234 – ул. Гаджиева, 13, ТК-234 – ул. Гаджиева, 11	51:20:0000000:16343	100/80	20	0,106	подземный	100/80	20	0,106	подземный	2023	2023	2 595,93	0	0	0
3.1.1.18	ул. Гагарина, 47/2	51:20:0000000:16343	125/80	36	0,102	внутри помещений	125/80	36	0,102	внутри помещений	2023	2023	1 065,85	0	0	0
3.1.1.19	ул. Свердлова, 4/1 - 2/1	51:20:0000000:16343	80	11	0,054	подземный	80	11	0,054	подземный	2024	2024	0	961,45	0	0
3.1.1.20	ул. Свердлова, 4/2 - 2/2	51:20:0000000:16343	80	11	0,06	подземный	80	11	0,06	подземный	2024	2024	0	1 182,10	0	0
3.1.1.21	ул. Свердлова, 4/2 - 2/5	51:20:0000000:16343	80	11	0,076	подземный	80	11	0,076	подземный	2024	2024	0	1 267,83	0	0
3.1.1.22	ул. Свердлова, 6/1 - 4/1	51:20:0000000:16343	100	20	0,064	подземный	100	20	0,064	подземный	2024	2024	0	1 420,77	0	0
3.1.1.23	ул. Инженерная, 3 - ул. Николаева, 6	51:20:0000000:16343	65	6,6	0,08	подземный	65	6,6	0,08	подземный	2024	2024	0	1 467,42	0	0
3.1.1.24	ул. А. Невского, 82 - 80	51:20:0000000:16343	80	6,45	0,044	подземный	80	6,45	0,044	подземный	2024	2024	0	868,99	0	0
3.1.1.25	ТК-211 - ул. А. Невского, 82	51:20:0000000:16343	100	20	0,092	подземный	100	20	0,092	подземный	2024	2024	0	2 154,84	0	0
3.1.1.26	ТК-122А – ТК-123 (ул. Ивченко)	51:20:0000000:16343	250	225	0,098	подземный	250	225	0,098	подземный	2024	2024	0	3 048,32	0	0
3.1.1.27	ТК-10 – ТК-81 (ул. Миронова)	51:20:0000000:16343	250	365	0,306	подземный	250	365	0,306	подземный	2024	2024	0	9 330,12	0	0
3.1.1.28	ТК-44А - ТК-30 (ул.Лобова)	51:20:0000000:16343	300	365	0,119	подземный	300	365	0,119	подземный	2024	2024	0	5 675,61	0	0
3.1.1.29	ТК-30 - ТК-31 (ул.Лобова)	51:20:0000000:16343	300	365	0,042	подземный	300	365	0,042	подземный	2024	2024	0	1 989,59	0	0
3.1.1.30	ТК-68а – ТК-68б (ул. Халатина)	51:20:0000000:16343	125	36	0,224	подземный	125	36	0,224	подземный	2024	2024	0	4 556,39	0	0
3.1.1.31	ТК-244в - ТК-244и (ул. Гончарова)	51:20:0000000:16343	377	550	0,072	подземный	377	550	0,072	подземный	2024	2024	0	3 035,32	0	0
3.1.1.32	ТК-244и - ТК-244м (ул. Гончарова)	51:20:0000000:16343	377	550	0,28	подземный	377	550	0,28	подземный	2024	2024	0	9 211,32	0	0
3.1.1.33	ТК-67А – ТК-67Б - ТК-67В - пр. Г. - североморцев, 2	51:20:0000000:16343	125	36	0,509	подземный	125	36	0,509	подземный	2025	2025	0	0	8 321,83	0
3.1.1.34	ТК-37 - ТК-37А (ул. П. Морозова)	51:20:0000000:16343	300	365	0,054	подземный	300	365	0,054	подземный	2025	2025	0	0	2 297,85	0
3.1.1.35	ТК-37А - ТК-16Б (ул. Гагарина)	51:20:0000000:16343	300	365	0,488	подземный	300	365	0,488	подземный	2025	2025	0	0	13 396,31	0
3.1.1.36	ТК-202 - ТК-203 (ул. Гаджиева)	51:20:0000000:16343	400	780	0,156	подземный	400	780	0,156	подземный	2025	2025	0	0	8 841,66	0

№ п/п	Наименование мероприятий	Кадастровый номер объекта (участка объекта)	Основные технические характеристики до реализации мероприятия				Основные технические характеристики после реализации мероприятия				Год начала реализации	Год окончания реализации	Финансирование, в т.ч. по годам, тыс. руб. без НДС			
			Усл. диаметр, мм	Пропускная способность, т/ч	Протн-ность (в 1ом трубном), км	Способ прокладки	Условный диаметр, мм	Пропускная способность, т/ч	Протн-ность (в однотрубном исчислении), км	Способ прокладки			2023	2024	2025	2026
3.1.1.37	ТК-204А - ТК-205 (ул. Гаджиева)	51:20:0000000:16343	377	550	0,14	подземный	377	550	0,14	подземный	2025	2025	0	0	8 421,04	0
3.1.1.38	ТК-207 - ТК-208 (ул. А. Невского)	51:20:0000000:16343	377	550	0,28	подземный	377	550	0,28	подземный	2025	2025	0	0	18 775,01	0
3.1.1.39	ТК-5 - ТК-6Н (ул. Свердлова); ТК-5 - ул. Свердлова, 50	51:20:0000000:16343	400/150	59	0,25	подземный	400/150	59	0,25	подземный	2025	2025	0	0	17 233,66	0
3.1.1.40	ТК-31 - ТК-31А (ул.Лобова)	51:20:0000000:16343	250	59	0,12	подземный	250	59	0,12	подземный	2025	2025	0	0	4 812,90	0
3.1.1.41	ТК-31А - ТК-31Б (ул.Лобова)	51:20:0000000:16343	250	225	0,113	подземный	250	225	0,113	подземный	2025	2025	0	0	4 658,81	0
3.1.1.42	ТК-12 - ТК-14 (ул.Лобова)	51:20:0000000:16343	400	780	0,218	подземный	400	780	0,218	подземный	2025	2025	0	0	11 070,57	0
3.1.1.43	ТК-15А (ул.Лобова)	51:20:0000000:16343	150	59	0,02	внутри помещений	150	59	0,02	внутри помещений	2025	2025	0	0	505,7	0
3.1.1.44	ТК-105А - ТК-105Б (ул.Лобова)	51:20:0000000:16343	200	126	0,056	подземный	200	126	0,056	подземный	2025	2025	0	0	2 631,42	0
3.1.1.45	ТК-69А – ТК-70 (ул. Александра)	51:20:0000000:16343	200	126	0,266	подземный	200	126	0,266	подземный	2026	2026	0	0	0	6 213,45
3.1.1.46	пр. Г. - североморцев, 81	51:20:0000000:16343	125	20	0,018	внутри помещений	125	20	0,018	внутри помещений	2026	2026	0	0	0	507,27
3.1.1.47	ТК-250г - ул.Лобова, 11/1	51:20:0000000:16343	250	225	0,05	подземный	250	225	0,05	подземный	2026	2026	0	0	0	2 376,23
3.1.1.48	ТК-16Б - ТК-17 (ул. Гагарина)	51:20:0000000:16343	300	365	0,108	подземный	300	365	0,108	подземный	2026	2026	0	0	0	3 729,83
3.1.1.49	ТК-17 - ТК-18 (ул. Гагарина)	51:20:0000000:16343	300	365	0,366	подземный	300	365	0,366	подземный	2026	2026	0	0	0	10 429,98
3.1.1.50	ТК-290 - ТК-291 (ул. А. Невского)	51:20:0000000:16343	250	225	0,042	подземный	250	225	0,042	подземный	2026	2026	0	0	0	1 946,61
3.1.1.51	ТК-292 - ТК-293 (ул. А. Невского)	51:20:0000000:16343	250	225	0,032	подземный	250	225	0,032	подземный	2026	2026	0	0	0	1 406,30
3.1.1.52	ТК-219А - ТК-219Ж (ул. Хлобыстова)	51:20:0000000:16343	200	126	0,236	подземный	200	126	0,236	подземный	2026	2026	0	0	0	8 545,81
3.1.1.53	ТК-219Ж - ТК-219з (ул. Хлобыстова)	51:20:0000000:16343	200	126	0,082	подземный	200	126	0,082	подземный	2026	2026	0	0	0	4 167,25
3.1.1.54	ТК-219Е - ТК-219А (ул. Хлобыстова)	51:20:0000000:16343	200	126	0,106	подземный	200	126	0,106	подземный	2026	2026	0	0	0	4 158,16
3.1.1.55	ул. Свердлова, 50 - 48	51:20:0000000:16343	80	11	0,039	внутри помещений	80	11	0,039	внутри помещений	2026	2026	0	0	0	685,14
3.1.1.56	ТК-6Н - ТК-7Н (ул. Свердлова)	51:20:0000000:16343	400	780	0,279	подземный	400	780	0,279	подземный	2026	2026	0	0	0	14 681,12

№ п/п	Наименование мероприятий	Кадастровый номер объекта (участка объекта)	Основные технические характеристики до реализации мероприятия				Основные технические характеристики после реализации мероприятия				Год начала реализации	Год окончания реализации	Финансирование, в т.ч. по годам, тыс. руб. без НДС			
			Усл. диаметр, мм	Пропускная способность, т/ч	Протн-ность (в 1ом трубном), км	Способ прокладки	Условный диаметр, мм	Пропускная способность, т/ч	Протн-ность (в однотрубном исчислении), км	Способ прокладки			2023	2024	2025	2026
3.1.1.57	ТК-7Н - ТК-90 (ул. Свердлова)	51:20:0000000:16343	400	780	0,1	подземный	400	780	0,1	подземный	2026	2026	0	0	0	5 594,57
3.1.1.58	ТК-310 - ТК-311 (ул. Ушакова)	51:20:0000000:16343	250	225	0,144	подземный	250	225	0,144	подземный	2026	2026	0	0	0	5 808,47
3.1.1.59	ТК-34 - ТК-105А (ул.Лобова)	51:20:0000000:16343	200	126	0,108	подземный	200	126	0,108	подземный	2026	2026	0	0	0	5 174,45
3.1.1.60	ТК-31Б - ТК-32 (ул.Лобова)	51:20:0000000:16343	200	126	0,054	подземный	200	126	0,054	подземный	2026	2026	0	0	0	4 415,10
													<b>51583,53</b>	<b>46170,1</b>	<b>100966,7</b>	<b>79839,74</b>
3.1.2	Перекладка существующих тепловых сетей по передаче тепловой энергии от сторонних источников, в т.ч.:															
3.1.2.1	П11 - ЦТП-1 - Скальная, д. 10	51:20:0000000:16338	300	365	0,235	подземный	300	365	0,235	подземный	2023	2023	6729,37	0	0	0
3.1.2.2	ТК-3/26 - Русанова, 2	51:20:0000000:16338	150	59	0,162	подземный	150	59	0,162	подземный	2023	2023	3445,97	0	0	0
3.1.2.3	ТК-15/2в – ТК 15/2д	51:20:0000000:16338	80	3,2	0,13	подземный	80	3,2	0,13	подземный	2023	2023	3068,85	0	0	0
3.1.2.4	ТК-21/3 - пр. Ленина,17	51:20:0000000:16338	150/200	59	0,39	подземный	150/200	59	0,39	подземный	2023	2023	8584,69	0	0	0
3.1.2.5	ул. Полярные Зори, 9-11	51:20:0000000:16338	80	11	0,07	подземный	80	11	0,07	подземный	2023	2023	989,14	0	0	0
3.1.2.6	ТК-22/3 - пр. Ленина,1	51:20:0000000:16338	80	6,4	0,034	подземный	80	6,4	0,034	подземный	2023	2023	611,82	0	0	0
3.1.2.7	ТК-109/2в – Радищева,11	51:20:0000000:16338	200	126	0,085	подземный	200	126	0,085	подземный	2023	2023	2295,93	0	0	0
3.1.2.8	ТК-90/2 - ТК-91/2- Сомова 2/19	51:20:0000000:16338	100	20	0,18	подземный	100	20	0,18	подземный	2023	2023	3311,41	0	0	0
3.1.2.9	П-22 - ул. Планерная, 3	51:20:0000000:16338	150	59	0,458	подземный	150	59	0,458	подземный	2023	2023	6192,29	0	0	0
3.1.2.10	ТК-34 - ТК-65 (Радищева)	51:20:0000000:16338	50/100/125	36	0,683	подземный	50/100/125	36	0,683	подземный	2023	2023	10474,17	0	0	0
3.1.2.11	от ул. Капитана Тарана, 21 до д.46 по ул. П/Зори	51:20:0000000:16338	80	11	0,124	подземный	80	11	0,124	подземный	2023	2023	1786,32	0	0	0
3.1.2.12	от ТК-50/3-ТК50/3а по ул. Полярной дивизии	51:20:0000000:16338	125	59	0,222	подземный	125	59	0,222	подземный	2023	2023	3702	0	0	0
3.1.2.13	от ТК-9/1 до ТК-9/1А по ул. Дзержинского (пересечение дороги)	51:20:0000000:16338	150	59	0,06	подземный	150	59	0,06	подземный	2023	2023	780,62	0	0	0
3.1.2.14	ТК-12/2в – ТК-12/2г – Коммуны, 11	51:20:0000000:16338	80/100	20	0,09	подземный	80/100	20	0,09	подземный	2023	2023	1864,17	0	0	0



№ п/п	Наименование мероприятий	Кадастровый номер объекта (участка объекта)	Основные технические характеристики до реализации мероприятия				Основные технические характеристики после реализации мероприятия				Год начала реализации	Год окончания реализации	Финансирование, в т.ч. по годам, тыс. руб. без НДС			
			Усл. диаметр, мм	Пропускная способность, т/ч	Протн-ость (в 1ом трубном), км	Способ прокладки	Условный диаметр, мм	Пропускная способность, т/ч	Протн-ость (в однострубнои ичислении), км	Способ прокладки			2023	2024	2025	2026
3.1.2.15	ТК 33/26 – Пушкинская, 7	51:20:0000000:16338	100	36	0,135	подземный	100	36	0,135	подземный	2023	2023	2154,37	0	0	0
3.1.2.16	ТК-61/1 – ТК-67/1 – К. Либкнехта, 31	51:20:0000000:16338	70/150	6,4	0,22	подземный	70/150	6,4	0,22	подземный	2023	2023	4186,93	0	0	0
3.1.2.17	пр. Кирова, 49 – пр. Кольский, 2	51:20:0000000:16338	80/125	59	0,156	внутри помещений	80/125	59	0,156	внутри помещений	2023	2023	2006,79	0	0	0
3.1.2.18	пр. Ленина 21, в сторону компенсатора	51:20:0000000:16338	250	225	0,08	подземный	250	225	0,08	подземный	2023	2023	2681,9	0	0	0
3.1.2.19	от ул.Зеленая,82 - ул.Фрунзе, 44	51:20:0000000:16338	70	11	0,064	подземный	70	11	0,064	подземный	2023	2023	774,59	0	0	0
3.1.2.20	ТК-87/3 - ул.Морская,1	51:20:0000000:16338	100/150/200	225	0,145	подземный	100/150/200	225	0,145	подземный	2023	2023	4106,48	0	0	0
3.1.2.21	ТК-20/4 - ул.Крупской, 6	51:20:0000000:16338	250	225	0,088	подземный	250	225	0,088	подземный	2023	2023	3311,21	0	0	0
3.1.2.22	ТК-26А - пр.Кольский,164	51:20:0000000:16338	300	365	0,11	подземный	300	365	0,11	подземный	2023	2023	5960,71	0	0	0
3.1.2.23	пр.Кольский,147 - пр.Кольский,149	51:20:0000000:16338	150	59	0,155	внутри помещений	150	59	0,155	внутри помещений	2023	2023	3330,07	0	0	0
3.1.2.24	ул. Шабалина ,47 - 49	51:20:0000000:16338	50/200	126	0,127	внутри помещений	50/200	126	0,127	внутри помещений	2023	2023	3201,21	0	0	0
3.1.2.25	ТК 10/3 – пр. Кирова,22	51:20:0000000:16338	100	20	0,236	подземный	100	20	0,236	подземный	2024	2024	0	3651,74	0	0
3.1.2.26	ТК 54/2 - ТК 54/2а - ТК 54/2в-ТК 54/2б-пр.Ленина,99	51:20:0000000:16338	50/80/150	3,2	0,118	подземный	50/80/150	3,2	0,118	подземный	2024	2024	0	2155,45	0	0
3.1.2.27	ЦТП-3 - ТК-1 ( Старостина.)	51:20:0000000:16338	90/150/300	365	0,092	подземный	90/150/300	365	0,092	подземный	2024	2024	0	2553,57	0	0
3.1.2.28	ТК 52/2-пр.Ленина,102	51:20:0000000:16338	80	11	0,02	подземный	80	11	0,02	подземный	2024	2024	0	804,05	0	0
3.1.2.29	ТК 53/2-ТК54/2 - ТК 54/2-пр.Ленина,101	51:20:0000000:16338	100	6,4	0,106	подземный	100	6,4	0,106	подземный	2024	2024	0	2463,97	0	0
3.1.2.30	ТК-1 - УТ-14 Старостина, 65	51:20:0000000:16338	250/100/150	225	0,172	подземный	250/100/150	225	0,172	подземный	2024	2024	0	3341	0	0
3.1.2.31	Старостина 7- д/с №131 Маклакова,7	51:20:0000000:16338	80	11	0,104	подземный	80	11	0,104	подземный	2024	2024	0	2178,17	0	0
3.1.2.32	ул. Крупской, 56 - 58	51:20:0000000:16338	80	11	0,14	внутри помещений	80	11	0,14	внутри помещений	2024	2024	0	3061,15	0	0
3.1.2.33	ТК8 - ТК8А (пр.Кольский,218)	51:20:0000000:16338	250	225	0,05	подземный	250	225	0,05	подземный	2024	2024	0	2747,35	0	0
3.1.2.34	ТК-45/3 - ТК-45/3а - ТК-46/3	51:20:0000000:16338	150	225	0,102	подземный	150	225	0,102	подземный	2024	2024	0	2675,09	0	0
3.1.2.35	ул. Крупской, 50 - 56	51:20:0000000:16338	100	20	0,16	внутри помещений	100	20	0,16	внутри помещений	2024	2024	0	3286,8	0	0

№ п/п	Наименование мероприятий	Кадастровый номер объекта (участка объекта)	Основные технические характеристики до реализации мероприятия				Основные технические характеристики после реализации мероприятия				Год начала реализации	Год окончания реализации	Финансирование, в т.ч. по годам, тыс. руб. без НДС			
			Усл. диаметр, мм	Пропускная способность, т/ч	Протн-ность (в 1ом трубном), км	Способ прокладки	Условный диаметр, мм	Пропускная способность, т/ч	Протн-ность (в однотрубном исчислении), км	Способ прокладки			2023	2024	2025	2026
3.1.2.36	ТК 74/1а - Ленина, 98	51:20:0000000:16338	25/40/50/100/80	3,2	1,195	подземный	25/40/50/100/80	3,2	1,195	подземный	2025	2025	0	0	21216,61	0
3.1.2.37	ТК74/2 - ТК74/7-ТК74/8-ТК74/9-ТК74/10 - Ленина96	51:20:0000000:16338	25/40/50/65/80/100	11	0,71	подземный	25/40/50/65/80/100	11	0,71	подземный	2025	2025	0	0	13262,03	0
3.1.2.38	ТК74/1а - ТК74/5-ТК74/6-К.Либ19/15	51:20:0000000:16338	25/50/80	3,2	0,446	подземный	25/50/80	3,2	0,446	подземный	2025	2025	0	0	7047,35	0
3.1.2.39	ТК 14/1 - Самойловой, 1 - Ленина, 68	51:20:0000000:16338	100	36	0,184	подземный	100	36	0,184	подземный	2025	2025	0	0	4120,8	0
3.1.2.40	ТК 6/1 - ТК 6/1а - ТК 6/1б - Шмидта, 21	51:20:0000000:16338	65/100	6,4	0,364	подземный	65/100	6,4	0,364	подземный	2025	2025	0	0	7996,27	0
3.1.2.41	Маклакова 23-Маклакова 26	51:20:0000000:16338	125	36	0,108	внутри помещений	125	36	0,108	внутри помещений	2025	2025	0	0	2394,77	0
3.1.2.42	ул. Героев Рыбачьего, 27 - 21	51:20:0000000:16338	150	59	0,106	внутри помещений	150	59	0,106	внутри помещений	2025	2025	0	0	2873,03	0
3.1.2.43	ул.Беринга,11 - 7	51:20:0000000:16338	150	59	0,1	подземный	150	59	0,1	подземный	2025	2025	0	0	3259,78	0
3.1.2.44	ТК11 - ТК11А	51:20:0000000:16338	200	20	0,168	подземный	200	20	0,168	подземный	2025	2025	0	0	5206,93	0
3.1.2.45	ТК11А - ул.Г.Рыбачьего,27	51:20:0000000:16338	200	20	0,11	подземный	200	20	0,11	подземный	2025	2025	0	0	2794,18	0
3.1.2.46	ул.Ломоносова,6 - ТК76/6	51:20:0000000:16338	100	20	0,116	внутри помещений	100	20	0,116	внутри помещений	2025	2025	0	0	2308,87	0
3.1.2.47	ул.З.Космодьянской,34 - пр.Кольский,102	51:20:0000000:16338	100	20	0,053	внутри помещений	100	20	0,053	внутри помещений	2025	2025	0	0	1201,05	0
3.1.2.48	ул.Марата,20 - пр.Кирова,15	51:20:0000000:16338	80/100/125	36	0,159	внутри помещений	80/100/125	36	0,159	внутри помещений	2025	2025	0	0	3688,32	0
3.1.2.49	ул.Генералова,15 - ул.Декабристов,12 - ул.Декабристов,10	51:20:0000000:16338	50/65/80	6,4	0,176	подземный	50/65/80	6,4	0,176	подземный	2025	2025	0	0	2047,2	0
3.1.2.50	ТК-1 - УТ-2 Старостина, 77	51:20:0000000:16338	90/150/200	126	0,19	подземный	90/150/200	126	0,19	подземный	2026	2026	0	0	0	5128,47
3.1.2.51	П-38 (10) МТЭЦ - ЦТП-2.	51:20:0000000:16338	300	365	0,764	подземный	300	365	0,764	подземный	2026	2026	0	0	0	45918,18
3.1.2.52	ул. Достоевского, 16-28	51:20:0000000:16338	100/150	59	0,146	внутри помещений	100/150	59	0,146	внутри помещений	2026	2026	0	0	0	4415,8
3.1.2.53	ТК 29В - ул. Беринга,22	51:20:0000000:16338	150/200	126	0,09	подземный	150/200	126	0,09	подземный	2026	2026	0	0	0	3313,03
3.1.2.54	пр. Молодежный, 8 - 9	51:20:0000000:16338	150	59	0,043	подземный	150	59	0,043	подземный	2026	2026	0	0	0	1343,12

№ п/п	Наименование мероприятий	Кадастровый номер объекта (участка объекта)	Основные технические характеристики до реализации мероприятия				Основные технические характеристики после реализации мероприятия				Год начала реализации	Год окончания реализации	Финансирование, в т.ч. по годам, тыс. руб. без НДС			
			Усл. диаметр, мм	Пропускная способность, т/ч	Прот-ность (в 1ом трубном), км	Способ прокладки	Условный диаметр, мм	Пропускная способность, т/ч	Прот-ность (в однострубнои исчислении), км	Способ прокладки			2023	2024	2025	2026
3.1.2.55	пр. Молодежный, 6 - 8	51:20:0000000:16338	125	36	0,041	подземный	125	36	0,041	подземный	2026	2026	0	0	0	1177,92
3.1.2.56	ул.Генералова,13 – 11	51:20:0000000:16338	50/80	3,2	0,106	внутри помещений	50/80	3,2	0,106	внутри помещений	2026	2026	0	0	0	1308,25
3.1.2.57	пр.Кольский,220 – ул.Копытова 5	51:20:0000000:16338	80	11	0,058	внутри помещений	80	11	0,058	внутри помещений	2026	2026	0	0	0	1541,69
Итого												85551,01	28918,34	79417,19	64146,46	
Всего												137134,54	75 088,41	180383,95	143986,20	

**Таблица 97 – Мероприятия в рамках договора займа между АО «МЭС» и Фондом содействия реформированию жилищно-коммунального хозяйства на 2023 – 2024 гг.**

№ п/п	Наименование мероприятий / Наименование участка	Основные технические характеристики				Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	Всего, тыс. руб. с НДС (с учетом проектирования)	
		Наименование показателя	Ед. изм.	До реализации мероприятия	После реализации мероприятия				
<b>1.</b>	<b>Капитальный ремонт линейных объектов г. Мурманска</b>								
1.1.	Участок № 1 Нас-я №7, Северный пр-д, Папанина	Протяженность	п.м.	3718,6	3718,6	2022	2023	90817,59	
1.2.	Участок №2 П 36(9)-ЦТП - 3	Протяженность	п.м.	321,4	321,4	2022	2023	9649,12	
1.3.	Участок №3 П-11-ЦТП-1-Скальная10	Протяженность	п.м.	1845,58	1845,58	2022	2023	42804,84	
1.4.	Участок №4 СК-1 - ЦТП 5 (ВРШ)	Протяженность	п.м.	1035,0	1035,0	2022	2023	48459,12	
1.5.	Участок №5 ТК-72 - Ленина 42	Протяженность	п.м.	506,8	506,8	2022	2023	11973,55	
1.6.	Участок №6 ТК61_3-Пз10-Ленина31-Журбы12	Протяженность	п.м.	1647,66	1647,66	2022	2023	56568,04	
1.7.	Участок №8 ТК_3-Связи-Маклакова 37	Протяженность	п.м.	2198,20	2198,20	2022	2023	60604,96	
1.8.	Участок №9 ТК-61/3 -ул. Гвардейская, 17	Протяженность	п.м.	1382,80	1382,80	2022	2023	33375,01	
1.9.	Участок №10 ТК 77/2 - Буркова	Протяженность	п.м.	2153,00	2153,00	2024	2024	63964,86	
				<b>Итого</b>	<b>14809,04</b>	<b>14809,04</b>	-	-	<b>418217,11</b>

**Таблица 98 – Сводные финансовые потребности для реализации проектов группы №6 для участков эксплуатационной ответственности АО «Мурманская ТЭЦ» для сценария 1**

Участок	Тип прокладки	Год прокладки	Длина участка, м	Диаметр, мм	Условный диаметр, м	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2024, тыс. руб	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итого с НДС, тыс. руб	Демонтаж, тыс. руб	Итоговая стоимость работ с НДС, тыс. руб	Предполагаемый период проведения реконструкции
<b>Мурманская ТЭЦ</b>													
ТК-13/1-ТК-20/1	Подземная в непроходных каналах	1996	495	0,53	0,5	136721	1,35	1	1,03	94104,7	28231,4	122336,1	2031-2036
ТК-24/1-ТК-41/1	Подземная в непроходных каналах	1984	873	0,426	0,4	116251	1,35	1	1,03	141117,8	42335,4	183453,2	2031-2036
ТК-49/1-ТК-74/1	Подземная в непроходных каналах	1989	227	0,219	0,2	77128,15	1,35	1	1,03	24345,0	7303,5	31648,5	2031-2036
ТК-52/1-ТК-53/1	Подземная в непроходных каналах	1958	99	0,219	0,2	77128,15	1,35	1	1,03	10617,4	3185,2	13802,6	2031-2036
ТК-41/1-ТК-47А/1	Подземная в непроходных каналах	1958	175	0,159	0,15	64728,66	1,35	1	1,03	15750,9	4725,3	20476,2	2031-2036
ТК-39/1-ТК-41/2	Подземная в непроходных каналах	1989	233	0,159	0,15	64728,66	1,35	1	1,03	20971,2	6291,4	27262,6	2031-2036
ТК-49/1-ТК-46/2	Подземная в непроходных каналах	1989	424	0,325	0,3	98054,51	1,35	1	1,03	57810,2	17343,1	75153,3	2031-2036
ТК-49/1-ТК-46/2	Подземная в непроходных каналах	1989	238	0,273	0,25	92159,82	1,35	1	1,03	30499,3	9149,8	39649,1	2031-2036
ТК-3/2 - ТК-73/2	Подземная в непроходных каналах	1988	713	0,426	0,4	116251	1,35	1	1,03	115254,3	34576,3	149830,6	2031-2036
ТК-3/2 - ТК-73/2	Подземная в непроходных каналах	1987	202	0,325	0,3	98054,51	1,35	1	1,03	27541,6	8262,5	35804,1	2031-2036
ТК-3/2 - ТК-73/2	Подземная в непроходных каналах	1987	211	0,273	0,25	92159,82	1,35	1	1,03	27039,3	8111,8	35151,1	2031-2036
ТК-11/2-ТК-12/2	Подземная в непроходных каналах	1986	31	0,133	0,125	59479,1	1,35	1	1,03	2563,9	769,2	3333,0	2031-2036
ТК-14/2-ТК-15/2А	Подземная в непроходных каналах	1987	129	0,159	0,15	64728,66	1,35	1	1,03	11610,7	3483,2	15093,9	2031-2036
ТК-16/2-ТК-18/2	Подземная в непроходных каналах	1985	289	0,325	0,3	98054,51	1,35	1	1,03	39403,6	11821,1	51224,7	2031-2036
ТК-24/2-ТК-28/2	Подземная в непроходных каналах	1988	297	0,325	0,3	98054,51	1,35	1	1,03	40494,4	12148,3	52642,7	2031-2036
ТК-28/2-ТК-29/2	Подземная в непроходных каналах	1974	129	0,219	0,2	77128,15	1,35	1	1,03	13834,8	4150,4	17985,3	2031-2036
ТК-66/2-103/2	Подземная в непроходных каналах	1958	60	0,273	0,25	92159,82	1,35	1	1,03	7688,9	2306,7	9995,6	2031-2036
ТК-22/2-мастерская	Подземная в непроходных каналах	1986	187	0,273	0,25	92159,82	1,35	1	1,03	23963,7	7189,1	31152,8	2031-2036
ТК-43/2-ТК-63/2	Подземная в непроходных каналах	1994	22	0,089	0,08	50599,82	1,35	1	1,03	1547,9	464,4	2012,3	2031-2036

Участок	Тип прокладки	Год прокладки	Длина участка, м	Диаметр, мм	Условный диаметр, м	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2024, тыс. руб	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итого с НДС, тыс. руб	Демонтаж, тыс. руб	Итоговая стоимость работ с НДС, тыс. руб	Предполагаемый период проведения реконструкции
ТК-36/2-53/2	Подземная в непроходных каналах	1955	731	0,219	0,2	77128,15	1,35	1	1,03	78397,3	23519,2	101916,5	2031-2036
ТК-51/2-ТК-57/2	Подземная в непроходных каналах	1974	247	0,219	0,2	77128,15	1,35	1	1,03	26489,9	7947,0	34436,9	2031-2036
ТК-57/2-Бойлерная 34 кв,	Подземная в непроходных каналах	1960	68	0,219	0,2	77128,15	1,35	1	1,03	7292,8	2187,8	9480,6	2031-2036
ТК-34/3-ТК-34/3В	Подземная в непроходных каналах	1990	164	0,159	0,15	64728,66	1,35	1	1,03	14760,9	4428,3	19189,1	2031-2036
ТК-45/3-ТК-47/3	Подземная в непроходных каналах	1969	52	0,159	0,15	64728,66	1,35	1	1,03	4680,3	1404,1	6084,4	2031-2036
ТК-6/3-ТК-6А/3	Подземная в непроходных каналах	1965	45	0,219	0,2	77128,15	1,35	1	1,03	4826,1	1447,8	6273,9	2031-2036
ТК-6А/3-ТК-50/3	Подземная в непроходных каналах	1965	220	0,159	0,15	64728,66	1,35	1	1,03	19801,1	5940,3	25741,5	2031-2036
ТК-53/1-ТК-55/1	Подземная в непроходных каналах	1957	75	0,159	0,15	64728,66	1,35	1	1,03	6750,4	2025,1	8775,5	2031-2036
ТК-72/3-Насосная №1	Подземная в непроходных каналах	1990	307	0,53	0,5	136721	1,35	1	1,03	58363,9	17509,2	75873,1	2031-2036
ТК-32/2-ТК-30/2	Подземная в непроходных каналах	1988	229	0,273	0,25	92159,82	1,35	1	1,03	29345,9	8803,8	38149,7	2031-2036
ТК-6/1-ТК-8/1	Подземная в непроходных каналах	1997	227	0,53	0,5	136721	1,35	1	1,03	43155,1	12946,5	56101,6	2037-2042
ТК-3/2 - ТК-73/2	Подземная в непроходных каналах	1998	44,5	0,53	0,5	136721	1,35	1	1,03	8459,9	2538,0	10997,9	2037-2042
ТК-6/3-ТК-12/3	Подземная в непроходных каналах	1998	250	0,53	0,5	136721	1,35	1	1,03	47527,6	14258,3	61785,9	2037-2042
ТК-14/3-ТК-18А/3	Подземная в непроходных каналах	1998	410	0,53	0,5	136721	1,35	1	1,03	77945,3	23383,6	101328,9	2037-2042
ТК-21/3-ТК-23А/3	Подземная в непроходных каналах	1998	234	0,53	0,5	136721	1,35	1	1,03	44485,9	13345,8	57831,6	2037-2042
ТК-20/1-ТК-23/1	Подземная в непроходных каналах	2003	334	0,53	0,5	136721	1,35	1	1,03	63496,9	19049,1	82546,0	2037-2042
ТК-41/1-ТК-43/1	Подземная в непроходных каналах	2006	117	0,219	0,2	77128,15	1,35	1	1,03	12547,9	3764,4	16312,2	2037-2042
ТК-43/1-ТК-43/2	Подземная в непроходных каналах	2003	218	0,219	0,2	77128,15	1,35	1	1,03	23379,8	7013,9	30393,7	2037-2042
ТК-24/2-С,Перов,2	Подземная в непроходных каналах	2006	207	0,273	0,25	92159,82	1,35	1	1,03	26526,7	7958,0	34484,7	2037-2042
ТК-3/1-ТК-4/1	Подземная в непроходных каналах	2014	70	0,53	0,5	136721	1,35	1	1,03	13307,7	3992,3	17300,1	2037-2042
ТК-4/1-ТК-6/1	Подземная в непроходных каналах	2007	131	0,53	0,5	136721	1,35	1	1,03	24904,5	7471,3	32375,8	2037-2042
ТК-23/1-ТК-24/1	Подземная в непроходных каналах	2011	161	0,53	0,5	136721	1,35	1	1,03	30607,8	9182,3	39790,1	2037-2042

Участок	Тип прокладки	Год прокладки	Длина участка, м	Диаметр, мм	Условный диаметр, м	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2024, тыс. руб	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итого с НДС, тыс. руб	Демонтаж, тыс. руб	Итоговая стоимость работ с НДС, тыс. руб	Предполагаемый период проведения реконструкции
ТК-2/2 - ТК-3/2	Подземная в непроходных каналах	2013	117	0,53	0,5	136721	1,35	1	1,03	22242,9	6672,9	28915,8	2037-2042
ТК-8/2-ТК-11/2	Подземная в непроходных каналах	2010	295	0,426	0,4	116251	1,35	1	1,03	47685,9	14305,8	61991,6	2037-2042
ТК-11/2-ТК-16/2	Подземная в непроходных каналах	2010	276	0,426	0,4	116251	1,35	1	1,03	44614,6	13384,4	57998,9	2037-2042
ТК-18/2-ТК-20/1	Подземная в непроходных каналах	2014	147	0,325	0,3	98054,51	1,35	1	1,03	20042,7	6012,8	26055,5	2037-2042
ТК-38/2-ТК-41/2	Подземная в непроходных каналах	2014	164	0,159	0,15	64728,66	1,35	1	1,03	14760,9	4428,3	19189,1	2037-2042
ТК-10/1-11/2	Подземная в непроходных каналах	2013	152	0,325	0,3	98054,51	1,35	1	1,03	20724,4	6217,3	26941,7	2037-2042
ТК-4/3-ТК-6/3	Подземная в непроходных каналах	2008	136	0,53	0,5	136721	1,35	1	1,03	25855,0	7756,5	33611,5	2037-2042
ТК-12/3-ТК-14/3	Подземная в непроходных каналах	2011	219	0,53	0,5	136721	1,35	1	1,03	41634,2	12490,3	54124,5	2037-2042
ТК-18/3А-ТК-19/3	Подземная в непроходных каналах	2009	137	0,53	0,5	136721	1,35	1	1,03	26045,1	7813,5	33858,7	2037-2042
ТК-19/3-ТК-20/3	Подземная в непроходных каналах	2010	75	0,53	0,5	136721	1,35	1	1,03	14258,3	4277,5	18535,8	2037-2042
ТК-26/3-ТК-27/3	Подземная в непроходных каналах	2008	106	0,325	0,3	98054,51	1,35	1	1,03	14452,5	4335,8	18788,3	2037-2042
<b>Южная котельная</b>													
П-1А-ТК-2/4	Надземная	1984	101	0,72	0,7	100277,69	1,35	1	1,03	14083,0	4224,9	18308,0	2031-2036
ТК-2/4 -Н,№6	Надземная	1984	1094	0,53	0,5	84886,35	1,35	1	1,03	129129,7	38738,9	167868,6	2031-2036
ЮК-П-1	Надземная	1996	165	0,82	0,8	119058,33	1,35	1	1,03	27315,9	8194,8	35510,6	2031-2036
ТК-63Б-больница Севрыба	Надземная	1989	536	0,273	0,25	43352,43	1,35	1	1,03	32310,9	9693,3	42004,2	2031-2036
П-1-Рем.цех	Надземная	1996	278	0,133	0,125	24916,2	1,35	1	1,03	9631,6	2889,5	12521,1	2031-2036
Н,№6-ТК-10/4	Подземная в непроходных каналах	1984	167	0,53	0,5	136721	1,35	1	1,03	31748,5	9524,5	41273,0	2031-2036
ТК-10/4-ТК-15/4	Подземная в непроходных каналах	1984	538	0,48	0,5	136721	1,35	1	1,03	102279,5	30683,8	132963,3	2031-2036
ТК-10/4-ТК-20/4	Подземная в непроходных каналах	1984	532	0,377	0,4	116251	1,35	1	1,03	85996,2	25798,9	111795,1	2031-2036
П-1-ТК-51	Подземная в непроходных каналах	1996	110	0,82	0,8	198131	1,35	1	1,03	30305,1	9091,5	39396,7	2031-2036
ТК-51-П-3А	Подземная в непроходных каналах	1996	1785	0,82	0,8	198131	1,35	1	1,03	491769,6	147530,9	639300,4	2031-2036
П-3А-П-3	Подземная в непроходных каналах	1996	846	0,63	0,6	157191	1,35	1	1,03	184913,7	55474,1	240387,8	2031-2036

Участок	Тип прокладки	Год прокладки	Длина участка, м	Диаметр, мм	Условный диаметр, м	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2024, тыс. руб	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итого с НДС, тыс. руб	Демонтаж, тыс. руб	Итоговая стоимость работ с НДС, тыс. руб	Предполагаемый период проведения реконструкции
ТК-34-ТК-38	Подземная в непроходных каналах	1993	413	0,53	0,5	136721	1,35	1	1,03	78515,7	23554,7	102070,4	2031-2036
ТК-81/3-ТК-76/3	Подземная в непроходных каналах	1984	429	0,426	0,4	116251	1,35	1	1,03	69346,6	20804,0	90150,5	2031-2036
ТК-74/3-ТК-72/3	Подземная в непроходных каналах	1971	153	0,377	0,4	116251	1,35	1	1,03	24732,0	7419,6	32151,6	2031-2036
ТК-59-ТК-61	Подземная в непроходных каналах	1989	216	0,53	0,5	136721	1,35	1	1,03	41063,9	12319,2	53383,0	2031-2036
ТК-61-ТК-63Б	Подземная в непроходных каналах	1996	463	0,53	0,5	136721	1,35	1	1,03	88021,2	26406,4	114427,5	2031-2036
ТК-63Б-ТК-81/3	Подземная в непроходных каналах	1987	453	0,53	0,5	136721	1,35	1	1,03	86120,1	25836,0	111956,1	2031-2036
ТК-11 -ТК-13	Подземная в непроходных каналах	1973	16	0,48	0,5	136721	1,35	1	1,03	3041,8	912,5	3954,3	2031-2036
ТК-13-ТК-7/4	Подземная в непроходных каналах	1984	105	0,48	0,5	136721	1,35	1	1,03	19961,6	5988,5	25950,1	2031-2036
ТК-48-ТК-50	Подземная в непроходных каналах	1975	191	0,325	0,3	98054,51	1,35	1	1,03	26041,9	7812,6	33854,4	2031-2036
ТК-3-ТК-52	Подземная в непроходных каналах	1988	291	0,325	0,3	98054,51	1,35	1	1,03	39676,3	11902,9	51579,2	2031-2036
П-3-Нас, № 4	Подземная в непроходных каналах	1976	322,8	0,72	0,7	177661	1,35	1	1,03	79743,7	23923,1	103666,9	2031-2036
ТК-26-УТ-1	Подземная в непроходных каналах	1977	151	0,325	0,3	98054,51	1,35	1	1,03	20588,1	6176,4	26764,5	2031-2036
ТК-2/4-Ремонтно-производственная база	Подземная в непроходных каналах	1989	76	0,426	0,4	116251	1,35	1	1,03	12285,2	3685,6	15970,7	2031-2036
ТК-2/4-Ремонтно-производственная база	Подземная в непроходных каналах	1989	292	0,273	0,25	92159,82	1,35	1	1,03	37419,3	11225,8	48645,1	2031-2036
ТК-2/4-Ремонтно-производственная база	Подземная в непроходных каналах	1989	202,3	0,159	0,15	64728,66	1,35	1	1,03	18208,1	5462,4	23670,5	2031-2036
ТК-2/4-Ремонтно-производственная база	Подземная в непроходных каналах	1989	32	0,108	0,1	56959,28	1,35	1	1,03	2534,5	760,3	3294,8	2031-2036
ТК-86/3-Нас, № 3	Подземная в непроходных каналах	1973	171	0,219	0,2	77128,15	1,35	1	1,03	18339,2	5501,8	23840,9	2031-2036
ТК-76/3-Нас, № 2	Подземная в непроходных каналах	1989	115	0,273	0,25	92159,82	1,35	1	1,03	14737,0	4421,1	19158,2	2031-2036
ТК-63Б-больница Северьба	Подземная в непроходных каналах	1989	1026	0,273	0,25	92159,82	1,35	1	1,03	131480,1	39444,0	170924,1	2031-2036
ЮК-П-1А	Надземная	1998	125	0,82	0,8	119058,33	1,35	1	1,03	20693,8	6208,1	26902,0	2037-2042
Перемычка П-1Б-УТ-1	Надземная	2000	200	0,72	0,7	100277,69	1,35	1	1,03	27887,2	8366,2	36253,4	2037-2042
ТК-38-ТК-88/3	Подземная в непроходных каналах	2001	957,5	0,426	0,4	116251	1,35	1	1,03	154777,0	46433,1	201210,1	2037-2042



Участок	Тип прокладки	Год прокладки	Длина участка, м	Диаметр, мм	Условный диаметр, м	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2024, тыс. руб	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стесненности	Итого с НДС, тыс. руб	Демонтаж, тыс. руб	Итоговая стоимость работ с НДС, тыс. руб	Предполагаемый период проведения реконструкции
ТК-56-ТК-58	Подземная в непроходных каналах	1998	317	0,53	0,5	136721	1,35	1	1,03	60265,0	18079,5	78344,6	2037-2042
ТК-7-ТК-8	Подземная в непроходных каналах	1998	179	0,48	0,5	136721	1,35	1	1,03	34029,8	10208,9	44238,7	2037-2042
ТК-32-ТК-32А	Подземная в непроходных каналах	2003	227	0,273	0,25	92159,82	1,35	1	1,03	29089,6	8726,9	37816,5	2037-2042
ТК-38-ТК-56	Подземная в непроходных каналах	2009	271	0,53	0,5	136721	1,35	1	1,03	51520,0	15456,0	66975,9	2037-2042
ТК-58-ТК-59	Подземная в непроходных каналах	2012	250	0,53	0,5	136721	1,35	1	1,03	47527,6	14258,3	61785,9	2037-2042
<b>Восточная котельная</b>													
П-5А-УТ-2	Подземная в непроходных каналах	1994	330	0,325	0,3	98054,51	1,35	1	1,03	44993,8	13498,1	58491,9	2031-2036
Т/с гараж "МЭЛС"	Подземная в непроходных каналах	1989	260	0,159	0,15	64728,66	1,35	1	1,03	23401,4	7020,4	30421,8	2031-2036
Т/сеть Молкомбинат	Подземная в непроходных каналах	1985	482	0,159	0,15	64728,66	1,35	1	1,03	43382,5	13014,8	56397,3	2031-2036
приборы учета - П-5	Подземная в непроходных каналах	1985	1064,14	0,72	0,7	177661	1,35	1	1,03	262882,6	78864,8	341747,4	2031-2036
ТК-109/2-ТК-112/2	Подземная в непроходных каналах	1989	413	0,53	0,5	136721	1,35	1	1,03	78515,7	23554,7	102070,4	2031-2036
ТК-107/2-ТК-109/2	Подземная в непроходных каналах	1989	115	0,325	0,3	98054,51	1,35	1	1,03	15679,7	4703,9	20383,5	2031-2036
ТК-94/2-ТК-92/2	Подземная в непроходных каналах	1984	42	0,219	0,2	77128,15	1,35	1	1,03	4504,4	1351,3	5855,7	2031-2036
ТК-101/2-Бойл,н,Плато	Подземная в непроходных каналах	1995	198	0,273	0,25	92159,82	1,35	1	1,03	25373,3	7612,0	32985,4	2031-2036
ТК-15-ТК-78/2	Подземная в непроходных каналах	1996	310	0,426	0,4	116251	1,35	1	1,03	50110,6	15033,2	65143,7	2031-2036
ТК-78/2-ТК-76/2	Подземная в непроходных каналах	1992	204	0,426	0,4	116251	1,35	1	1,03	32976,0	9892,8	42868,8	2031-2036
П-8А-ТК-92/1	Подземная в непроходных каналах	1995	923	0,63	0,6	157191	1,35	1	1,03	201743,9	60523,2	262267,0	2031-2036
ВК-УТ-4	Подземная в непроходных каналах	1980	112	0,426	0,4	116251	1,35	1	1,03	18104,5	5431,3	23535,8	2031-2036
УТ-2-УТ-3	Подземная в непроходных каналах	1994	72	0,219	0,2	77128,15	1,35	1	1,03	7721,8	2316,5	10038,3	2031-2036
ТК-96/2-ТК-101/2	Подземная в непроходных каналах	2003	218	0,325	0,3	98054,51	1,35	1	1,03	29723,2	8916,9	38640,1	2037-2042

Как определено в Главе 12 Обосновывающих материалов, источником финансирования мероприятий в рамках данной группы проектов является статья "амортизационные отчисления" в тарифе на тепловую энергию.

Доля ветхих тепловых сетей в общем количестве сетей, подлежащих замене, в течение расчетного срока Схемы теплоснабжения очень значительна. Необходимые затраты на реконструкцию ветхих тепловых сетей многократно превышают величину амортизационных отчислений в тарифе на тепловую энергию, устанавливаемом для теплоснабжающих организаций. Таким образом, мероприятия на реконструкцию ветхих тепловых сетей не могут быть в полном объеме профинансированы без привлечения дополнительных источников финансирования.

Причиной сложившейся ситуации является недофинансирование реконструкции ветхих тепловых сетей в предыдущие годы. Во избежание превышения предельных индексов роста тарифа на тепловую энергию для конечных потребителей рекомендуется в качестве источника финансирования мероприятий по реконструкции ветхих тепловых сетей рассмотреть бюджет г. Мурманска. Все другие источники финансирования, в том числе инвестиционная составляющая, неизбежно приведут к недопустимому росту тарифа.

Альтернативным вариантом финансирования реконструкции ветхих тепловых сетей является привлечение денежных средств теплоснабжающих и (или) теплосетевых организаций с последующей передачей тепловых сетей на баланс данных организаций.

Своевременная замена ветхих тепловых сетей позволяет поддерживать тепловые сети в удовлетворительном состоянии, обеспечивает нормативную надежность системы теплоснабжения, значительно снижает повреждаемость тепловых сетей.

Капитальные вложения в реализацию группы проектов №6 по теплоснабжающим организациям приведены в таблицах ниже.

Сводные капитальные затраты данной группы проектов составят по сценариям 27266,0 млн. руб. (без НДС). Проекты предполагаются к реализации в течение 2023 – 2042 гг.

**Таблица 99 – Сводные финансовые потребности в реализации проектов группы №6 для сценария 1**

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042	2023-2042
ПИР и ПСД	млн. руб.	108,4	87,6	88,1	105,5	103,6	108,9	103,4	646,5	485,8	1853,4
Оборудование	млн. руб.	1038,9	839,5	844,9	1011,3	993,1	1044,3	991,5	6198,2	4657,6	17769,7
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	446,8	361,1	363,4	435,0	427,2	449,2	426,5	2665,9	2003,3	7642,9
Всего капитальные затраты	млн. руб.	1594,0	1288,1	1296,4	1551,8	1523,9	1602,4	1521,4	9510,6	7146,6	27266,0
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	млн. руб.	318,8	257,6	259,3	310,4	304,8	320,5	304,3	1902,1	1429,3	5453,2
Всего стоимость проекта	млн. руб.	1912,8	1545,8	1555,7	1862,2	1828,6	1922,9	1825,7	11412,7	8575,9	32719,2

**Таблица 100 – Сводные финансовые потребности в реализации проектов группы №6 для ТСО для сценария 1**

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2036	2037-2042	2023-2042
АО «Мурманская ТЭЦ»											
ПИР и ПСД	млн. руб.	7,7	4,7	7,3	32,8	30,9	36,3	30,8	275,8	117,0	543,3
Оборудование	млн. руб.	74,3	44,9	70,0	314,7	296,5	347,6	294,9	2644,4	1121,7	5208,9
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	32,0	19,3	30,1	135,3	127,5	149,5	126,8	1137,4	482,4	2240,4
Всего капитальные затраты	млн. руб.	114,0	68,9	107,4	482,8	454,9	533,4	452,5	4057,5	1721,1	7992,6
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	млн. руб.	22,8	13,8	21,5	96,6	91,0	106,7	90,5	811,5	344,2	1598,5
Всего стоимость проекта	млн. руб.	136,8	82,6	128,9	579,4	545,9	640,1	543,0	4869,1	2065,3	9591,11
АО «МЭС»											
ПИР и ПСД	млн. руб.	100,6	82,9	80,8	72,7	72,7	72,7	72,7	370,7	368,8	1310,1
Оборудование	млн. руб.	964,6	794,6	774,9	696,7	696,7	696,7	696,7	3553,8	3535,9	12560,8
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	414,9	341,8	333,3	299,6	299,6	299,6	299,6	1528,5	1520,8	5402,5
Всего капитальные затраты	млн. руб.	1480,0	1219,3	1188,9	1069,0	1069,0	1069,0	1069,0	5453,0	5425,5	19273,4
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	млн. руб.	296,0	243,9	237,8	213,8	213,8	213,8	213,8	1090,6	1085,1	3854,7
Всего стоимость проекта	млн. руб.	1776,1	1463,1	1426,7	1282,7	1282,7	1282,7	1282,7	6543,6	6510,6	23128,1

## **6.8. Предложения по строительству и реконструкции и (или) модернизации насосных станций**

Реализация проектов, входящих в состав группы проектов №7 направлены на обеспечение устойчивого теплогидравлического режима передачи тепловой энергии от источников до потребителей.

Состав группы проектов № 7 «Строительство и реконструкция насосных станций» по Сценарию 1 приведён ниже:

1. Реконструкция насосной станции НС№7 66кв в зоне действия Восточной котельной с установкой требуемых параметров на существующих насосах на обратном трубопроводе, расход через насосную – более 1500 т/ч. При реализации данного мероприятия также потребуется выполнить реконструкцию на объектах АО «Мурманэнергосбыт», а также в тепловых пунктах потребителей. Объем реконструкции должен быть определен на стадии разработки проекта переключения нагрузки.

2. В зоне теплоснабжения Южной котельной для обеспечения необходимого уровня давления на конечных потребителях необходимо установить следующие параметры на насосной НС №4: давление на подающем трубопроводе на выходе из НС № 4 на 150,0 м, давление на обратном трубопроводе на входе в насосную 40,0 м. При перспективном давлении на насосной станции давление у потребителя Кольский, 61 необходимо установить регулирующий клапан подпора «до себя».

Сценарий 2 предполагает следующие мероприятия:

1. Реконструкция насосной станции НС№7 66кв в зоне действия Восточной котельной с установкой требуемых параметров на существующих насосах на обратном трубопроводе, расход через насосную – более 1500 т/ч;

2. В зоне теплоснабжения Южной котельной для обеспечения необходимого уровня давления на конечных потребителях необходимо установить следующие параметры на насосной НС №4: давление на подающем трубопроводе на выходе из НС № 4 на 150,0 м вод.ст., давление на обратном трубопроводе на входе в насосную 40,0 м вод.ст.. При перспективном давлении на насосной станции давление у потребителя Кольский, 61 необходимо установить регулирующий клапан подпора «до себя».

В настоящем разделе приведены результаты оценки финансовых потребностей для двух вариантов.

**Таблица 101 – Затраты на реализацию мероприятий по группе №7 по АО «Мурманская ТЭЦ»**

<b>Наименование мероприятия</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030-2042</b>	<b>Итого, млн. руб.</b>
Реконструкция насосной станции №7, источник теплоснабжения Восточная котельная	35,02	34,08	34,08	34,08				137,26
<b>Итого</b>	<b>35,02</b>	<b>34,08</b>	<b>34,08</b>	<b>34,08</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>137,26</b>

Капитальные вложения в реализацию группы проектов №7 по Сценариям приведены в таблицах 102 - 103. Сводные капитальные затраты этой группы проектов составят по сценарию 1 и 2 – 137,26 млн. руб. Проекты предполагаются к реализации в течение 2023 – 2028 гг.

**Таблица 102 – Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №7 по Сценарию 1 и 2**

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032 - 2042	2023-2042
ПИР и ПСД	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Оборудование	млн. руб.	20,4	19,9	19,9	19,9	0	0	0	0	0	80,07
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	8,8	8,5	8,5	8,5	0	0	0	0	0	34,31
Всего капитальные затраты	млн. руб.	29,18	28,40	28,40	28,40	0	0	0	0	0	114,38
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НДС	млн. руб.	5,84	5,68	5,68	5,68	0	0	0	0	0	22,88
Всего стоимость проекта	млн. руб.	35,02	34,08	34,08	34,08	0	0	0	0	0	137,26

**Таблица 103 – Финансовые потребности для реализации проектов группы №7 в разрезе ТСО по Сценарию 1 и 2**

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032 - 2042	2023-2042
ПИР и ПСД	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Оборудование	млн. руб.	20,4	19,9	19,9	19,9	0	0	0	0	0	80,07
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	8,8	8,5	8,5	8,5	0	0	0	0	0	34,31
Всего капитальные затраты	млн. руб.	29,18	28,40	28,40	28,40	0	0	0	0	0	114,38
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НДС	млн. руб.	5,84	5,68	5,68	5,68	0	0	0	0	0	22,88
Всего стоимость проекта	млн. руб.	35,02	34,08	34,08	34,08	0	0	0	0	0	137,26

## **РАЗДЕЛ 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ**

**7.1. Предложения по переводу существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого необходимо строительство индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов при наличии у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения**

В настоящем разделе приведены мероприятия по реконструкции и строительству входящие в состав группы проектов №8 и направлены на обеспечение организации закрытой схемы горячего водоснабжения - – котельная «Северная», находящаяся в эксплуатации АО «МЭС».

В соответствии Федеральным законом N 190-ФЗ "О теплоснабжении" (с учетом изменений от 30 декабря 2021 г.), законодательством Российской Федерации урегулированы положения, обеспечивающие надлежащий температурный режим подаваемой горячей воды и, как следствие, отсутствие условий для содержания бактерий в открытых системах горячего водоснабжения. Из указанного следует, что в случае, если открытые системы обеспечивают выполнение нормативных требований к горячей воде, то реализация мероприятий по "закрытию" открытой системы горячего водоснабжения по такой причине необязательна.

Законопроектом предусматривается признание утратившей силу нормы, устанавливающей запрет на осуществления горячего водоснабжения с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) с 1 января 2022 г., но одновременно сохраняется действие нормы части 8 статьи 29 Федерального закона от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ "О теплоснабжении", исключающей возможность подключения объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, что позволит обеспечить постепенное строительство закрытых систем горячего водоснабжения.

Проектом схемы теплоснабжения муниципального образования предусмотрен перевод потребителей на систему закрытого горячего водоснабжения. В ходе

проработки вопроса перевода на закрытую систему горячего водоснабжения рассмотрено два варианта:

– переход на закрытую систему теплоснабжения посредством установки теплообменников горячего водоснабжения в существующих зданиях ЦТП на тепловых сетях от котельной «Северная» и последующая организация четырехтрубной схемы теплоснабжения и ГВС до потребителя;

– переход на закрытую систему теплоснабжения посредством установки теплообменников ГВС непосредственно в зданиях, подключенных по элеваторной схеме.

### ***Установка теплообменников ГВС в существующих зданиях ЦТП***

В зоне действия котельной «Северная» на сегодняшний день организовано 5 ЦТП.

ЦТП №1 – обеспечивает тепловой энергией историческую застройку по пр. Героев-Североморцев. В зоне действия ЦТП№1 расположен 31 потребитель суммарной тепловой нагрузкой 1,6365 Гкал/ч. Горячее водоснабжение осуществляется у 3 из них, а именно:

1. Муниципальное образовательное учреждение Школа-интернат №1 с подключенной нагрузкой 0,1902 Гкал/ч, из которых ГВС – 0,0142 Гкал/ч;

2. Детский сад №39 с подключенной нагрузкой 0,0626 Гкал/ч, из которых ГВС – 0,0076 Гкал/ч;

3. Детский сад №149 с подключенной нагрузкой 0,055 Гкал/ч, из которых ГВС – 0,001 Гкал/ч.

Прочие жилые дома в зоне действия ЦТП №1 не имеют централизованного горячего водоснабжения.

В такой ситуации переоборудование ЦТП №1 для организации закрытой схемы ГВС является нерациональным.

Схемой теплоснабжения предлагается предусмотреть переключение данных потребителей на тепломагистраль по ул. Чумбарова-Лучинского с организацией закрытой схемы ГВС в ИТП потребителей. Для такого переключения требуется строительство тепловой сети 2Ду 80 протяженностью 250 м от тепломагистрали до потребителей.



ЦТП №2 - обеспечивает тепловой энергией историческую застройку в границах улиц: пр. Героев-Североморцев – ул. Чумбарова-Лучинского – ул. Калинина – ул. Кирпичная. В зоне действия ЦТП№2 расположены 15 потребителей суммарной тепловой нагрузкой 0,467 Гкал/ч. Централизованное горячее водоснабжение у потребителей не осуществляется.

ЦТП №3 - обеспечивает тепловой энергией историческую застройку в границах улиц: Бредова - Капустина. В зоне действия ЦТП№3 расположены 7 потребителей суммарной тепловой нагрузкой 0,304 Гкал/ч. Централизованное горячее водоснабжение у потребителей не осуществляется.

ЦТП №4 - обеспечивает тепловой энергией историческую застройку в границах улиц: пр. Героев-Североморцев – ул. Александра Невского – ул. Калинина – ул. Кирпичная. В зоне действия ЦТП№4 расположены 6 потребителей суммарной тепловой нагрузкой 0,3913 Гкал/ч. Горячее водоснабжение осуществляется у всех потребителей.

В случае отсутствия программ по расселению жителей данных домов и их сносу, схемой теплоснабжение предлагается предусмотреть модернизацию данного ЦТП с установкой пластинчатых теплообменников ГВС. Теплосети после ЦТП должны быть переложены с использованием неметаллических трубопроводов. Протяженность перекладываемых участков составляет 330 м.

При использовании стальных трубопроводов ГВС увеличиваются требования к качеству теплоносителя, подаваемого по этим трубопроводам. При реконструкции ЦТП с установкой теплообменников ГВС и организации четырёхтрубной схемы ГВС использование стальных трубопроводов ГВС приводит увеличению операционных и капитальных затрат на установку дополнительного оборудования для подготовки воды на ГВС. В связи с вышеизложенным, рекомендуется предусмотреть строительство трубопроводов ГВС из полимерных материалов.

Основные преимущества использования полимерных материалов:

1. Не подвергаются коррозии;
2. Надёжность и долговечность (срок эксплуатации составляет 50 лет);
3. Стоимость полиэтиленовых труб ниже стоимости стальных и чугунных при эквивалентной пропускной способности;

4. Полимерные трубы морозоустойчивы, химически и электрически нейтральны, коэффициент шероховатости в несколько раз ниже стали и чугуна, количество отложений на стенках в процессе эксплуатации значительно меньше;

5. Полимерные трубы устойчивы к подвижкам грунта в связи с высоким коэффициентом линейного удлинения;

6. Простота монтажа, которая уменьшает его себестоимость благодаря уменьшению затрат на мощную погрузочную технику и оплату труда;

ЦТП №5 - обеспечивает тепловой энергией промышленную и коммерческую застройку в промзоне по ул. Лобова - ул. Позднякова. В зоне действия ЦТП№5 расположены 5 потребителей суммарной тепловой нагрузкой 0,9538 Гкал/ч. Горячее водоснабжение осуществляется у всех потребителей по закрытой схеме.

Состав группы проектов для рассмотренного выше варианта организации закрытой схемы горячего водоснабжения посредством установки теплообменников горячего водоснабжения в существующих зданиях ЦТП на тепловых сетях от котельной, и последующая организация четырехтрубной схемы теплоснабжения и ГВС до потребителя представлен в таблице 104.

**Таблица 104 – Состав группы проектов №8 (организация 4-х трубной схемы теплоснабжения)**

Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труб-да, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2024, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс.руб.
ЦТП №4 - ТК-274	13,72	0,03	Подземная, в непроходных каналах	42 559,00	1,35	1	1,03	811,9
ТК-274 - ТК-273	24,26	0,03	Подземная, в непроходных каналах	42 559,00	1,35	1	1,03	1435,7
ТК-273 - ж/д ул. А. Невского д.96	9,83	0,03	Подземная, в непроходных каналах	42 559,00	1,35	1	1,03	581,7
ТК-273 - ТК-272	51,86	0,03	Подземная, в непроходных каналах	42 559,00	1,35	1	1,03	3069,0
ТК-272 - ж/д ул. А. Невского, 94	7,5	0,03	Подземная, в непроходных каналах	42 559,00	1,35	1	1,03	443,8
ТК-272 - ТК-271	26,55	0,03	Подземная, в непроходных каналах	42 559,00	1,35	1	1,03	1571,2
ТК-271 - ж/д ул. Кирпичная, 8	20,74	0,03	Подземная, в непроходных каналах	42 559,00	1,35	1	1,03	1227,4
ТК-271 - ТК-270	30,81	0,03	Подземная, в непроходных каналах	42 559,00	1,35	1	1,03	1823,3
ТК-270 - ж/д ул. А. Невского, 90	7,52	0,03	Подземная, в непроходных каналах	42 559,00	1,35	1	1,03	445,0
ТК-270 - ТК-269	28,56	0,03	Подземная, в непроходных каналах	42 559,00	1,35	1	1,03	1690,1
ТК-269 - ж/д ул. Кирпичная, 12	10,45	0,03	Подземная, в непроходных каналах	42 559,00	1,35	1	1,03	618,4
ТК-269 - ТК-268	53,42	0,03	Подземная, в непроходных каналах	42 559,00	1,35	1	1,03	3161,3
ТК-268 - ж/д ул. Кирпичная, 6	48,74	0,03	Подземная, в непроходных каналах	42 559,00	1,35	1	1,03	2884,3
ТК-503 - Мурманский КЦСОН	70	0,07	Подземная, в непроходных каналах	48 700,00	1,35	1	1,03	4740,2
ТК-94 - потребители ЦТП 62кв	250	0,08	Подземная, в непроходных каналах	50 599,82	1,35	1	1,03	17589,8

В настоящий момент в г. Мурманске действует программа перевода на закрытую систему теплоснабжения (горячего водоснабжения) многоквартирных домов в Ленинском административном округе г. Мурманска, утвержденная постановлением Правительства Мурманской области от 17.01.2022 № 21-ПП.

Участниками данной программы являются:

- АО «Мурманскэнергосбыт»;
- ГОУП «Мурманскводоканал»;
- НКО «Фонд капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Мурманской области»;
- МУП «Североморскводоканал»;
- Управляющие компании.

Целью данной программы является обеспечение жителей Ленинского административного округа г. Мурманска качественной горячей водой.

Основной задачей является перевод системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) Ленинского административного округа г. Мурманска с открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытую.

Данная программа разделена на два этапа со сроками реализации:

- первый этап: 2021 г. (завершен);
- второй этап: 2022-2025 гг.

Стоимость работ за весь период реализации программы в ценах соответствующих лет составляет 2 691 283,16 тыс. рублей, в том числе:

- на 2021 год - 75 034,54 тыс. рублей;
- на 2022 год - 779 965,49 тыс. рублей;
- на 2023 год - 942 305,13 тыс. рублей;
- на 2024 год - 485 593,47 тыс. рублей;
- на 2025 год - 408 384,53 тыс. рублей;

Программа включает в себя такие мероприятия:

- проведение работ по реконструкции системы теплоснабжения в зоне деятельности АО «Мурманскэнергосбыт»;
- проведение работ по замене сетей водоснабжения в зоне деятельности ГОУП «Мурманск водоканал» и МУП «Североморскводоканал»;
- ремонт в многоквартирных домах тепловых пунктов с полной заменой оборудования в рамках реализации региональной программы капитального ремонта

общего имущества в многоквартирных домах, расположенных на территории Мурманской области.

I этап программы предусматривал перевод на закрытую систему 29 многоквартирных домов без необходимости проведения работ в зоне деятельности ресурсоснабжающих организаций. Из резервного фонда правительства Мурманской области были выделены средства в размере 75 034 537,20 рубля для перечисления некоммерческой организации «Фонд капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах в Мурманской области» в виде субсидий на реализацию мероприятий по проведению замены индивидуальных тепловых пунктов в 29 многоквартирных домах для своевременного выполнения работ по переходу на закрытую систему теплоснабжения (горячего водоснабжения) в Ленинском административном округе города.

**Таблица 105 - Перечень многоквартирных домов, перевод на закрытую систему которых реализован в период с 2021 по 2023 года**

№ п/п	Наименование улицы	№ дома
<b>2021 год</b>		
1	ул. Александра	2
2	ул. Александра	4/1
3	ул. Александра	6
4	ул. Александра	8
5	ул. Александра	10
6	ул. Александра	12
7	ул. Александра	14
8	ул. Александра	16
9	ул. Александра	18
10	ул. Александра	20
11	ул. Александра	22
12	ул. Александра	24/1
13	пр-д Ивана Халатина	4
14	пр-д Ивана Халатина	8
15	пр-д Ивана Халатина	10
16	пр-д Ивана Халатина	12
17	пр-д Ивана Халатина	14
18	пр-д Ивана Халатина	16
19	пр-д Ивана Халатина	20
20	ул. Аскольдовцев	3
21	ул. Аскольдовцев	5
22	ул. Аскольдовцев	11
23	ул. Аскольдовцев	15
24	ул. Аскольдовцев	17
25	ул. Аскольдовцев	19
26	ул. Чумбарова-Лучинского	16
27	ул. Чумбарова-Лучинского	18
28	ул. Чумбарова-Лучинского	20
29	ул. Чумбарова-Лучинского	24
<b>2022</b>		
1	АЛЕКСАНДРОВА	26
2	АЛЕКСАНДРОВА	30к.1
3	АЛЕКСАНДРОВА	30к.2

№ п/п	Наименование улицы	№ дома
4	АЛЕКСАНДРОВА	28
5	АЛЕКСАНДРОВА	30к.3
6	АЛЕКСАНДРОВА	34к.1
7	АЛЕКСАНДРОВА	34к.2
8	АЛЕКСАНДРОВА	36
9	АЛЕКСАНДРОВА	38
10	АЛЕКСАНДРОВА	40
11	АСКОЛЬДОВЦЕВ	35
12	АСКОЛЬДОВЦЕВ	43
13	АСКОЛЬДОВЦЕВ	12
14	АСКОЛЬДОВЦЕВ	25к.3
15	АСКОЛЬДОВЦЕВ	41
16	АСКОЛЬДОВЦЕВ	45
17	АСКОЛЬДОВЦЕВ	25к.4
18	АСКОЛЬДОВЦЕВ	29
19	АСКОЛЬДОВЦЕВ	31
20	АСКОЛЬДОВЦЕВ	47
21	АСКОЛЬДОВЦЕВ	25
22	АСКОЛЬДОВЦЕВ	25к.1
23	АСКОЛЬДОВЦЕВ	25к.2
24	АСКОЛЬДОВЦЕВ	27
25	АСКОЛЬДОВЦЕВ	33
26	АСКОЛЬДОВЦЕВ	35к.1
27	АСКОЛЬДОВЦЕВ	37
28	АСКОЛЬДОВЦЕВ	47а
29	Г.СЕВЕРОМОРЦЕВ	7к.1
30	Г.СЕВЕРОМОРЦЕВ	9к.1
31	Г.СЕВЕРОМОРЦЕВ	13
32	Г.СЕВЕРОМОРЦЕВ	15к.1
33	Г.СЕВЕРОМОРЦЕВ	11к.1
34	Г.СЕВЕРОМОРЦЕВ	17к.2
35	Г.СЕВЕРОМОРЦЕВ	11к.2
36	Г.СЕВЕРОМОРЦЕВ	5к.1
37	Г.СЕВЕРОМОРЦЕВ	7к.2
38	Г.СЕВЕРОМОРЦЕВ	15к.2
39	Г.СЕВЕРОМОРЦЕВ	19
40	Г.СЕВЕРОМОРЦЕВ	72
41	Г.СЕВЕРОМОРЦЕВ	76к.1
42	Г.СЕВЕРОМОРЦЕВ	78к.1
43	Г.СЕВЕРОМОРЦЕВ	9к.2
44	ГАГАРИНА	29
45	ГАГАРИНА	27
46	ГАГАРИНА	31
47	ИНЖЕНЕРНАЯ	1
48	ИНЖЕНЕРНАЯ	8
49	ИНЖЕНЕРНАЯ	10
50	ЛОБОВА	11к.7
51	МАЯКОВСКОГО	21
52	МАЯКОВСКОГО	1

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование улицы</b>	<b>№ дома</b>
53	МАЯКОВСКОГО	3
54	МИРОНОВА	3
55	МИРОНОВА	12
56	МИРОНОВА	14
57	НЕВСКОГО	71
58	НЕВСКОГО	80
59	НЕВСКОГО	89
60	НЕВСКОГО	73
61	НЕВСКОГО	82
62	НЕВСКОГО	88
63	НИКОЛАЕВА	8
64	НИКОЛАЕВА	6
65	НИКОЛАЕВА	13
66	НИКОЛАЕВА	15
67	П.МОРОЗОВА	5к.3
68	С.КОВАЛЕВА	10
69	С.КОВАЛЕВА	14
70	С.КОВАЛЕВА	20
71	СВЕРДЛОВА	40к.1
72	СВЕРДЛОВА	66
73	СВЕРДЛОВА	68
74	СВЕРДЛОВА	70
75	СВЕРДЛОВА	72
76	СВЕРДЛОВА	74
77	СВЕРДЛОВА	40к.2
78	СВЕРДЛОВА	40к.3
79	СВЕРДЛОВА	40к.4
80	СВЕРДЛОВА	40к.5
81	СВЕРДЛОВА	82
82	УШАКОВА	5к.2
83	ХЛОБЫСТОВА	9
84	ХЛОБЫСТОВА	18
85	ХЛОБЫСТОВА	3
86	ХЛОБЫСТОВА	5
87	ХЛОБЫСТОВА	11
88	Ч.ЛУЧИНСКОГО	11
89	Ч.ЛУЧИНСКОГО	21
90	Ч.ЛУЧИНСКОГО	7
91	Ч.ЛУЧИНСКОГО	15
92	Ч.ЛУЧИНСКОГО	17
93	Ч.ЛУЧИНСКОГО	27
94	Ч.ЛУЧИНСКОГО	25
95	Ч.ЛУЧИНСКОГО	13
96	Ч.ЛУЧИНСКОГО	5
97	Ч.ЛУЧИНСКОГО	9
98	Ч.ЛУЧИНСКОГО	19
99	Ч.ЛУЧИНСКОГО	23
100	Ч.ЛУЧИНСКОГО	29
101	Ч.ЛУЧИНСКОГО	32к.1

№ п/п	Наименование улицы	№ дома
102	Ч.ЛУЧИНСКОГО	32к.2
103	Ч.ЛУЧИНСКОГО	32к.3
104	Ч.ЛУЧИНСКОГО	33
105	Ч.ЛУЧИНСКОГО	40к.1
106	Ч.ЛУЧИНСКОГО	40к.2
107	Ч.ЛУЧИНСКОГО	40к.3
<b>2023 год</b>		
1	АСКОЛЬДОВЦЕВ	16
2	АСКОЛЬДОВЦЕВ	30к.2
3	АСКОЛЬДОВЦЕВ	38
4	АСКОЛЬДОВЦЕВ	18
5	АСКОЛЬДОВЦЕВ	20
6	АСКОЛЬДОВЦЕВ	24
7	АСКОЛЬДОВЦЕВ	26к.1
8	АСКОЛЬДОВЦЕВ	26к.2
9	АСКОЛЬДОВЦЕВ	30к.1
10	АСКОЛЬДОВЦЕВ	32
11	АСКОЛЬДОВЦЕВ	34
12	АСКОЛЬДОВЦЕВ	36
13	АСКОЛЬДОВЦЕВ	26к.3
14	АСКОЛЬДОВЦЕВ	22
15	Г.СЕВЕРОМОРЦЕВ	5к.3
16	Г.СЕВЕРОМОРЦЕВ	78к.2
17	Г.СЕВЕРОМОРЦЕВ	21
18	Г.СЕВЕРОМОРЦЕВ	23к.2
19	Г.СЕВЕРОМОРЦЕВ	31
20	Г.СЕВЕРОМОРЦЕВ	56
21	Г.СЕВЕРОМОРЦЕВ	58
22	Г.СЕВЕРОМОРЦЕВ	62
23	Г.СЕВЕРОМОРЦЕВ	66к.19
24	Г.СЕВЕРОМОРЦЕВ	76к.2
25	ГАГАРИНА	25к.2
26	ГАГАРИНА	13
27	Лобова	5
28	Лобова	1
29	МИРОНОВА	1
30	МИРОНОВА	13
31	МИРОНОВА	4
32	МИРОНОВА	6
33	МИРОНОВА	16к.32
34	НЕВСКОГО	69к.51
35	НЕВСКОГО	91
36	НЕВСКОГО	83
37	НЕВСКОГО	75
38	НЕВСКОГО	79
39	НЕВСКОГО	87
40	НЕВСКОГО	92
41	НЕВСКОГО	95
42	НЕВСКОГО	97к.60
43	НЕВСКОГО	98
44	П.МОРОЗОВА	4а
45	СВЕРДЛОВА	2к.2
46	СВЕРДЛОВА	2к.6
47	СВЕРДЛОВА	6к.1
48	СВЕРДЛОВА	12к.2
49	СВЕРДЛОВА	2к.1
50	СВЕРДЛОВА	2к.5
51	СВЕРДЛОВА	4к.1
52	СВЕРДЛОВА	4к.2



№ п/п	Наименование улицы	№ дома
53	СВЕРДЛОВА	6к.3
54	СВЕРДЛОВА	8к.2
55	СВЕРДЛОВА	8к.3
56	СВЕРДЛОВА	8к.4
57	СВЕРДЛОВА	8к.5
58	СВЕРДЛОВА	12к.4
59	ХЛОБЫСТОВА	20к.1
60	ХЛОБЫСТОВА	7
61	ХЛОБЫСТОВА	14к.4
62	ХЛОБЫСТОВА	16к.2
63	ХЛОБЫСТОВА	14к.1
64	ХЛОБЫСТОВА	13
65	ХЛОБЫСТОВА	14к.2
66	ХЛОБЫСТОВА	14к.3
67	ХЛОБЫСТОВА	15
68	ХЛОБЫСТОВА	16к.3
69	ХЛОБЫСТОВА	17
70	ХЛОБЫСТОВА	20к.2
71	Ч.ЛУЧИНСКОГО	12
72	Ч.ЛУЧИНСКОГО	10
73	Ч.ЛУЧИНСКОГО	6
74	Ч.ЛУЧИНСКОГО	8
75	Ч.ЛУЧИНСКОГО	46к.1
76	Ч.ЛУЧИНСКОГО	46к.2
77	Ч.ЛУЧИНСКОГО	48к.1
78	Ч.ЛУЧИНСКОГО	50

II этап программы предполагает проведение мероприятий в зоне деятельности ресурсоснабжающих организаций. Перечни мероприятий ресурсоснабжающих организаций представлены в таблицах ниже.

#### ***Установка теплообменников ГВС непосредственно в ИТП потребителей***

В зоне действия котельной «Северная» и ТЦ «Росляково-1» 559 ИТП потребителей подключены по элеваторной схеме и имеют открытую систему ГВС.

Схемой теплоснабжения, для таких потребителей предлагается организация закрытой схемы ГВС с модернизацией существующих ИТП потребителей и установкой теплообменников на ГВС. Расчет затрат на данное мероприятие выполнен на основе Постановления Правительства Мурманской области от 31.03.2014 N 170-ПП (с изменениями от 13.07.2022 г.) "Об установлении размера предельной стоимости услуг и (или) работ по капитальному ремонту общего имущества в многоквартирном доме, которая может оплачиваться НКО "ФКР МО" за счет средств фонда капитального ремонта, сформированного исходя из минимального размера взноса на капитальный ремонт", которым установлена предельная стоимость замены теплообменника в МКД в размере 2771,34 тыс. руб.

Мероприятия по закрытию ГВС предлагается осуществить с 2022 по 2025 годы.

Перечень многоквартирных домов, предлагаемых к переводу на закрытую систему ГВС с помощью установки ИТП у потребителей в период с 2024 по 2025 гг., приведены в п.9.1.2 Главы 9 Обосновывающих материалов «Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения». Суммарные капиталовложения в модернизацию ИТП потребителей оцениваются в 604152,12 тыс. руб.

Для создания потребителям условий, обеспечивающих переход на закрытую схему теплоснабжения (горячего водоснабжения), на источнике, тепловых сетях и объектах на них (ЦТП) схемой теплоснабжения предусматривается проведение ряда мероприятий необходимых для оптимизации гидравлического режима работы от котельных «Северная» и ТЦ «Росляково-1» в зоне деятельности АО «Мурманэнергосбыт», а также мероприятия по реконструкции водопроводных сетей в зоне деятельности ГОУП «Мурманскводоканал» и МУП «Североморскводоканал». Перечень требуемых мероприятий представлен в таблице 106.

**Таблица 106 - Перечень мероприятий по переходу на закрытую схему теплоснабжения от котельной «Северная»**

№ п/п	Объект, участок т/сети, основное оборудование	Количество оборудования, шт. Протяженность, м	2021	2022	2023	2024	2025
1	<b>Котельная «Северная»</b>						
1.1	Замена водогрейного котла ПТВМ-30 ст. № 3	1	Проект	проект/СМР			
1.2	Замена подогревателей сетевой воды ПСВ-315	2		Проект	СМР		
1.3	Замена сетевых насосов СЭ-1250 ст№1,2,3,4	4		Проект	СМР		
1.4	Замена рециркуляционных насосов НКУ-250 ст.№1,	2	Проект	СМР			
1.5	Замена подпиточных насосов 14СД-9 ст №1,2	2		Проект	СМР		
1.6	Замена подпиточных насосов 200Д-60 ст №6, 200Д-90 ст№3,5	3		Проект	СМР		

№ п/п	Объект, участок т/сети, основное оборудование		Количество оборудования, шт Протяженность, м	2021	2022	2023	2024	2025
<b>2</b>	<b>ЦТП</b>							
2.1	ЦТП 175 кв.	Установка сетевых насосов	2	Проект	СМР			
2.2		Замена сетевого насоса СН-3	1	Проект	СМР			
2.3	ЦТП 171 кв.	Установка сетевых насосов	2	Проект	СМР			
2.4	ЦТП 203 кв.	Установка сетевых насосов	2	Проект	СМР			
2.5	ЦТП 207 кв.	Установка сетевых насосов	3	Проект	СМР			
2.6	Элеваторный узел А. Невского	Установка водоподогревателя ГВС	1	Проект	СМР			
<b>3</b>	<b>Участки тепловых сетей</b>							
3.1	Перекладка тепловых сетей		2134		Проект	Проект/СМР	СМР	СМР
	<b>Итого стоимость работ, тыс. руб</b>		<b>701 592,695</b>		<b>345533,918</b>	<b>259739,695</b>	<b>72739,362</b>	<b>23579,72</b>

**Таблица 107 - Перечень мероприятий по обеспечению качественного горячего водоснабжения от котельной ТЦ «Росляково-1»**

<b>№ п/п</b>	<b>Объект, участок т/сети, основное оборудование</b>	<b>Количество оборудования, шт Протяженность, м</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>
<b>1</b>	<b>Котельная ТЦ «Росляково-1»</b>						
1.1	Замена сетевых насосов	2		Проект	СМР		
<b>2</b>	<b>Участки тепловых сетей</b>						
2.1	Перекладка тепловых сетей	2266		Проект	СМР		
<b>Итого стоимость работ, тыс. руб</b>		<b>80 413,2</b>		<b>4533,6</b>	<b>75879,6</b>		

Ориентировочные затраты на мероприятия в зоне ответственности АО «МЭС» составляют 782 005,895 тыс. руб. с учетом НДС в текущих ценах. Окончательная стоимость работ будет определена по результатам разработки проектной документации.

Потребность в финансировании из областного бюджета составит (в ценах соответствующих лет):

Итого	2022	2023	2024	2025
748728,22	354825,75	276265,36	87826,57	29810,54

В рамках инвестиционной программы ГОУП «Мурманскводоканал» в сфере водоснабжения на 2021-2040 годы, утвержденной приказом Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Мурманской области от 27.10.2020 N187, предусмотрены мероприятия по реконструкции водопроводных сетей в целях перевода открытой системы горячего водоснабжения Ленинского административного округа города Мурманска на закрытую.

Специалистами ГОУП «Мурманскводоканал» проведено обследование многоквартирных домов, определены протяжённость сетей водоснабжения, требующих замены. Сведения о необходимом объеме финансирования представлены в таблице ниже.

**Таблица 108 - Сведения о протяжённости водопроводных сетей, подлежащих замене при реализации мероприятий по переходу на закрытую схему горячего водоснабжения, и необходимом объеме финансирования за период с 2022 по 2025 год**

Период	Протяженность трубопроводов к замене (м.п.)	Стоимость (тыс. руб)
<b>Замена вводов в многоквартирные дома</b>		
2022	1617,9	16181,77
2023	1550,5	15656,79
2024	1318,8	13452,63
2025	1139	11742,86
<b>Замена внутриквартальных и магистральных сетей водоснабжения</b>		
2022	7125	64503,84
2023	8500	82907,35
2024	6200	61665,76
2025	6675	61690,68
<b>Суммарная стоимость затрат</b>		<b>327801,66</b>

По результатам проведённого обследования сетей водоснабжения в жилом районе Росляково, установлена необходимость реализации мероприятий по реконструкции сетей водоснабжения, сведения о протяжённости и необходимом объеме финансирования представлены в таблице ниже.

**Таблица 109 - Перечень мероприятий по реконструкции водопроводных сетей в жилом районе Росляково**

№ п/п	Реконструируемый участок сети водоснабжения	Протяженность, м.п.	2022 тыс. руб.	2023 тыс. руб.
1	Реконструкция участка сети по ул. Приморской Ду=500 мм	320	1500	5481,33
2	Реконструкция участка сети по ул. Советской ( от В-1 до В-6) Ду=200 мм	465		7340,99
3	Реконструкция участка сети по ул. Советской (от МКД № 15 до МКД № 19) Ду=80 мм	34		647,07
Итого стоимость работ			1500	13 496,39
<b>Общая стоимость работ в текущих ценах</b>			<b>14 996,39</b>	

Таким образом, полный состав группы проектов для организации закрытой схемы горячего водоснабжения посредством установки теплообменников горячего водоснабжения в существующих зданиях ЦТП на тепловых сетях от котельной с последующей организацией четырехтрубной схемы теплоснабжения и ГВС до потребителя, затраты на оснащение многоквартирных жилых домов автоматизированными индивидуальными тепловыми пунктами без теплообменников ГВС и реконструкцию сетей водоснабжения и перечни мероприятий ресурсоснабжающих организаций представлены в таблицах выше соответственно.

**7.2. Предложения по переводу существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого отсутствует необходимость строительства индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов по причине отсутствия у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения**

В качестве возможных вариантов перехода на закрытую схему в схеме теплоснабжения рассмотрен перевод либо посредством установки теплообменников горячего водоснабжения в существующих зданиях ЦТП на тепловых сетях от котельной, и последующей организации четырехтрубной схемы теплоснабжения и ГВС до потребителя, либо оснащением многоквартирных жилых домов без теплообменников ГВС автоматизированными индивидуальными тепловыми пунктами.

## **РАЗДЕЛ 8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ**

### **8.1. Перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии по видам основного, резервного и аварийного топлива на каждом этапе**

В рамках актуализации Схемы теплоснабжения на 2023-2042 год, представлены два наиболее вероятных сценария развития энергетики региона:

1. Сценарий 1: Сохранение мазутозависимости для существующих источников и модернизация / оптимизация состава установленного оборудования котельных, с перевод маломощных котельных на другой вид топлива (биотопливо);
2. Сценарий 2. Газификация Мурманской области.

Проекты, предусматривающие перевод источников теплоснабжения Мурманской области на использования магистрального сетевого газа, в настоящее время планируются Правительством Мурманской области совместно с газодобывающей компанией ПАО «Газпром» и возможны к реализации после окончательного согласования Схемы газоснабжения и газификации города Мурманска, и внесения изменений в документы территориального планирования.

В настоящее время, теплоснабжающие организации города приступили к проработке мероприятий по капитальным вложениям, реконструкциям, модернизациям, замене тепловых сетей и диспетчеризации на источниках города.

Перспективные топливные балансы по источникам теплоснабжения г. Мурманска представлены в таблицах 110–111.



**Таблица 110 – Топливный баланс источников тепловой энергии г. Мурманска (Сценарий №1)**

Показатель	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035-2042
<b>Мурманская ТЭЦ</b>														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	167,70	167,70	173,29	173,35	173,35	173,35	147,21	147,21	147,21	147,21	147,21	147,21	147,21
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	717,41	796,50	803,36	813,47	813,47	813,56	701,37	701,37	701,37	701,37	701,37	701,37	701,37
Расход условного топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	114,53	127,61	128,68	130,35	130,35	130,36	113,83	113,83	113,83	113,83	113,83	113,83	113,83
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	159,64	160,21	160,17	160,24	160,24	160,23	162,30	162,30	162,30	162,30	162,30	162,30	162,30
Расход натурального топлива	тыс. т	83,90	93,92	93,92	95,15	95,15	95,15	83,09	83,09	83,09	83,09	83,09	83,09	83,09
Максимальный часовой расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	26771,3	26867,0	27755,8	27777,9	27777,9	27776,9	23891,2	23891,2	23891,2	23891,2	23891,2	23891,2	23891,2
<b>Южная котельная</b>														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	215,50	215,50	220,58	227,58	227,58	227,58	227,58	227,58	227,58	227,58	227,58	227,58	227,58
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	896,10	958,70	959,76	1005,95	1005,95	1006,06	1006,06	1006,06	1006,06	1006,06	1006,06	1006,06	1006,06
Расход условного топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	141,13	151,00	151,16	158,44	158,44	158,48	158,48	158,48	158,48	158,48	158,48	158,48	158,48
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	157,50	157,50	157,50	157,51	157,51	157,53	157,53	157,53	157,53	157,53	157,53	157,53	157,53
Расход натурального топлива	тыс. т	105,97	110,22	110,34	115,65	115,65	115,68	115,68	115,68	115,68	115,68	115,68	115,68	115,68
Максимальный часовой расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	33939,72	33940,66	34741,61	35844,55	35844,55	35849,96	35849,96	35849,96	35849,96	35849,96	35849,96	35849,96	35849,96
<b>Восточная котельная</b>														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	128,79	128,79	129,01	133,46	133,46	133,46	179,61	179,61	179,61	179,61	179,61	179,61	179,61
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	519,52	478,08	477,46	502,17	501,82	500,98	599,04	699,55	699,55	699,55	699,55	699,55	699,55
Расход условного топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	82,05	75,24	75,14	78,96	78,91	78,77	95,60	112,86	112,86	112,86	112,86	112,86	112,86
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	157,93	157,38	157,37	157,23	157,25	157,23	159,60	161,33	161,33	161,33	161,33	161,33	161,33
Расход натурального топлива	тыс. т	61,34	54,92	54,84	57,63	57,60	57,50	69,78	82,38	82,38	82,38	82,38	82,38	82,38
Максимальный часовой расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	20340,30	20269,26	20302,20	20984,69	20987,76	20984,91	28664,66	28976,06	28976,06	28976,06	28976,06	28976,06	28976,06

Показатель	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035-2042
<b>Котельная "Северная"</b>														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	143,38	144,72	146,89	149,44	149,44	149,44	149,44	149,44	149,44	149,44	149,44	149,44	149,44
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	590,86	599,94	611,56	624,09	624,09	624,09	612,61	612,61	612,61	612,61	612,61	612,61	612,61
Расход условного топлива	тыс. Ту.т	96,88	98,50	100,57	102,80	102,80	102,80	100,76	100,76	100,76	100,76	100,76	100,76	100,76
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	164,01	164,22	164,47	164,74	164,74	164,74	164,49	164,49	164,49	164,49	164,49	164,49	164,49
Расход натурального топлива	тыс. т	73,20	74,38	75,89	77,51	77,51	77,51	76,01	76,01	76,01	76,01	76,01	76,01	76,01
Максимальный часовой расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	23516,83	23765,82	24159,95	24618,25	24618,25	24618,25	24581,99	24581,99	24581,99	24581,99	24581,99	24581,99	24581,99
<b>Котельная «Роста»</b>														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	23,27	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	99,95	100,45	100,45	100,45	100,45	100,45	100,45	100,45	100,45	100,45	100,45	100,45	100,45
Расход условного топлива	тыс. Ту.т	16,59	16,68	16,68	16,68	16,68	16,68	16,68	16,68	16,68	16,68	16,68	16,68	16,68
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	166,02	166,09	166,09	166,09	166,09	166,09	166,09	166,09	166,09	166,09	166,09	166,09	166,09
Расход натурального топлива	тыс. т	12,16	12,23	12,23	12,23	12,23	12,23	12,23	12,23	12,23	12,23	12,23	12,23	12,23
Максимальный часовой расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	3864,05	3898,99	3898,99	3898,99	3898,99	3898,99	3898,99	3898,99	3898,99	3898,99	3898,99	3898,99	3898,99
<b>Котельная "Абрам-Мыс"</b>														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45
Расход условного топлива	тыс. Ту.т	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63
Мазут	тыс. Ту.т	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	195,83	195,83	195,83	195,83	195,83	195,83	195,83	195,83	195,83	195,83	195,83	195,83	195,91
Расход натурального топлива														
Мазут	тыс. т	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	2,05
Максимальный часовой расход условного топлива														
Мазут	кг <sub>у.т</sub> /ч	631,49	631,49	631,49	631,49	631,49	631,49	631,49	631,49	631,49	631,49	631,49	631,49	631,49

Показатель	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035-2042
<b>Котельная ТЦ «Росляково -1»</b>														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	19,92	19,92	19,92	21,91	21,91	21,91	21,91	21,91	21,91	21,91	21,91	21,91	21,91
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	83,49	83,49	83,49	91,49	91,49	91,49	91,49	91,49	91,49	91,49	91,49	91,49	91,49
Расход условного топлива		13,77	13,77	13,77	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17
Мазут	тыс. т <sub>у.т</sub>	13,77	13,77	13,77	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17	15,17
Уголь	тыс. т <sub>у.т</sub>													0,00
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии														
Мазут	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	164,91	164,91	164,91	165,81	165,81	165,81	165,81	165,81	165,81	165,81	165,81	165,81	165,81
Расход натурального топлива														
Мазут	тыс. т	10,09	10,09	10,09	11,12	11,12	11,12	11,12	11,12	11,12	11,12	11,12	11,12	11,12
Максимальный часовой расход условного топлива														
Мазут	кг <sub>у.т</sub> /ч	3285,36	3285,36	3285,36	3632,20	3632,20	3632,20	3632,20	3632,20	3632,20	3632,20	3632,20	3632,20	3632,20
<b>Котельная ТЦ «Росляково Южное»</b>														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	1,98	1,98	1,98	Переключение на котельную ТЦ «Росляково-1»									
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	8,30	8,30	8,30										
Расход условного топлива		3,17	3,17	3,17										
Уголь	тыс. т <sub>у.т</sub>	3,17	3,17	3,17										
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии														
Уголь	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	381,88	381,88	381,88										
Расход натурального топлива														
Уголь	тыс. т	4,33	4,33	4,33										
Максимальный часовой расход условного топлива														
Уголь	кг <sub>у.т</sub> /ч	757,75	757,75	757,75										
<b>Котельная "Фестивальная"</b>														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	10,36	10,81	10,81	10,54	10,54	10,54	10,54	10,54	10,54	10,54	10,54	10,54	10,54
Расход условного топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	1,61	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69

Показатель	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035-2042
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	155,83	156,01	156,01	160,02	160,02	160,02	160,02	160,02	160,02	160,02	160,02	160,02	160,02
Расход натурального топлива	тыс. т	1,18	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23
Максимальный часовой расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	427,18	427,66	427,66	438,65	438,65	438,65	438,65	438,65	438,65	438,65	438,65	438,65	438,65
<b>Угольная котельная МУП "МУК"</b>														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	4,35	4,35	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58
Расход условного топлива		1,99	1,99	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82
Уголь	тыс. т <sub>у.т</sub>	1,99	1,99											
Древесная щепа	тыс. т <sub>у.т</sub>			0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии														
Уголь	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	467,71	457,24											
Древесная щепа	кг <sub>у.т</sub> /Гкал			181,78	181,78	181,78	181,78	181,78	181,78	181,78	181,78	181,78	181,78	181,78
Расход натурального топлива														
Уголь	тыс. т	2,59	2,53											
Древесная щепа	тыс. т			2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27
Максимальный часовой расход условного топлива														
Уголь	кг <sub>у.т</sub> /ч	543,01	530,86											
Древесная щепа	кг <sub>у.т</sub> /ч			211,25	211,25	211,25	211,25	211,25	211,25	211,25	211,25	211,25	211,25	211,25
<b>Котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее дизельная котельная МУП "МУК")</b>														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98
Расход условного топлива		0,46	0,46	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Дизель	тыс. т <sub>у.т</sub>	0,46	0,46											0,00
Древесная щепа	тыс. т <sub>у.т</sub>			0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии														
Дизель	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	155,12	155,12											0,00
Древесная щепа	кг <sub>у.т</sub> /Гкал			178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57

Показатель	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035-2042
Расход натурального топлива														
Дизель	тыс. т	0,32	0,32											0,00
Древесная щепа	тыс. т			1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48
Максимальный часовой расход условного топлива														
Дизель	кг <sub>у.т</sub> /ч	136,19	136,19											
Древесная щепа	кг <sub>у.т</sub> /ч			156,78	156,78	156,78	156,78	156,78	156,78	156,78	156,78	156,78	156,78	156,78
<b>Котельная АО "ММТП"</b>														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	18,40	18,40	18,40	18,40	18,40	18,40	18,40	18,40	18,40	18,40	18,40	18,40	19,00
Расход условного топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	3,18
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	167,36	167,36	167,36	167,36	167,36	167,36	167,36	167,36	167,36	167,36	167,36	167,36	167,36
Расход натурального топлива	тыс. т	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,32
Максимальный часовой расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	695,54	695,54	695,54	695,54	695,54	695,54	695,54	695,54	695,54	695,54	695,54	695,54	695,54
<b>Котельная АО "Завод ТО ТБО"</b>														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	57,59	113,23	116,23	116,73	117,23	118,23	118,23	118,23	118,23	118,23	118,23	118,23	118,23
Расход условного топлива		7,39	14,52	14,91	14,97	15,03	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16
Мазут	тыс. т <sub>у.т</sub>													0,00
Твердое топливо (ТБО)	тыс. т <sub>у.т</sub>	7,39	14,52	14,91	14,97	15,03	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16
Удельный расход у.т. на выработку тепловой энергии														
Мазут	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	184,83	184,83	184,83	184,83	184,83	184,83	184,83	184,83	184,83	184,83	184,83	184,83	184,83
Твердое топливо (ТБО)	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	333,42	190,48	188,33	187,98	187,64	186,97	186,97	186,97	186,97	186,97	186,97	186,97	186,97
Расход натурального топлива														
Мазут	тыс. т													0,00
Твердое топливо (ТБО)	тыс. т	41,25	81,11	83,26	83,62	83,98	84,69	84,69	84,69	84,69	84,69	84,69	84,69	84,69
Максимальный часовой расход условного топлива														
Мазут	кг <sub>у.т</sub> /ч	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18
Твердое топливо (ТБО)	кг <sub>у.т</sub> /ч	5138,05	2935,33	2902,09	2896,79	2891,55	2881,26	2881,26	2881,26	2881,26	2881,26	2881,26	2881,26	2881,26

Показатель	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035-2042
<b>Котельная №22</b>														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99
Расход условного топлива	тыс. Ту.т	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66
Расход натурального топлива	тыс. т	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39
Максимальный часовой расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97

**Таблица 111 – Топливный баланс источников тепловой энергии г. Мурманска (Сценарий №2)**

Показатель	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035-2042
<b>Мурманская ТЭЦ</b>														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	167,70	167,70	173,29	173,35	173,35	173,35	147,21	147,21	147,21	147,21	147,21	147,21	147,21
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	717,41	796,50	803,36	813,47	813,47	813,56	701,37	701,37	701,37	701,37	644,92	644,92	644,92
Расход условного топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	114,53	127,61	128,68	130,35	130,35	130,36	113,83	113,83	113,83	113,83	99,70	99,70	99,70
Мазут	тыс. т <sub>у.т</sub>	114,53	127,61	128,68	130,35	130,35	130,36	113,83	113,83	113,83	113,83			
Природный газ	тыс. т <sub>у.т</sub>											99,70	99,70	
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	159,64	160,21	160,17	160,24	160,24	160,23	162,30	162,30	162,30	162,30	154,59	154,59	154,59
Мазут	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	159,64	160,21	160,17	160,24	160,24	160,23	162,30	162,30	162,30	162,30			
Природный газ	кг <sub>у.т</sub> /Гкал											154,59	154,59	
Расход натурального топлива		83,90	93,92	93,92	95,15	95,15	95,15	83,09	83,09	83,09	83,09	87,24	87,24	87,24
Мазут	тыс. т	83,90	93,92	93,92	95,15	95,15	95,15	83,09	83,09	83,09	83,09			
Природный газ	млн.м3											87,24	87,24	87,24
Максимальный часовой расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	26771,34	26866,97	27755,75	27777,89	27777,89	27776,94	23891,16	23891,16	23891,16	23891,16	22757,32	22757,32	22757,32
Мазут	кг <sub>у.т</sub> /ч	26771,34	26866,97	27755,75	27777,89	27777,89	27776,94	23891,16	23891,16	23891,16	23891,16			
Природный газ	кг <sub>у.т</sub> /ч											22757,32	22757,32	22757,32
<b>Южная котельная</b>														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	215,50	215,50	220,58	227,58	227,58	227,58	227,58	227,58	227,58	227,58	227,58	227,58	227,58
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	896,10	958,70	959,76	1005,95	1005,95	1006,06	1006,06	1006,06	1006,06	972,96	972,96	972,96	972,96
Расход условного топлива		141,13	151,00	151,16	158,44	158,44	158,48	158,48	158,48	158,48	149,84	149,84	149,84	149,84
Мазут	тыс. т <sub>у.т</sub>	141,13	151,00	151,16	158,44	158,44	158,48	158,48	158,48	158,48				
Природный газ	тыс. т <sub>у.т</sub>										149,84	149,84	149,84	149,84
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кгу.т/Гкал													
Мазут	кгу.т/Гкал	157,50	157,50	157,50	157,51	157,51	157,53	157,53	157,53	157,53				157,36
Природный газ	кгу.т/Гкал										154,00	154,00	154,00	154,00
Расход натурального топлива														

Показатель	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035-2042
Мазут	тыс. т	105,97	110,22	110,34	115,65	115,65	115,68	115,68	115,68	115,68				
Природный газ	млн.м3										131,11	131,11	131,11	131,11
Максимальный часовой расход условного топлива	кгу.т/ч												0,00	
Мазут	кгу.т/ч	33939,72	33940,66	34741,61	35844,55	35844,55	35849,96	35849,96	35849,96	35849,96				
Природный газ	кгу.т/ч										35046,60	35046,60	35046,60	35046,60
<b>Восточная котельная</b>														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	128,79	128,79	129,01	133,46	133,46	133,46	159,61	159,61	159,61	159,61	159,61	159,61	159,61
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	519,52	478,08	477,46	502,17	501,82	500,98	599,04	572,48	572,48	572,48	572,48	572,48	572,48
Расход условного топлива	тыс. ту.т	82,05	75,24	75,14	78,96	78,91	78,77	95,60	88,16	88,16	88,16	88,16	88,16	88,16
Мазут	тыс. ту.т	82,05	75,24	75,14	78,96	78,91	78,77	95,60						
Природный газ	тыс. ту.т								88,16	88,16	88,16	88,16	88,16	88,16
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кгу.т/Гкал	157,93	157,38	157,37	157,23	157,25	157,23	159,60	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00
Мазут	кгу.т/Гкал	157,93	157,38	157,37	157,23	157,25	157,23	159,60						
Природный газ	кгу.т/Гкал								154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00
Расход натурального топлива		61,34	54,92	54,84	57,63	57,60	57,50	69,78	77,14	77,14	77,14	77,14	77,14	77,14
Мазут	тыс. т	61,34	54,92	54,84	57,63	57,60	57,50	69,78						
Природный газ	млн.м3								77,14	77,14	77,14	77,14	77,14	77,14
Максимальный часовой расход условного топлива	кгу.т/ч	20340,30	20269,26	20302,20	20984,69	20987,76	20984,91	25472,76	24579,74	24579,74	24579,74	24579,74	24579,74	24579,74
Мазут	кгу.т/ч	20340,30	20269,26	20302,20	20984,69	20987,76	20984,91	25472,76						
Природный газ	кгу.т/ч								24579,74	24579,74	24579,74	24579,74	24579,74	24579,74
<b>Котельная "Северная"</b>														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	143,38	144,72	146,89	149,44	149,44	149,44	149,44	149,44	149,44	149,44	149,44	149,44	149,44
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	590,86	599,94	611,56	624,09	624,09	624,09	612,61	612,61	612,61	612,61	612,61	612,61	612,61
Расход условного топлива	тыс. ту.т	96,88	98,50	100,57	102,80	102,80	102,80	100,76	94,34	94,34	94,34	94,34	94,34	94,34
Мазут	тыс. ту.т	96,88	98,50	100,57	102,80	102,80	102,80	100,76						
Природный газ	тыс. ту.т								94,34	94,34	94,34	94,34	94,34	94,34
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кгу.т/Гкал	163,97	164,18	164,45	164,72	164,72	164,72	164,47	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00



Показатель	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035-2042
Мазут	кгу.т/Гкал	163,97	164,18	164,45	164,72	164,72	164,72	164,47						
Природный газ	кгу.т/Гкал								154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00
Расход натурального топлива		71,07	72,25	73,77	75,41	75,41	75,41	73,91	82,55	82,55	82,55	82,55	82,55	82,55
Мазут	тыс. т	71,07	72,25	73,77	75,41	75,41	75,41	73,91						
Природный газ	млн.м3								82,55	82,55	82,55	82,55	82,55	82,55
Максимальный часовой расход условного топлива	кгу.т/ч	23510,39	23760,44	24155,88	24615,56	24615,56	24615,56	24578,22	23013,68	23013,68	23013,68	23013,68	23013,68	23013,68
Мазут	кгу.т/ч	23510,39	23760,44	24155,88	24615,56	24615,56	24615,56	24578,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Природный газ	кгу.т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	23013,68	23013,68	23013,68	23013,68	23013,68	23013,68
<b>Котельная «Роста»</b>														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	23,27	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47	23,47
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	99,95	100,45	100,45	100,45	100,45	100,45	100,45	97,47	97,47	97,47	97,47	97,47	97,47
Расход условного топлива	тыс. ту.т	16,59	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00
Мазут	тыс. ту.т	16,59	16,68	16,68	16,68	16,68	16,68	16,68						
Природный газ	тыс. ту.т								15,01	15,01	15,01	15,01	15,01	15,01
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кгу.т/Гкал	166,02	166,09	166,09	166,09	166,09	166,09	166,09	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00
Мазут	кгу.т/Гкал	166,02	166,09	166,09	166,09	166,09	166,09	166,09						
Природный газ	кгу.т/Гкал								154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00
Расход натурального топлива		12,46	12,46	12,46	12,46	12,46	12,46	12,46	12,46	12,46	12,46	12,46	12,46	12,46
Мазут	тыс. т	12,16	12,23	12,23	12,23	12,23	12,23	12,23						
Природный газ	млн.м3								13,13	13,13	13,13	13,13	13,13	13,13
Максимальный часовой расход условного топлива	кгу.т/ч	3864,05	3898,99	3898,99	3898,99	3898,99	3898,99	3898,99	3615,07	3615,07	3615,07	3615,07	3615,07	3615,07
Мазут	кгу.т/ч	3864,05	3898,99	3898,99	3898,99	3898,99	3898,99	3898,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Природный газ	кгу.т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3615,07	3615,07	3615,07	3615,07	3615,07	3615,07
<b>Котельная "Абрам-Мыс"</b>														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	13,45	12,40	12,40	12,40	12,40
Расход условного топлива		2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	1,91	1,91	1,91	1,91
Мазут	тыс. ту.т	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63				

Показатель	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035-2042
Природный газ	тыс. ту.т										1,91	1,91	1,91	1,91
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кгу.т/Гкал													
Мазут	кгу.т/Гкал	195,83	195,83	195,83	195,83	195,83	195,83	195,83	195,83	195,83				
Природный газ	кгу.т/Гкал										154,00	154,00	154,00	154,00
Расход натурального топлива														
Мазут	тыс. т	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93				
Природный газ	млн.м3										1,67	1,67	1,67	1,67
Максимальный часовой расход условного топлива	кгу.т/ч													
Мазут	кгу.т/ч	631,49	631,49	631,49	631,49	631,49	631,49	631,49	631,49	631,49	0,00	0,00	0,00	0,00
Природный газ	кгу.т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	496,61	496,61	496,61	496,61
<b>Котельная ТЦ «Росляково -1»</b>														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	19,92	19,92	19,92	21,91	21,91	21,91	21,91	21,91	21,91	21,91	21,91	21,91	21,91
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	83,49	83,49	83,49	91,69	91,85	91,85	91,85	91,85	88,14	88,14	88,14	88,14	88,14
Расход условного топлива		13,77	13,77	13,77	15,20	15,23	15,23	15,23	15,23	13,57	13,57	13,57	13,57	13,57
Мазут	тыс. ту.т	13,77	13,77	13,77	15,20	15,23	15,23	15,23	15,23					
Природный газ	тыс. ту.т									13,57	13,57	13,57	13,57	13,57
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кгу.т/Гкал													
Мазут	кгу.т/Гкал	164,91	164,91	164,91	165,83	165,84	165,84	165,84	165,84					
Природный газ	кгу.т/Гкал									154,00	154,00	154,00	154,00	154,00
Расход натурального топлива														
Мазут	тыс. т	10,09	10,09	10,09	11,14	11,16	11,16	11,16	11,16					
Природный газ	млн.м3									11,88	11,88	11,88	11,88	11,88
Максимальный часовой расход условного топлива	кгу.т/ч													
Мазут	кгу.т/ч	3285,36	3285,36	3285,36	3632,64	3633,00	3633,00	3633,00	3633,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Природный газ	кгу.т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3373,53	3373,53	3373,53	3373,53	3373,53

Показатель	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035-2042
<b>Котельная ТЦ «Росляково Южное»</b>														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	1,98	1,98	1,98	Переключение на котельную ТЦ «Росляково-1»									
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	8,30	8,30	8,30										
Расход условного топлива	тыс. ту.т	3,22	3,22	3,22										
Уголь	тыс. ту.т	3,22	3,22	3,22										
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кгу.т/Гкал													
Уголь	кгу.т/Гкал	397,65	397,65	397,65										
Расход натурального топлива														
Уголь	тыс. т	4,33	4,33	4,33										
Максимальный часовой расход условного топлива	кгу.т/ч	789,03	789,03	789,03										
<b>Котельная "Фестивальная"</b>														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	10,36	10,81	10,81	10,81	10,81	10,81	10,81	10,81	10,75	10,75	10,75	10,75	10,75
Расход условного топлива	тыс. ту.т	1,61	2,04	2,04	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06
Мазут	тыс. ту.т	1,61	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69					
Природный газ	тыс. ту.т									1,65	1,65	1,65	1,65	1,65
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кгу.т/Гкал	160,02	160,02	160,02	160,02	160,02	160,02	160,02	160,02	157,03	157,03	157,03	157,03	157,03
Мазут	кгу.т/Гкал	160,02	160,02	160,02	160,02	160,02	160,02	160,02	160,02					
Природный газ	кгу.т/Гкал									157,03	157,03	157,03	157,03	157,03
Расход натурального топлива		1,48	1,48	1,48	1,49	1,49	1,49	1,49	1,49	1,49	1,49	1,49	1,49	1,49
Мазут	тыс. т	1,18	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23					
Природный газ	млн.м3									1,45	1,45	1,45	1,45	1,45
Максимальный часовой расход условного топлива	кгу.т/ч	438,65	438,65	438,65	438,65	438,65	438,65	438,65	438,65	430,47	430,47	430,47	430,47	430,47
Мазут	кгу.т/ч	438,65	438,65	438,65	438,65	438,65	438,65	438,65	438,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Природный газ	кгу.т/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	430,47	430,47	430,47	430,47	430,47

Показатель	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035-2042
<b>Угольная котельная МУП "МУК"</b>														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	4,35	4,35	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58
Расход условного топлива		1,99	1,99	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82
Уголь	тыс. т <sub>у.т</sub>	1,99	1,99											
Древесная щепа	тыс. т <sub>у.т</sub>			0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии														
Уголь	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	467,71	457,24											
Древесная щепа	кг <sub>у.т</sub> /Гкал			181,78	181,78	181,78	181,78	181,78	181,78	181,78	181,78	181,78	181,78	181,78
Расход натурального топлива														
Уголь	тыс. т	2,59	2,53											
Древесная щепа	тыс. т			2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27
Максимальный часовой расход условного топлива														
Уголь	кг <sub>у.т</sub> /ч	543,01	530,86											
Древесная щепа	кг <sub>у.т</sub> /ч			211,25	211,25	211,25	211,25	211,25	211,25	211,25	211,25	211,25	211,25	211,25
<b>Котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (дизельная котельная МУП "МУК")</b>														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98
Расход условного топлива		0,46	0,46	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Дизель	тыс. т <sub>у.т</sub>	0,46	0,46											
Древесная щепа	тыс. т <sub>у.т</sub>			0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии														
Дизель	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	155,12	155,12											
Древесная щепа	кг <sub>у.т</sub> /Гкал			178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57
Расход натурального топлива														
Дизель	тыс. т	0,32	0,32											
Древесная щепа	тыс. т			1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48

Показатель	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035-2042
Максимальный часовой расход условного топлива														
Дизель	кг <sub>у.т</sub> /ч	136,19	136,19											
Древесная щепа	кг <sub>у.т</sub> /ч			156,78	156,78	156,78	156,78	156,78	156,78	156,78	156,78	156,78	156,78	156,78
<b>Котельная АО "ММТП"</b>														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	18,40	18,40	18,40	18,40	18,40	18,40	18,40	18,40	17,48	17,48	17,48	17,48	17,48
Расход условного топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89
Мазут	тыс. т <sub>у.т</sub>	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Природный газ	тыс. т <sub>у.т</sub>									2,69	2,69	2,69	2,69	2,69
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	167,36	167,36	167,36	167,36	167,36	167,36	167,36	167,36	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00
Мазут	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	167,36	167,36	167,36	167,36	167,36	167,36	167,36	167,36					
Природный газ	кг <sub>у.т</sub> /Гкал									154,00	154,00	154,00	154,00	154,00
Расход натурального топлива		2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36
Мазут	тыс. т	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11					
Природный газ	млн.м <sup>3</sup>									2,36	2,36	2,36	2,36	2,36
Максимальный часовой расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	695,54	695,54	695,54	695,54	695,54	695,54	695,54	695,54	640,02	640,02	640,02	640,02	640,02
Мазут	кг <sub>у.т</sub> /ч	695,54	695,54	695,54	695,54	695,54	695,54	695,54	695,54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Природный газ	кг <sub>у.т</sub> /ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	640,02	640,02	640,02	640,02	640,02
<b>Котельная АО "Завод ТО ТБО"</b>														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	57,59	113,23	116,23	116,73	117,23	118,23	118,23	118,23	118,23	118,23	118,23	118,23	118,23
Расход условного топлива		7,39	14,52	14,91	14,97	15,03	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16
Мазут	тыс. т <sub>у.т</sub>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Твердое топливо (ТБО)	тыс. т <sub>у.т</sub>	7,39	14,52	14,91	14,97	15,03	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Мазут	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	184,83	184,83	184,83	184,83	184,83	184,83	184,83	184,83	184,83	184,83	184,83	184,83	184,83
Твердое топливо (ТБО)	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	333,42	190,48	188,33	187,98	187,64	186,97	186,97	186,97	186,97	186,97	186,97	186,97	186,97

Показатель	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035-2042
Расход натурального топлива		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Мазут	тыс. т	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Твердое топливо (ТБО)	тыс. т	41,25	81,11	83,26	83,62	83,98	84,69	84,69	84,69	84,69	84,69	84,69	84,69	84,69
Максимальный часовой расход условного топлива		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Мазут	кг <sub>у.т</sub> /ч	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18	2848,18
Твердое топливо (ТБО)	кг <sub>у.т</sub> /ч	5138,05	2935,33	2902,09	2896,79	2891,55	2881,26	2881,26	2881,26	2881,26	2881,26	2881,26	2881,26	2881,26
<b>Котельная №22</b>														
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99	20,99
Расход условного топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	2,37	2,37	2,37	2,37	2,37
Мазут	тыс. т <sub>у.т</sub>	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52	3,52					
Природный газ	тыс. т <sub>у.т</sub>									2,37	2,37	2,37	2,37	2,37
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66
Мазут	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66					
Природный газ	кг <sub>у.т</sub> /Гкал									154,00	154,00	154,00	154,00	154,00
Расход натурального топлива		3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39
Мазут	тыс. т	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49					
Природный газ	млн.м <sup>3</sup>									2,08	2,08	2,08	2,08	2,08
Максимальный часовой расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97
Мазут	кг <sub>у.т</sub> /ч	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97	602,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Природный газ	кг <sub>у.т</sub> /ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	406,10	406,10	406,10	406,10	406,10

Расход резервного (аварийного) определяется нормативом технологического запаса топлива на тепловых электростанциях и котельных.

Норматив запасов топлива на котельных рассчитывается как запас основного и резервного видов топлива (далее - ОНЗТ) и определяется по сумме объемов неснижаемого нормативного запаса топлива (далее - ННЗТ) и нормативного эксплуатационного запаса топлива (далее - НЭЗТ)

ННЗТ обеспечивает работу электростанции и котельной в режиме "выживания" с минимальной расчетной электрической и тепловой нагрузкой по условиям самого холодного месяца года.

НЭЗТ необходим для надежной и стабильной работы электростанций и котельных и обеспечивает плановую выработку электрической и тепловой энергии.

В таблице 112 представлены результаты оценки перспективных значений нормативов создания запасов топлива на период 2023 – 2042 гг.

С учетом возможного сценария, на ТЭЦ и котельных предлагается сохранение ныне сжигаемых видов топлива в качестве резервных.

**Таблица 112 – Нормативные запасы аварийных видов топлива**

Источник	Вид топлива	ННЗТ, тыс. тонн				
		2023	2028	2033	2038	2042
Котельная ТЦ «Росляково - 1»	мазут	0,545	0,621	0,621	0,621	0,621
	уголь	0,977	-	-	-	-
Котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее Дизельная котельная МУП «МУК»)	дизель	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016

## **8.2. Потребляемые источником тепловой энергии виды топлива, включая местные виды топлива, а также используемые возобновляемые источники энергии**

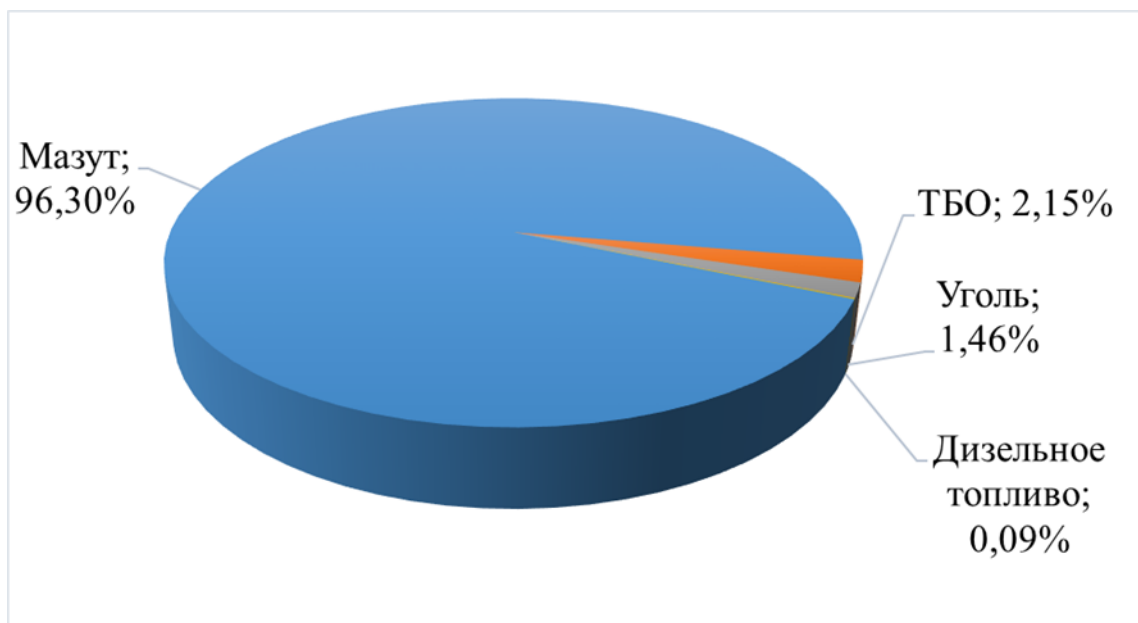
Местные виды топлива и возобновляемые источники энергии на существующих котельных города Мурманска не используются.

**8.3. Виды топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их долю и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения**

На большинстве источников в качестве основного и резервного топлива используется мазут топочный 100, малозольный в соответствии ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия». Исключение составляют котельная ТЦ «Росляково Южное» и угольная котельная МУП «МУК», на которых в качестве топлива используется каменный уголь. На дизельной котельной МУП «МУК» основным топливом является дизельное топливо. На котельной АО «Завод ТО ТБО» в качестве сжигаемого топлива используются несортированные твердые бытовые отходы.

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

Количественное соотношение видов топлива, используемых на источниках тепловой энергии города Мурманска, представлено в виде диаграммы на рисунке 10.



**Рисунок 10 – Количественное соотношение видов топлива, используемых на источниках тепловой энергии города Мурманска**



Ниже представлены паспорта качества топлива, используемого на источниках АО «Мурманская ТЭЦ», АО «МЭС», АО «ММТП» и ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по военно-морскому флоту).



Филиал публичного акционерного общества  
«Акционерная нефтяная компания «Башнефть» УНПЗ»  
Юридический адрес:  
Российская Федерация, 450077, Республика Башкортостан, г.Уфа, ул.Карла Маркса, д.30, к.1  
Адрес производства:  
Российская Федерация, 450029, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Ульяновых, 74  
e-mail: info\_bn@bashneft.ru, тел. +7 347 249-01-09, факс +7 347 249-05-23  
Испытательный центр – управление контроля качества (ЦЗЛ)  
Российская Федерация, 450029, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Ульяновых, 74  
e-mail: info\_bn@bashneft.ru, тел. +7 347 249-01-09, факс +7 347 249-05-23

**ПАСПОРТ № 7528**

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

Обозначение документов, устанавливающих требования к топливу:  
Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (Решение Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011г. № 826) (Приложение 4);  
ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия»

Декларация о соответствии ЕАЭС N RU Д-РУ.НА19.В.01096/20  
Срок действия – по 18.11.2023



Код ОКПД2: 19.20.28.113  
Номер партии: 7528  
Дата изготовления: 21.12.2021  
Размер партии (масса): 4167,207 т  
Место отбора пробы (по ГОСТ 2517-2012): резервуар № 82  
Уровень наполнения: 1035,0 см  
Дата отбора пробы: 21.12.2021  
Дата проведения испытаний: 21.12.2021  
Паспорт выдан на основании: протокола испытаний от 21.12.2021 № 7528

Наименование показателя	Метод испытания	Норма по ТР ТС 013/2011	Норма по ГОСТ 10585-2013	Фактическое значение
1. Вязкость условная при 100 °С, градусы ВУ	ГОСТ 6258-05	-	не более 6,80	6,6
2. Зольность, %, для мазута: зольного	ГОСТ 1461-75	-	не более 0,14	0,128
3. Массовая доля некачественных примесей, %	ГОСТ 6370-03	-	не более 1,0	0,50
4. Массовая доля воды, %	ГОСТ 2477-2014	-	не более 1,0	0,40
5. Содержание водорастворимых кислот и щелочей	ГОСТ 6307-75	-	отсутствие	отсутствие
6. Массовая доля серы, %	ГОСТ 32139-2019	не более 3,5	не более 3,50	3,43
7. Массовая доля сероводорода, ppm (мг/кг)	ГОСТ 32505-2013	не более 10	не более 10	9,2
8. Температура вспышки в открытом тигле, °С	ГОСТ 4333-2014	не ниже 90	не ниже 110	126
9. Температура застывания, °С	ГОСТ 20287-91 (метод Б)	-	не выше 25	10
10. Теплота сгорания (низкая) в пересчете на сухое топливо (небракочная), кДж/кг, для мазута с содержанием серы, %: 3,50	ГОСТ 21261-91	-	не менее 39900	39900
11. Плотность при 15 °С, кг/м³	ГОСТ ISO 3679-2014	-	не нормируется, определение обязательно	1023,5
12. Выход фракции, выкипающей до 350 °С, % об.	ГОСТ 33399-2015	не более 17	не более 17	16,5

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

- Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (Решение Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011г. № 826) (Приложение 4);
- ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия».

**Сведения о наличии присадок в топливе:**

- продукт содержит нейтрализатор сероводорода и меркаптанов "Asulphor" марки 6504 до 260 г/т.

**Дополнительная информация:**

- показатель по п.10 является браковочным по условиям договоров и контрактов на поставку мазута;
- транспортировка и хранение по ГОСТ 1510-04;
- изготовитель филиал ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-УНПЗ» гарантирует соответствие качества мазута топочного требованиям ГОСТ 10585-2013 в течение 5 лет со дня изготовления при соблюдении потребителем условий транспортировки и хранения по ГОСТ 1510-04;
- паспорт безопасности № 67827826.19.58932.



Лаборант химического анализа (старший по смене)  
Дата выдачи паспорта 21.12.2021

Цилмадова Л.Н.

**Рисунок 11 – Паспорт качества топлива, используемого на источниках АО «Мурманская ТЭЦ»**



Продукты паспорт  
 1. Обеспечены QR-кодом  
 2. Убедитесь, что сканили на сайте <http://pass.janet.slavneft.ru>  
 3. Сертификат оригинал на сайте в Банке данных  
 Прочитать сертификат Владельца сертификата необходимо по следующим правилам:

Публичное акционерное общество «Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез»  
 Юридический адрес:  
 Российская Федерация, 150023, Ярославская область, город Ярославль,  
 Московский проспект, дом 130;  
 e-mail: post@yano.slavneft.ru; телефон/факс: (4852)49-81-00/40-76-76  
 Адрес производства:  
 Российская Федерация, 150023, г. Ярославль, Московский проспект, дом 150;  
 Российская Федерация, 150023, г. Ярославль, улица Гагарина, дом 72.

Сертификат соответствия системы менеджмента качества  
 ISO 9001:2015 №: 20.1994.026, срок действия до 11.01.2024 г.

## ПАСПОРТ № 1552

**КОПИЯ  
ВЕРНА**

Топливо дизельное зимнее ДТ-З-К5 минус 32 по ГОСТ Р 55475-2013  
 (Дизельное топливо зимнее экологического класса К5 марки ДТ-З-К5)

Декларация о соответствии ЕАЭС RU Д-РУ.РА01.В.57073/21  
 Срок действия - по 13.09.2024

Обозначение документов, устанавливающих требования к топливу:  
 Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 013/2011  
 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и кмазуту» (Решение Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011 №826) (Приложение 3)  
 ГОСТ Р 55475-2013 «Топливо дизельное зимнее и арктическое»  
 декларационное. Технические условия  
 ОКПД 2 49 20.21.325

Номер партии:	483
Дата изготовления:	29 декабря 2022 г.
Размер партии (масса):	3558 т
Место отбора пробы (по ГОСТ 2517):	244
Дата отбора пробы:	29 декабря 2022 г.
Дата проведения испытаний:	29 декабря 2022 г.

**Eurasian Conformity**



2008

№	Наименование показателя	Метод испытания	Норма по ТР ТС 013/2011	Норма по ГОСТ Р 55475-2013	Фактическое значение
1.	Цетановое число	ГОСТ Р 52709-2019	-	не менее 48.0	50,1
2.	Цетановое число для зимнего дизельного топлива	ГОСТ 32508-2013	не менее 47	-	50,1
3.	Цетановый индекс	ISO 4264:2018	-	не менее 46.0	54,7
4.	Плотность при 15°C, кг/м <sup>3</sup>	ISO 12185:1996	-	800,0-855,0	828,6
5.	Массовая доля полициклических ароматических углеводородов, %	ГОСТ Р EN 12916-2008	-	не более 8,0	1,3
6.	Массовая доля полициклических ароматических углеводородов, %	ГОСТ EN 12916-2017	не более 8	-	1,3
7.	Массовая доля серы, мг/кг	ГОСТ Р EN ИСО 20846-2006	-	не более 10,0	3,8
8.	Массовая доля серы, мг/кг	ГОСТ ISO 20846-2016	не более 10	-	3,8
9.	Температура вспышки в закрытом тигле, °C	ГОСТ 6356-75	не ниже 30	не ниже 40	53
10.	Коксуемость 10 %-ного остатка разгонки, % масс.	BS EN ISO 10970:2014	-	не более 0,30	0,02
11.	Зольность, % масс.	ГОСТ 1461-75	-	не более 0,01	0,003
12.	Массовая доля воды, мг/кг	BS EN ISO 12937:2001	-	не более 200	менее 30
13.	Общее загрязнение, мг/кг	BS EN 12662:2014	-	не более 24	менее 12
14.	Коррозия медной пластинки (3 ч при 50°C), единицы по шкале	ISO 2160:1998	-	Класс 1	класс 1а
15.	Окислительная стабильность: общее количество осадка, г/л <sup>2</sup>	ГОСТ Р EN ИСО 12205-2007	-	не более 25	3
16.	Смывающая способность: скорректированный диаметр пятна износа при 60°C	ГОСТ Р ИСО 12156-1-2006	-	не более 460	441

№	Наименование показателя	Метод испытания	Норма по ТР ТС 013/2011	Норма по ГОСТ Р 55475-2013	Фактическое значение
17.	Смазывающая способность, мкм	ГОСТ ISO 12156-1-2012	не более 460	-	441
18.	Кинематическая вязкость при 40°C, мм <sup>2</sup> /с	ГОСТ 33-2016	-	1.500-4.500	2.622
19.	Фракционный состав перегоняется до температуры 180°C, % об. 95 % об. перегоняется при температуре, °C	ГОСТ 2177-99 (метод А)	-	не более 10	3.0
			не выше 360	не выше 360	340.0
20.	Температура помутнения, °C	ГОСТ 5066-2018 (метод Б)	-	не выше -22	-24
21.	Предельная температура фильтруемости, °C	ГОСТ 22254-92	не выше -20	не выше -32	-33

**Заключение:** Топливо дизельное зимнее ДТ-З-К5 минус 32 по ГОСТ Р 55475-2013 (Дизельное топливо зимнее экологического класса К5 марки ДТ-З-К5) **соответствует требованиям:**

-Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (Решение Комиссии Таможенного Союза от 18.10.2011 г. №826) (Приложение 3).

- ГОСТ Р 55475-2013 «Топливо дизельное зимнее и арктическое депарафинированное. Технические условия».

**Сведения о наличии присадок в топливе:**

- присадка Колтек ДС 7739 в количестве до 400 ppm,
- депреэсорно-диспергирующая присадка РЕ-ДДП-2401 в количестве до 1000 мг/кг.

**Дополнительная информация:**

-топливо не содержит мыловых эфирных кислот;

-изготовитель ПАО "Славнефть-ЯНОС" гарантирует соответствие качества Топлива дизельного зимнего ДТ-З-К5 минус 32 по ГОСТ Р 55475-2013 (Дизельное топливо зимнее экологического класса К5 марки ДТ-З-К5) требованиям ГОСТ Р 55475-2013 при соблюдении условий транспортирования и хранения по ГОСТ 1510 в течение 1 года со дня изготовления.



Дата выдачи паспорта

*И.В. Бугрецова*

С.В. Бугрецова

И.В. Бугрецова

29 декабря 2022 г.



ОПИСАНИЕ  
ОБЪЕКТА  
ОБЪЕКТ ОБЪЕКТА  
ОБЪЕКТ ОБЪЕКТА

ОПИСАНИЕ  
ОБЪЕКТА  
ОБЪЕКТ ОБЪЕКТА  
ОБЪЕКТ ОБЪЕКТА



Филиал публичного акционерного общества  
 «Акционерная нефтяная Компания «Башнефть» «Башнефть-УНПЗ»  
 Юридический адрес:  
 450052, Российская Федерация, Республика Башкортостан, г.о. город Уфа, г. Уфа, ул. Карла Маркса, д. 30/1  
 Адрес производства:  
 Российская Федерация, 450112, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Ульяновых, 74  
 e-mail: info\_bn@bashneft.ru, тел. +7 347 249-01-09, факс +7 347 249-05-23  
 Управление контроля качества (центральная заводская лаборатория)  
 Российская Федерация, 450112, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Ульяновых, 74  
 e-mail: info\_bn@bashneft.ru, тел. +7 347 249-01-09, факс +7 347 249-05-23

**ПАСПОРТ № 551**

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

Обозначение документов, устанавливающих требования к топливу:  
 Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к  
 автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для  
 реактивных двигателей и мазуту» (Решение Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011г.  
 № 826) (Приложение 4);  
 ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия»  
 Код ОКПД2: 19.20.28.113  
 Номер партии: 551  
 Дата изготовления: 04.02.2023  
 Размер партии (масса): 4096,032 т  
 Место отбора пробы (по ГОСТ 2517-2012): резервуар № 84  
 Уровень наполнения: 1045,0 см  
 Дата отбора пробы: 04.02.2023  
 Дата проведения испытаний: 05.02.2023  
 Паспорт выдан на основании: анализа качества от 05.02.2023 № 551

Декларация о соответствии ЕАЭС N RU Д-РУ.НА19.В.01096/20  
 Срок действия - по 18.11.2023



Наименование показателя	Метод испытания	Норма по ТР ТС 013/2011	Норма по ГОСТ 10585-2013	Фактическое значение
1. Вязкость условная при 100 °С, градусы ВУ	ГОСТ 6258-85	-	не более 6,80	6,6
2. Зольность, %, для мазута: зольного	ГОСТ 1461-75	-	не более 0,14	0,138
3. Массовая доля механических примесей, %	ГОСТ 6370-83	-	не более 1,0	0,40
4. Массовая доля воды, %	ГОСТ 2477-2014	-	не более 1,0	0,40
5. Содержание водорастворимых кислот и щелочей	ГОСТ 6307-75	-	отсутствие	отсутствие
6. Массовая доля серы, %	ГОСТ 32139-2019	не более 3,5	не более 3,50	3,41
7. Содержание сероводорода, ppm (мг/кг)	ГОСТ 32505-2013	не более 10	не более 10	10,0
8. Температура вспышки в открытом тигле, °С	ГОСТ 4333-2021	не ниже 90	не ниже 110	150
9. Температура застывания, °С	ГОСТ 20287-91 (метод Б)	-	не выше 25	10
10. Теплота сгорания (низшая) в пересчете на сухое топливо (небракочный), кДж/кг, для мазута с содержанием серы, %: 3,50	ГОСТ 21261-2021	-	не менее 39900	39900
11. Плотность при 15 °С, кг/м³	ГОСТ ISO 3675-2014	-	не нормируется, определение обязательно	1010,1
12. Выход фракции, выкипающей до 350 °С, % об.	ГОСТ 33359-2015	не более 17	не более 17	11,5

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

соответствует требованиям:

- Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (Решение Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011г. № 826) (Приложение 4);
- ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия».

**Сведения о наличии присадок в топливе:**

- нейтрализатор сероводорода "EVASORB FF марки 142" в количестве до 900 г/тону.

**Дополнительная информация:**

- показатель по п.10 является браковочным по условиям договоров и контрактов на поставку мазута;
- транспортировка и хранение по ГОСТ 1510-2022;
- изготовитель филиал ПАО НК «Башнефть» «Башнефть-УНПЗ» гарантирует соответствие качества мазута топочного требованиям ГОСТ 10585-2013 в течение 5 лет со дня изготовления при соблюдении потребителем условий транспортировки и хранения по ГОСТ 1510-2022;
- паспорт безопасности № 67827826/05-58932.



Лаборант: [подпись]  
 Дата выдачи паспорта 05.02.2023

[подпись]

Бакулиев Г.Р.

Результат анализа

УХЛ ИЗЫХ СТКК ООО СУЭК-ХАКАСИЯ

(наименование лаборатории)  
Регистрационный номер документа аккредитации № 73-28/14  
сроком действия до 28.06.2024

№ п/п	Наименование и обозначение показателя	Ед. Изм.	Результаты испытаний
1	Высшая теплота сгорания	Q <sub>d</sub> кКал/кг	7662,000
2	Нижшая теплота сгорания	Q <sub>d</sub> кКал/кг	5182,000
3	Сера общая на сухое состояние	S <sub>d</sub> %	0,45
4	Выход летучих веществ	V <sub>daf</sub> %	40,7
5	Влага общ. на рабочее состояние	W <sub>t</sub> %	13,6
6	Зольность Угля В Сухом Состоянии	A <sub>d</sub> %	17,6

Заведующий лабораторией \_\_\_\_\_ (подпись) ЛАРИНА МАРИНА АНАТОЛЬЕВНА  
(Фамилия, И.О.)

(Печать лаборатории)

Расчеты за качество топлива  
(по золе, сере, влаге)

Кол-во тонн	Виды расчетов (по золе, сере, влаге)	Доплаты или скидки за качество					
		разница между расчетной нормой и фактическим содержанием	процент приплат или скидок	в расчете на одну тонну в коп.	сумма		
1	2	3	4	5	6	7	8

Бухгалтер \_\_\_\_\_ (подпись) \_\_\_\_\_ (Фамилия, И.О.)

Типовая форма УПД-35  
Утверждена Минтопэнерго России

Код по ОКУД	2039
Уголь SAP	1000000510
Партия SAP	0001927607

ООО "СУЭК-Хакасия"

(предприятие)

УДОСТОВЕРЕНИЕ № 2

о качестве угля

13.01.2023 г.

Марка ДО

Класс 25-60

655162 Республика Хакасия, г. Черногорск ул. Советская д.40

(почтовый адрес)

Сертификат соответствия РОСС RU.НА32.Н00127 Сроком действия с 03.02.2021 до 02.02.2024

Тех.Условия 05.10.10-004-8119510.3-2021 от 03.02.2021

Нормы, установленные техническими условиями или ГОСТом для данного вида потребления в процентах

Зола (А) сред.	не более
Сера (S) сред.	не более
Хлор (Cl) сред.	не более
Мышьяк (As) сред.	не более
Влага (W) сред.	не более
Мин. примесей сред.	не более

Нижшая теплота сгорания (Q) сред.

Шахта (разрез) Разрез Изьмский  
ст. отправления 888201 Подземный жел. дороги Красноярская ж/д

Проба отобрана в соответствии с ГОСТ 10742-71

от партии топлива весом 225,000 тонн, 3 вагонов, отгруженного за время с 13.01.2023 по 13.01.2023 потребителям, перечисленным на обороте.

Проба помещена в банки № 2 и опломбирована

пломбиром № ИР Вес пробки лабораторной 500 г.

печатью № ИР арбитражной 500 г.

Фактическое содержание видовой породы 4,50 % фактическое содержание мелочи 15,00 %

Уголь принят по наружному осмотру и данным предварительного опробования в лаборатории ООО "СУЭК-ХАКАСИЯ" передан через Дилекс 17.01.2023 12:48 GMT+03:00 2035862С-5662-4e44-9b15-e8378a336b0

ГОСТ 1137-64 ЗАХАРОВА ТАТЬЯНА АЛЕКСАНДРА Страница 1 из 3

(подпись) 13.01.2023 (Фамилия, И.О.)



Рисунок 12 – Паспорт качества топлива, используемого на котельных АО «МЭС»



Акционерное общество  
Газпромнефть - Омский НПЗ  
Российская Федерация, 644040, г. Омск - 40, пр. Губкина, д. 1  
**Паспорт № 21000723**  
Топливо котельное (мазут)  
марка ТКМ-16 с серой 2,0%, зольное  
ТУ 38.401-58-74-2005 с изм.1-4  
Декларация о соответствии  
ЕАЭС № RU Д-РУ.НП02.В.00136/18 по 13.12.2021  
ООО "ЦСМС"



Продукция была изготовлена под управлением, устанавливающим в системе менеджмента качества, соответствующий требованиям ISO 9001:2015.  
Сертификат № 31101521 QM15 до 13.02.2023.

Номер резервуара: 59  
Взлив, см: 1006  
Количество, т: 2424  
Дата изготовления: 11.01.2021 г.  
Дата отбора пробы: 11.01.2021 г.  
Дата проведения анализа: 12.01.2021 г.

Наименование показателя	Метод испытания	Норма ТР	Норма ИД	Факт. значения
Вязкость при 80 °С, не более: кинематическая, мм <sup>2</sup> /с	ГОСТ 33	-	118,00	109,9
Зольность, %, не более для топлива котельного: зольного	ГОСТ 1461	-	0,140	0,035
Массовая доля механических примесей, %, не более	ГОСТ 6370	-	1,0	0,032
Массовая доля воды, %, не более	ГОСТ 2477	-	1,0	0,5
Содержание водорастворимых кислот и щелочей	ГОСТ 6307 с дополнением по п.6.3 ТУ 38.401-58-74-2005	-	Отсутствие	Отсутствие
Температура вспышки в открытом тигле, °С, не ниже	ГОСТ 4333	90	110	156
Массовая доля серы, %, не более, для топлива: III вида	ASTM D 4294	-	2,00	1,30
Массовая доля серы, %, не более	ГОСТ 32139	3,5	-	1,30
Температура застывания, °С, не выше	ГОСТ 20287 (метод Б)	-	38	10
Теплота сгорания (низшая) в пересчете на сухое топливо (не браковочная), кДж/кг, не менее, для топлива: I, II, III вида	ГОСТ 21261	-	40530	40740
Плотность при 15 °С, кг/м <sup>3</sup>	ГОСТ Р 51069	-	Не нормируется. Определение обязательно	990,5
Плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup> *	ГОСТ 3900	-	-	0,9845
Содержание сероводорода, ppm, не более	IP 570	-	10	4,99
Содержание сероводорода, ppm, не более	ГОСТ 33198	10	-	4,99
Выход фракции, выкипающей до 350 °С, % об, не более	ASTM D 1160	-	17	12,5
Выход фракции, выкипающей до 350 °С, % об, не более	ГОСТ 33359	17	-	12,5
Структурно-групповой состав, содержание, %масс.: -ароматических углеводородов **	IP 469	-	-	53,0

**Примечания:**

1. Сведения о присадках:  
- продукт приготовлен без добавления присадок.
2. \*Дополнительные показатели включены в паспорт по требованию ПАО "Газпром нефть".
3. \*\*Дополнительный показатель включен в паспорт по требованию ПАО "Газпром нефть", результат испытаний взят из выписки из журнала анализов Филиала ООО "Газпромнефть-СМ" от 19.10.2020г.
- 4.\*\*\* Продукт предназначен для реализации на экспорт по согласованию с потребителем, норма по ТР ТС по данному показателю качества действительна только для Российской Федерации

Заключение: Топливо котельное (мазут) марка ТКМ-16 с серой 2,0%, зольное соответствует:

- Техническому регламенту Таможенного союза ТР ТС 013/2011 "О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту" (Решение Комиссии Таможенного Союза от 18.10.2011 г. № 826)
- ТУ 38.401-58-74-2005 с изм.1-4

Начальник смены ЛТК

Паспорт выдан: 12.01.2021 02:27:08 (Московское время 11.01.2021 23:27:08).

Суховацкая Л.Ю.



Рисунок 13 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной АО «ММТП»

**ООО «Бологоенефтепродукт»**

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

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

**КОПИЯ  
 ВЕРНА**

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

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

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

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

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

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

**СВИДЕТЕЛЬСТВО О ПРИЕМКЕ**

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



**Гарантийные обязательства**

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

**Рисунок 14 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной №22**





#### **8.4. Преобладающий в городе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в городе Мурманске**

На территории города Мурманска функционирует 14 источников тепловой энергии.

В качестве преобладающего топлива используется топочный мазут, который задействован на Мурманской ТЭЦ, Восточной котельной, Южной котельной, котлах завода ТО ТБО, котельной «Северная», котельной «Роста», котельной «Абрам-Мыс», котельной ТЦ «Росляково – 1», котельной «Фестивальная», котельной АО «ММТП», котельной №22, что составляет 96,3% от общего использования топлива.

На котлах завода ТО ТБО в качестве основного топлива используется твердые бытовые отходы, на долю которого приходится 2,1% от общего использования.

На котельной ТЦ «Росляково Южное» и угольной котельной МУП «МУК» в качестве топлива используется каменный уголь, что составляет 1,4% от общего использования.

На дизельной котельной МУП «МУК» (ныне котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша») в качестве основного топлива используется топливо дизельное, которое составляет 0,2% от общего использования.

#### **8.5. Приоритетное направление развития топливного баланса города Мурманска**

Выбор приоритетного использования топлива для каждого источника рассмотрен в пункте 8.1, а также при разработке мастер-плана развития системы теплоснабжения муниципального образования.

## **РАЗДЕЛ 9. ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ**

Перспективные затраты для каждого источника тепловой энергии г. Мурманска приведены в Главе 12 Обосновывающих материалов «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию» к схеме теплоснабжения г. Мурманск на период с 2023 по 2042 гг.

### **9.1. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии на каждом этапе**

Детализированное описание капитальных затрат на строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии представлено в Главе 7 Обосновывающих материалов «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии» к схеме теплоснабжения г. Мурманск на период с 2023 по 2042 г.

В мероприятия по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизацию источников тепловой энергии входят 7 групп проектов, в том числе:

- 1) Группа проектов 11 - мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок;
- 2) Группа проектов 12 - мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для повышения эффективности работы;
- 3) Группа проектов 13 – мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в связи с физическим износом оборудования;
- 4) Группа проектов 14 - мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок;
- 5) Группа проектов 15 - мероприятия по реконструкции действующих котельных для повышения эффективности работы;

б) Группа проектов 16 - мероприятия по реконструкции действующих котельных в связи с физическим износом оборудования;

7) Группа проектов 17 - мероприятия по строительству новых источников тепловой энергии для обеспечения существующих потребителей;

При определении затрат на реализацию группы проектов 11, которая включает в себя мероприятия на источниках комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, произведено разделение на затраты, относимые на электрическую энергию, и затраты, относимые на тепловую энергию. Соотношение затрат, относимых на тепловую и электрическую энергию, определяется предполагаемым способом, сроками и графиком окупаемости инвестиций, а также и учитывается при установлении тарифов на тепловую и электрическую энергию.

Подробно состав мероприятий по источникам теплоснабжения представлен в Главах 5 и 7 Обосновывающих материалов, а величина затрат на реализацию данных мероприятий в зависимости от сценарных условий представлена в таблицах 113 – 114.

Таким образом, общий объем инвестиций в мероприятия по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии составит:

– по Сценарию 1 – **2 419,45 млн. руб.** (в ценах соответствующих лет без НДС);

– по Сценарию 2 – **9 407,97 млн. руб.** (в ценах соответствующих лет без НДС);

**Таблица 113 – Затраты на мероприятия по источникам г. Мурманска (Сценарий 1)**

№	Мероприятие	Источник финансирования	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
<b>Мурманская ТЭЦ</b>													
1	Средний ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№ 1	Собственные средства	6,44										6,44
2	Средний ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№ 6	Собственные средства	10,07										10,07
3	Средний ремонт парового энергетического котла ГМ-50 ст.№ 7	Собственные средства	10,10										10,10
4	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 9	Собственные средства	12,78										12,78
5	Капитальный ремонт парового энергетического котла ТП-35 ст.№ 4	Собственные средства		18,50									18,50
6	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 8	Собственные средства		14,27									14,27
7	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст. № 3	Собственные средства			17,84								17,84
8	Капитальный ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№ 5	Собственные средства			15,04								15,04
9	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 9	Собственные средства			20,58								20,58
10	Приведение непроизводственных помещений к стандарту ТГК-1	Собственные средства	5,00	5,00	5,06								15,06
11	Реконструкция РУСН-6кВ – 1 и 2 очередь	Собственные средства				20,00							20,00
12	Реконструкция РУСН-0,4кВ – 1 и 2 очередь	Собственные средства				20,00							20,00
13	Монтаж вакуумных выключателей 6 кВ Мурманская ТЭЦ	Собственные средства		0,94	0,97	1,00	1,00	1,00					4,90
14	Модернизация инженерно - технических средств охраны Мурманской ТЭЦ	Собственные средства	7,58										7,58
15	Дооборудование эстакад мазутослива котлотурбинного цеха (Мурманская ТЭЦ) стационарными системами защиты от падения	Собственные средства	21,69										21,69
16	Модернизация системы пожарной сигнализации помещений Мурманской ТЭЦ	Амортизационные отчисления	4,35	6,44									10,79
17	Модернизации электромеханических защит отходящих присоединений от ГРУ-6 кВ Мурманской ТЭЦ	Амортизационные отчисления				4,80							4,80
	<b>ИТОГО по Мурманской ТЭЦ</b>		<b>78,02</b>	<b>45,15</b>	<b>59,49</b>	<b>45,80</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>230,45</b>

№	Мероприятие	Источник финансирования	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
<b>Восточная котельная</b>													
1	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 1	Собственные средства	13,90										13,90
2	Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 6	Собственные средства	17,57										17,57
3	Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 2	Собственные средства		8,27									8,27
4	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 5	Собственные средства		6,32									6,32
5	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 3	Собственные средства			18,79								18,79
6	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 4	Собственные средства			31,49								31,49
7	Приведение производственных помещений к стандарту ТГК-1 (насосная №7)	Собственные средства				5,00	5,00						10,00
8	Модернизация инженерно - технических средств охраны Восточной котельной	Собственные средства	6,58										6,58
9	Реконструкция сетевой установки (включающая замену внутростанционного сетевого коллектора с увеличением диаметра, замену сетевых подогревателей и монтажа дополнительного сетевого насоса), установка дополнительного парового котла производительностью 20 т/ч (для работы в летнем режиме).	Собственные средства							200,00				200,00
10	Реконструкция схемы передачи тепловой энергии от Завода ТО ТБО на котельную	Собственные средства							24,00				24,00
11	Строительство локальных очистных сооружений хозяйственно-бытовых сточных вод и техническое перевооружение очистных сооружений Восточной котельной	Инвестиционная программа							262,43				262,43
12	Строительство приемной железобетонной емкости для мазута V=250 м3 Восточной котельной	Собственные средства							65,88				65,88
13	Дооборудование эстакад мазутослива Восточной котельной стационарными системами защиты от падения	Инвестиционная программа	2,30	8,36									10,67
14	Приобретение дизель-генератора	Собственные средства		6,00									6,00
	<b>ИТОГО по Восточной котельной</b>		<b>40,35</b>	<b>28,95</b>	<b>50,28</b>	<b>5,00</b>	<b>5,00</b>	<b>0,00</b>	<b>552,31</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>681,90</b>
<b>Южная котельная</b>													
1	Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 1	Собственные средства	6,73										6,73

№	Мероприятие	Источник финансирования	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
2	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5	Собственные средства	22,57										22,57
3	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 3	Собственные средства		9,24									9,24
4	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5	Собственные средства		8,17									8,17
5	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 7	Собственные средства		20,78									20,78
6	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 2	Собственные средства			13,82								13,82
7	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 6	Собственные средства			32,93								32,93
8	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 8	Собственные средства			29,40								29,40
9	Реконструкция контура и ввод в эксплуатацию ВК-9,10 КВГМ-100 (с выводом из эксплуатации ВК-4,5 ПТВМ-100).	Собственные средства	0,0	0,0	0,0	0,0		24,50	325,50				350,00
10	Установка частотных преобразователей на вентиляторах котлов типа КВГМ-100 Котельного цеха №1	Собственные средства	0,0	1,62	5,77	6,05							13,44
11	Монтаж резервного ввода электроснабжения насосной №8	Собственные средства	0,60	2,40									3,00
12	Монтаж вакуумных выключателей 6 кВ	Собственные средства	0,00	1,87	1,94	2,40	1,99	1,20					9,41
13	Модернизация инженерно - технических средств охраны котельного цеха №1	Инвестиционная составляющая в тарифе	50,79	16,91									67,70
14	Дооборудование эстакад мазутослива Южной котельной стационарными системами защиты от падения	Инвестиционная программа	16,92	0,00									16,92
<b>ИТОГО по Южная котельная</b>			<b>97,61</b>	<b>61,00</b>	<b>83,86</b>	<b>8,45</b>	<b>1,99</b>	<b>25,70</b>	<b>325,50</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>604,11</b>
<b>Котельная "Северная"</b>													
1	Установка двух паровых котлов ДКВР-10/13	Амортизационные отчисления	5	24									29,0
2	Капитальный ремонт 2 котлов ПТВМ-30	Собственные средства	2	50									52,0
3	Установка водогрейного котла Eurotherm-58	Амортизационные отчисления		4	135								139,0
4	Установка двух водогрейных котлов Eurotherm-58	Амортизационные отчисления			4	135							139,0
5	Установка парового котла ДКВР-10/13	Амортизационные отчисления			3	12							15,0

№	Мероприятие	Источник финансирования	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
6	Замена сетевых насосов и двух подогревателей сетевой воды на более производительные на котельной "Северная" г. Мурманска	Инвестиционная программа	180,61										180,6
7	Внедрение приборного парка учета ресурсов	Собственные средства	1										1,0
8	Установка анализаторов дымовых газов	Собственные средства	1,5										1,5
9	Внедрение системы мониторинга трубопроводов и объектов ТЭК	Собственные средства	3										3,0
10	Оборудование объектов топливно-энергетического комплекса инженерно - техническими средствами охраны. Северная котельная	Собственные средства	10										10,0
<b>ИТОГО по котельной «Северная»</b>			<b>203,11</b>	<b>78,00</b>	<b>142,00</b>	<b>147,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>570,11</b>
<b>Котельная "Абрам-Мыс"</b>													
1	Техническое перевооружение котельной мкр. Абрам-Мыс г.Мурманска	Инвестиционная программа	165,59										165,59
2	Полная замена ствола металлической дымовой трубы.	Собственные средства	3,0										3,00
3	Оборудование объектов топливно-энергетического комплекса инженерно - техническими средствами охраны. Котельная мкр.Абрам-Мыс	Собственные средства	5,0										5,00
<b>ИТОГО по котельной «Абрам-Мыс»</b>			<b>173,59</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>173,59</b>
<b>Котельная "Роста"</b>													
1	Установка водогрейного котла мощностью 4 МВт	Собственные средства	4,30										4,30
2	Техническое перевооружение котельной, включающее демонтаж парового котла марки «Комбайшен» YUX-23-3 № 2 с последующей установкой и вводом в эксплуатацию нового парового котла производительностью 10 т/ч	Собственные средства	24,74										24,74
3	Установка источника бесперебойного питания для дооборудования категорированного объекта	Собственные средства	0,50										0,50
4	Проектирование и техническое перевооружение сливноналивного комплекса котельной «Роста» с обустройством заправки мазутовозов	Собственные средства	5,50										5,50
5	Реализация мероприятий, направленных на комплексное предотвращение и (или) минимизацию негативного воздействия на окружающую среду при эксплуатации топливного хозяйства	Собственные средства	2,00										2,00
6	Оборудование объектов топливно-энергетического комплекса инженерно - техническими средствами охраны. Котельная мкр.Роста	Собственные средства	5,00										5,00

№	Мероприятие	Источник финансирования	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
	<b>ИТОГО по котельной «Роста»</b>		<b>42,04</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,0</b>	<b>42,04</b>
<b>Котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее дизельная котельная)</b>													
1	Установка на территории действующей дизельной котельной котельного блока мощностью 0,9 МВт, работающего на щепе (древесной пеллете), и заменяющего 0,9 МВт мощности существующей дизельной котельной	Концессионное соглашение	28,311										28,311
	<b>ИТОГО по котельной</b>		<b>28,311</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>28,311</b>
<b>Угольная котельная</b>													
1	Строительство блочно-модульной котельной, работающей на топливной щепе с автоматической подачей топлива с присоединением к существующей тепловой сети. Мощность БМК 1,8 МВт	Концессионное соглашение	47,801										47,801
	<b>ИТОГО по угольной котельной</b>		<b>47,801</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>47,801</b>
<b>Котельная «ТЦ Росляково-1»</b>													
1	Полное техническое перевооружение котельной, в том числе замена котельных агрегатов, подогревателей, насосного оборудования	Инвестиционная программа	29,65										29,65
2	Оборудование объектов топливно-энергетического комплекса инженерно - техническими средствами охраны. Котельная Росляково-1	Инвестиционная программа	0,44										0,44
	<b>ИТОГО по котельной «ТЦ Росляково-1»</b>		<b>30,09</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>30,09</b>
<b>Котельная «ТЦ Росляково Южное»</b>													
1	Техническое перевооружение угольной котельной по ул. Молодежная в части замены вспомогательного оборудования (водоподогревателей и сетевых насосов с установкой ЧРП)	Инвестиционная программа	1,02										1,02
2	Оборудование объектов топливно-энергетического комплекса инженерно - техническими средствами охраны. Котельная ТЦ Росляково Южное	Собственные средства	2,83										2,83
3	Строительство ЦТП в ж.р. Южное Росляково	Собственные средства		1,8									1,80
	<b>ИТОГО по котельной «ТЦ Росляково Южное»</b>		<b>3,85</b>	<b>1,8</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>5,65</b>
<b>Котельная "Фестивальная"</b>													



№	Мероприятие	Источник финансирования	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
1	Техническое перевооружение котельной по ул. Фестивальная г. Мурманск в части технического перевооружения и благоустройства площадки для слива автоцистерн на территории котельной	Инвестиционная программа	2,55										2,55
2	Мероприятия по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности г. Мурманск, ул. Фестивальная, д. 10	Инвестиционная программа	2,83										2,83
	<b>ИТОГО по котельной "Фестивальная"</b>		<b>5,38</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>5,38</b>
<b>Всего по источникам (млн.руб. (с НДС), в том числе</b>			<b>750,17</b>	<b>214,90</b>	<b>335,63</b>	<b>206,25</b>	<b>7,99</b>	<b>26,70</b>	<b>877,81</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>2419,45</b>
АО "Мурманская ТЭЦ"			215,98	135,10	193,63	59,25	7,99	26,70	877,81	0,0	0,0	0,0	1516,46
АО "МЭС"			458,08	79,80	142,00	147,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	826,88
МУП "МУК"			76,11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	76,11
ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по военно-морскому флоту)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТО ТБО			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
АО "ММТП"			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Н.О.			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

**Таблица 114 – Затраты на мероприятия по источникам г. Мурманска (Сценарий 2)**

№	Мероприятие	Источник финансирования	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
<b>Мурманская ТЭЦ</b>													
1	Средний ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№ 1	Собственные средства	6,44										6,44
2	Средний ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№ 6	Собственные средства	10,07										10,07
3	Средний ремонт парового энергетического котла ГМ-50 ст.№ 7	Собственные средства	10,10										10,10
4	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 9	Собственные средства	12,78										12,78
5	Капитальный ремонт парового энергетического котла ТП-35 ст.№ 4	Собственные средства		18,50									18,50
6	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 8	Собственные средства		14,27									14,27
7	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст. № 3	Собственные средства			17,84								17,84
8	Капитальный ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№ 5	Собственные средства			15,04								15,04
9	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 9	Собственные средства			20,58								20,58
10	Приведение непроизводственных помещений к стандарту ТГК-1	Собственные средства	5,00	5,00	5,06								15,06
11	Реконструкция РУСН-6кВ – 1 и 2 очередь	Амортизационные отчисления				20,00							20,00
12	Реконструкция РУСН-0,4кВ – 1 и 2 очередь	Амортизационные отчисления				20,00							20,00
13	Монтаж вакуумных выключателей 6 кВ Мурманская ТЭЦ	Инвестиционная программа		0,94	0,97	1,00	1,00	1,00					4,90
14	Модернизация инженерно - технических средств охраны Мурманской ТЭЦ	Инвестиционная программа	7,58										7,58
15	Дооборудование эстакад мазутослива котлотурбинного цеха (Мурманская ТЭЦ) стационарными системами защиты от падения	Инвестиционная программа	21,69										21,69
16	Модернизация системы пожарной сигнализации помещений Мурманской ТЭЦ	Инвестиционная программа	4,35	6,44									10,79
17	Модернизации электромеханических защит отходящих присоединений от ГРУ-6 кВ Мурманской ТЭЦ	Инвестиционная программа				4,80							4,80
18	Реконструкция Мурманской ТЭЦ с переводом ее на сжигание природного газа	Инвестиционная программа		35,00	90,00	142,50	142,50	342,00	342,00	370,50	335,50		1800,00

№	Мероприятие	Источник финансирования	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
	<b>ИТОГО по Мурманской ТЭЦ</b>		<b>78,02</b>	<b>80,15</b>	<b>149,49</b>	<b>188,30</b>	<b>143,50</b>	<b>343,00</b>	<b>342,00</b>	<b>370,50</b>	<b>335,50</b>	<b>0,00</b>	<b>2030,45</b>
<b>Восточная котельная</b>													
1	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 1	Собственные средства	13,90										13,90
2	Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 6	Собственные средства	17,57										17,57
3	Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 2	Собственные средства		8,27									8,27
4	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 5	Собственные средства		6,32									6,32
5	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 3	Собственные средства			18,79								18,79
6	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 4	Собственные средства			31,49								31,49
7	Приведение производственных помещений к стандарту ТГК-1 (насосная №7)	Собственные средства				5,00	5,00						10,00
8	Модернизация инженерно - технических средств охраны Восточной котельной	Инвестиционная программа	6,58										6,58
9	Реконструкция сетевой установки (включающая замену внутростанционного сетевого коллектора с увеличением диаметра, замену сетевых подогревателей и монтажа дополнительного сетевого насоса), установка дополнительного парового котла производительностью 20 т/ч (для работы в летнем режиме).	Инвестиционная программа	0	0					200,00				200,00
10	Реконструкция схемы передачи тепловой энергии от Завода ТО ТБО на котельную	Собственные средства	0	0					24,00				24,00
11	Строительство локальных очистных сооружений хозяйственно-бытовых сточных вод и техническое перевооружение очистных сооружений Восточной котельной	Инвестиционная программа	0	0	0				262,43				262,43
12	Строительство приемной железобетонной емкости для мазута V=250 м3 Восточной котельной	Инвестиционная программа	0						65,88				65,88
13	Дооборудование эстакад мазутослива Восточной котельной стационарными системами защиты от падения	Инвестиционная программа	2,30	8,36									10,67

№	Мероприятие	Источник финансирования	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
14	Реконструкция Восточной котельной с переводом ее на сжигание природного газа	Собственные средства		30,00	35,00	110,83	277,08	247,09					700,00
15	Приобретение дизель-генератора	Собственные средства		6,00									6,00
	<b>ИТОГО по Восточной котельной</b>		<b>40,35</b>	<b>58,95</b>	<b>85,28</b>	<b>115,83</b>	<b>282,08</b>	<b>247,09</b>	<b>552,31</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>1381,90</b>
<b>Южная котельная</b>													
1	Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 1	Собственные средства	6,73										6,73
2	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5	Собственные средства	22,57										22,57
3	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 3	Собственные средства		9,24									9,24
4	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5	Собственные средства		8,17									8,17
5	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 7	Собственные средства		20,78									20,78
6	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 2	Собственные средства			13,82								13,82
7	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 6	Собственные средства			32,93								32,93
8	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 8	Собственные средства			29,40								29,40
9	Реконструкция контура и ввод в эксплуатацию ВК-9,10 КВГМ-100 (с выводом из эксплуатации ВК- 4,5 ПТВМ-100).	Инвестиционная программа						24,50	108,50	108,50	108,50		350,00
10	Установка частотных преобразователей на вентиляторах котлов типа КВГМ-100 Котельного цеха №1	Инвестиционная программа		1,62	5,77	6,05							13,44
11	Монтаж резервного ввода электроснабжения насосной №8	Инвестиционная программа	0,60	2,40									3,00
12	Монтаж вакуумных выключателей 6 кВ	Инвестиционная программа	0,00	1,87	1,94	2,40	1,99	1,20					9,41
13	Модернизация инженерно - технических средств охраны котельного цеха №1	Инвестиционная программа	50,79	16,91									67,70
14	Дооборудование эстакад мазутослива Южной котельной стационарными системами защиты от падения	Инвестиционная программа	16,92										16,92
15	Реконструкция Южной котельной с переводом ее на сжигание природного газа	Инвестиционная программа		35,00	90,00	171,00	171,00	410,40	478,80	443,80			1800,00
	<b>ИТОГО по Южная котельная</b>		<b>97,61</b>	<b>96,00</b>	<b>173,86</b>	<b>179,45</b>	<b>172,99</b>	<b>436,10</b>	<b>587,30</b>	<b>552,30</b>	<b>108,50</b>	<b>0,00</b>	<b>2404,11</b>

№	Мероприятие	Источник финансирования	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
<b>Котельная "Северная"</b>													
1	Установка двух паровых котлов ДКВР-10/13	Амортизационные отчисления	5,0	24,0									29,00
2	Капитальный ремонт 2 котлов ПТВМ-30	Собственные средства	2,0	50,0									52,00
3	Установка водогрейного котла Eurotherm-58	Амортизационные отчисления		4,0	135,0								139,00
4	Установка двух водогрейных котлов Eurotherm-58	Амортизационные отчисления			4,0	135,0							139,00
5	Установка парового котла ДКВР-10/13	Амортизационные отчисления			3,0	12,0							15,00
6	Замена сетевых насосов и двух подогревателей сетевой воды на более производительные на котельной "Северная" г. Мурманска	Инвестиционная программа	180,61										180,61
7	Внедрение приборного парка учета ресурсов	Собственные средства	1										1,00
8	Установка анализаторов дымовых газов	Собственные средства	1,5										1,50
9	Внедрение системы мониторинга трубопроводов и объектов ТЭК	Собственные средства	3,0										3,00
10	Оборудование объектов топливно-энергетического комплекса инженерно - техническими средствами охраны. Северная котельная	Собственные средства	10,0										10,00
11	Реконструкции котельной «Северная» с переводом на сжигание природного газа	Собственные средства			67,50	337,51	472,51	472,51					1350,0
	<b>ИТОГО по котельной «Северная»</b>		<b>203,11</b>	<b>78,00</b>	<b>209,50</b>	<b>484,51</b>	<b>472,51</b>	<b>472,51</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>1920,13</b>
<b>Котельная "Абрам-Мыс"</b>													
1	Техническое перевооружение котельной мкр. Абрам-Мыс г.Мурманска	Амортизационные отчисления	165,6										165,6
2	Полная замена ствола металлической дымовой трубы.	Амортизационные отчисления	3,0										3,0
3	Оборудование объектов топливно-энергетического комплекса инженерно - техническими средствами охраны. Котельная мкр.Абрам-Мыс	Инвестиционная программа	5,0										5,0
4	Строительством новой газовой блочно-модульной котельной микрорайона Абрам-Мыс	Собственные средства						4,55	40,94	45,49			90,98
	<b>ИТОГО по котельной «Абрам-Мыс»</b>		<b>173,60</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>4,55</b>	<b>40,94</b>	<b>45,49</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>264,58</b>
<b>Котельная "Роста"</b>													
1	Установка водогрейного котла мощностью 4 МВт	Инвестиционная программа	4,32										4,32
2	Техническое перевооружение котельной, включающее демонтаж парового котла марки «Комбайшен» YUX-	Инвестиционная программа	24,74										24,74

№	Мероприятие	Источник финансирования	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
	23-3 № 2 с последующей установкой и вводом в эксплуатацию нового парового котла производительностью 10 т/ч												
3	Установка источника бесперебойного питания для дооборудования категорированного объекта	Инвестиционная программа	0,50										0,50
4	Проектирование и техническое перевооружение сливноналивного комплекса котельной «Роста» с обустройством заправки мазутовозов	Инвестиционная программа	5,50										5,50
5	Реализация мероприятий, направленных на комплексное предотвращение и (или) минимизацию негативного воздействия на окружающую среду при эксплуатации топливного хозяйства	Инвестиционная программа	2,0										2,0
6	Оборудование объектов топливно-энергетического комплекса инженерно - техническими средствами охраны. Котельная мкр.Роста	Собственные средства	5,0										5,0
7	Реконструкция котельной «Роста» с переводом ее на сжигание природного газа	Собственные средства			21,10	105,51	147,71	147,71					422,03
	<b>ИТОГО по котельной «Роста»</b>		<b>42,07</b>	<b>0,0</b>	<b>21,1</b>	<b>105,51</b>	<b>147,71</b>	<b>147,71</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>464,09</b>
<b>Котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее дизельная котельная)</b>													
1	Установка на территории действующей дизельной котельной котельного блока мощностью 0,9 МВт, работающего на щепе (древесной пеллете), и заменяющего 0,9 МВт мощности существующей дизельной котельной	Концессионное соглашение	28,311										28,311
	<b>ИТОГО по котельной</b>		<b>28,311</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>28,311</b>
<b>Угольная котельная</b>													
1	Строительство блочно-модульной котельной, работающей на топливной щепе с автоматической подачей топлива с присоединением к существующей тепловой сети. Мощность БМК 1,8 МВт	Концессионное соглашение	47,801										47,801
	<b>ИТОГО по угольной котельной</b>		<b>47,801</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>47,801</b>
<b>Котельная «ТЦ Росляково-1»</b>													
1	Техническое перевооружение мазутной котельной ул. Заводская в части замены вспомогательного оборудования (сетевых насосов с установкой ЧРП, силовых трансформаторов, подогревателя мазута) и монтажа парового котла ДКВР 10-13ГМ взамен демонтированного	Инвестиционная программа	29,65										29,65
2	Мероприятия по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности мкр. Росляково, ул.Заводская	Инвестиционная программа	0,44										0,44

№	Мероприятие	Источник финансирования	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
3	Строительство новой газовой котельной мощностью 40 Гкал/ч	Собственные средства							20,47	184,25	204,72		409,44
	<b>ИТОГО по котельной «ТЦ Росляково-1»</b>		<b>30,09</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>20,47</b>	<b>184,25</b>	<b>204,72</b>	<b>0,0</b>	<b>439,53</b>
<b>Котельная «ТЦ Росляково Южное»</b>													
1	Техническое перевооружение угольной котельной по ул. Молодежная в части замены вспомогательного оборудования (водоподогревателей и сетевых насосов с установкой ЧРП)	Инвестиционная программа	1,02										1,02
2	Оборудование объектов топливно-энергетического комплекса инженерно - техническими средствами охраны. Котельная ТЦ Росляково Южное	Собственные средства	2,83										2,83
3	Строительство ЦТП в ж.р. Южное Росляково	Собственные средства		1,80									1,80
	<b>ИТОГО по котельной «ТЦ Росляково Южное»</b>		<b>3,85</b>	<b>1,80</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>5,65</b>
<b>Котельная "Фестивальная"</b>													
1	Оборудование объектов топливно-энергетического комплекса инженерно - техническими средствами охраны. Котельная Росляково-1	Собственные средства	2,55										2,55
2	Техническое перевооружение котельной по ул. Фестивальная г. Мурманск в части технического перевооружения и благоустройства площадки для слива автоцистерн на территории котельной	Собственные средства	2,83										2,83
3	Мероприятия по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности г. Мурманск, ул. Фестивальная, д. 10	Собственные средства					5,88	52,95	58,83				117,66
	<b>ИТОГО по котельной «Фестивальная»</b>		<b>5,38</b>	<b>0,0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5,88</b>	<b>52,95</b>	<b>58,83</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>123,04</b>
<b>Котельная "ММТП"</b>													
1	Строительство новой газовой блочно-модульной котельной ММТП, мощностью 10,0 Гкал/ч	Собственные средства						6,44	122,37				128,82
	<b>ИТОГО по котельной "ММТП"</b>		<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>6,44</b>	<b>122,37</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>128,82</b>
<b>Котельная №22</b>													
1	Строительство новой газовой блочно-модульной котельной, мощностью 14,0 Гкал/ч	Собственные средства							8,48	161,11			169,59
	<b>ИТОГО по котельной №22</b>		<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>8,48</b>	<b>161,11</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>169,59</b>
	<b>Всего по источникам (сценарий 2), млн.руб. (с НДС),</b>		<b>750,2</b>	<b>314,9</b>	<b>639,2</b>	<b>1073,6</b>	<b>1224,7</b>	<b>1710,3</b>	<b>1732,7</b>	<b>1313,6</b>	<b>648,7</b>	<b>0,0</b>	<b>9408,0</b>
	<b>АО "Мурманская ТЭЦ"</b>		216,0	235,1	408,6	483,6	598,6	1026,2	1481,6	922,8	444,0	0,0	5816,5

<b>№</b>	<b>Мероприятие</b>	<b>Источник финансирования</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>	<b>2032</b>	<b>2033-2042</b>	<b>Итого</b>
	<b>АО "МЭС"</b>		458,1	79,8	230,6	590,0	626,1	677,7	120,2	229,7	204,7	0,0	3217,0
	<b>МУП "МУК"</b>		76,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	76,1
	<b>ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по военно-морскому флоту)</b>		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,5	161,1	0,0	0,0	169,6
	<b>АО "ММТП"</b>		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,4	122,4	0,0	0,0	0,0	128,8



## **9.2. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов на каждом этапе**

Детализированное описание капитальных затрат на строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов представлено в Главе 8 Обосновывающих материалов «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей».

В мероприятия по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружению на них входят 8 групп проектов, в том числе:

1) Группа проектов 1 - реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов);

2) Группа проектов 2 - строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения;

3) Группа проектов 3 - реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;

4) Группа проектов 4 - строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения;

5) Группа проектов 5 - строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счёт перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных;

6) Группа проектов 6 - реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;

7) Группа проектов 7 - строительство или реконструкция насосных станций;

8) Группа проектов 8 – строительство и реконструкция тепловых сетей и сооружений на них для организации закрытой схемы ГВС.

Основными эффектами от реализации представленных проектов являются:

1) Расширение и сохранение теплоснабжения потребителей на уровне современных проектных требований к надежности и безопасности теплоснабжения;

2) Повышение эффективности передачи тепловой энергии в тепловых сетях. К ним относятся:

- наладка и автоматизация тепловых и гидравлических режимов тепловых сетей;
- автоматизация насосных станций, контрольно-распределительных и тепловых пунктов;
- замена распределительных тепловых сетей;
- строительство сопутствующих конструкций, обеспечивающих нормативные параметры эксплуатации тепловых сетей (сопутствующие дренажи, замена ЗРА на современные образцы, павильоны и т.д.).

Расчет капитальных вложений в мероприятия на тепловых сетях приведен в Главе 12 Обосновывающих материалов; а величина затрат на реализацию данных мероприятий в зависимости от сценарных условий представлены в таблицах 115 – 116.

Таким образом, общий объем инвестиций в мероприятия по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них составит:

- по Сценарию 1 – **38 21,09 млн. руб.** (в ценах соответствующих лет с учетом НДС);

- по Сценарию 2 – **38 171,63 млн. руб.** (в ценах соответствующих лет с учетом НДС).

**Таблица 115 – Сводные финансовые потребности для реализации мероприятий по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них, млн. руб. (Сценарий 1)**

№ п/п	ТСО	Наименование мероприятия	Источник финансирования	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2036	2037-2042	Итого
Мероприятия по сетям													
1	АО "Мурманская ТЭЦ"	Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)	Инвестиционная составляющая в тарифе	266,51	781,72	579,43	0	0	0	0	0	0	1 627,66
2	АО "Мурманская ТЭЦ"	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения	Плата за подключение	0	55,8	352,79	40,46	0	0	0	0	0	449,05
	23,36			69,23	5,54	0	0	0	0	0	0	0	98,13
3	АО "Мурманская ТЭЦ"	Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	Плата за подключение	0	0	22,82	22,82	0	0	0	0	0	45,64
	0			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	-	Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения	Инвестиционная составляющая в тарифе										
5	АО "МЭС"	Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счёт перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных	Инвестиционная составляющая в тарифе	345,41	869,43	0	0	0	0	0	0	0	1214,84
6	АО "Мурманская ТЭЦ"	Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	Инвестиционная программа	0,0	1,10	164,21	469,72	482,38	511,56	511,56	556,69	0,00	2697,23
	АО "МЭС"		Амортизационные отчисления	135,68	76,37	66,14	103,25	62,72	97,14	0	6346,3	0	6887,61
7	АО "Мурманская ТЭЦ"	Строительство и реконструкция насосных станций	Плата за подключение	35,02	34,08	34,08	34,08	0	0	0	0	0	137,26
	АО "МЭС"			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	АО "МЭС"	Закрытие ГВС	Инвестиционная составляющая в тарифе	1130,77	582,71	490,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2203,54
<b>Всего по сетям, в том числе:</b>				<b>3712,80</b>	<b>3933,57</b>	<b>3141,81</b>	<b>1953,08</b>	<b>1827,85</b>	<b>1891,45</b>	<b>1794,31</b>	<b>13446,632</b>	<b>6510,59</b>	<b>38212,09</b>
<b>АО "Мурманская ТЭЦ"</b>				437,2	949,07	1219,48	670,33	545,10	608,70	511,56	6902,99	0,00	11844,43
<b>АО "МЭС"</b>				2144,82	2401,79	1432,27	1282,75	1282,75	1282,75	1282,75	6543,64	6510,59	24164,12
<b>Н.О.</b>				1130,77	582,71	490,06	0	0	0	0	0	0	2203,54

**Таблица 116 – Сводные финансовые потребности для реализации мероприятий по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них, млн. руб., (Сценарий 2)**

№ п/п	ТСО	Наименование мероприятия	Источник финансирования	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2036	2037-2042	Итого
1	АО "Мурманская ТЭЦ"	Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)	Инвестиционная составляющая в тарифе	266,51	781,72	579,43	0	0	0	0	0	0	1627,66
2	АО "Мурманская ТЭЦ"	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения	Плата за подключение	0	55,8	352,79	0	0	0	0	0	0	408,59
	23,36			69,23	5,54	0	0	0	0	0	0	0	98,13
3	АО "Мурманская ТЭЦ"	Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	Плата за подключение	0	0	22,82	22,82	0	0	0	0	0	45,64
4	-	Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения	Инвестиционная составляющая в тарифе	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00
5	АО "МЭС"	Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счёт перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных	Инвестиционная составляющая в тарифе	345,41	869,43	0	0	0	0	0	0	0	1214,84
6	АО "Мурманская ТЭЦ"	Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	Инвестиционная программа		1,10	164,21	469,72	482,38	511,56	511,56	556,69		2697,23
	АО "МЭС"		Амортизационные отчисления	135,68	76,37	66,14	103,25	62,72	97,14	0	6346,3		6887,60
				1776,1	1463,1	1426,7	1282,75	1282,75	1282,75	1282,75	6543,64	6510,59	22851,15
7	АО "Мурманская ТЭЦ"	Строительство и реконструкция насосных станций	Плата за подключение	35,02	34,08	34,08	34,08	0	0	0	0	0	137,26
	Н.О.			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
8	АО "МЭС"	Закрытие ГВС	Инвестиционная составляющая в тарифе	1130,77	582,71	490,06	0	0	0	0	0	0	2203,54
<b>Всего по сетям, в том числе:</b>				<b>3712,80</b>	<b>3933,57</b>	<b>3141,81</b>	<b>1912,62</b>	<b>1827,85</b>	<b>1891,45</b>	<b>1794,31</b>	<b>13446,63</b>	<b>6510,59</b>	<b>38171,63</b>
<b>АО "Мурманская ТЭЦ"</b>				<b>437,21</b>	<b>949,07</b>	<b>1219,48</b>	<b>629,87</b>	<b>545,10</b>	<b>608,70</b>	<b>511,56</b>	<b>6902,99</b>	<b>0,00</b>	<b>11803,97</b>
<b>АО "МЭС"</b>				<b>2144,82</b>	<b>2401,79</b>	<b>1432,27</b>	<b>1282,75</b>	<b>1282,75</b>	<b>1282,75</b>	<b>1282,75</b>	<b>6543,64</b>	<b>6510,59</b>	<b>24164,12</b>
<b>Н.О.</b>				<b>1130,77</b>	<b>582,71</b>	<b>490,06</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2203,54</b>

### **9.3. Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения**

В связи с предложениями о сохранении существующих температурных графиков в СЦТ, инвестиции в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию теплоэнергетических объектов не предусматриваются.

### **9.4. Предложения по величине необходимых инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения на каждом этапе**

Суммарные капиталовложения при переходе на закрытую схему ГВС, оцениваются в 2 203,54 млн. руб. (сведения о капитальных вложениях представлены в п. 7.1 настоящего документа).

Мероприятия по закрытию ГВС предлагается осуществить с 2022 по 2025 годы.

### **9.5. Оценка эффективности инвестиций по отдельным предложениям**

**Инвестиции в мероприятия по реконструкции источников тепловой энергии и тепловых сетей, расходы на реализацию которых покрываются за счет ежегодных амортизационных отчислений**

Амортизационные отчисления – отчисления части стоимости основных фондов для возмещения их износа.

Расчет амортизационных отчислений произведён по линейному способу амортизационных отчислений с учетом прироста в связи с реализацией мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению систем теплоснабжения в период 2023-2042 гг.

Мероприятия, финансирование которых обеспечивается за счет амортизационных отчислений, являются обязательными и направлены на повышение надежности работы систем теплоснабжения и обновление основных фондов. Данные затраты необходимы для повышения надежности работы энергосистемы, теплоснабжения потребителей тепловой энергией, так как ухудшение состояния

оборудования и теплотрасс, приводит к авариям, а невозможность своевременного и качественного ремонта приводит к их росту. Увеличение аварийных ситуаций приводит к увеличению потерь энергии в сетях при транспортировке, в том числе сверхнормативных, что в свою очередь негативно влияет на качество, безопасность и бесперебойность энергоснабжения населения и других потребителей. Также необходимо отметить тот факт, что дальнейшая эксплуатация некоторых тепловых магистралей, согласно экспертным заключениям комиссий, невозможна.

В результате обновления оборудования источников тепловой энергии и тепловых сетей ожидается снижение потерь тепловой энергии при передаче по тепловым сетям, снижение удельных расходов топлива на производство тепловой энергии, в результате чего обеспечивается эффективность инвестиций.

**Инвестиции, обеспечивающие финансирование мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению, направленные на повышение эффективности работы систем теплоснабжения и качества теплоснабжения**

Источником инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для реализации мероприятий, направленных на повышение эффективности работы систем теплоснабжения и качества теплоснабжения, является инвестиционная составляющая в тарифе на тепловую энергию.

При расчете инвестиционной составляющей в тарифе учитываются следующие показатели:

- расходы на реализацию мероприятий, направленных на повышение эффективности работы систем теплоснабжения и повышение качества оказываемых услуг;
- экономический эффект от реализации мероприятий.

Эффективность инвестиций обеспечивается достижением следующих результатов:

- обеспечение возможности подключения новых потребителей;
- обеспечение развития инфраструктуры поселения, в том числе социально-значимых объектов;
- повышение качества и надежности теплоснабжения;
- снижение аварийности систем теплоснабжения;
- снижение затрат на устранение аварий в системах теплоснабжения;

- снижение уровня потерь тепловой энергии, в том числе за счет снижения сверхнормативных утечек теплоносителя в период ликвидации аварий;
- снижение удельных расходов топлива при производстве тепловой энергии;
- снижение численности ППР (при объединении котельных, выводе котельных из эксплуатации и переоборудовании котельных в ЦТП).

Объемы и источники финансирования мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению на весь период схемы теплоснабжения более полно рассмотрен в Главе 12 Обосновывающих материалов.

#### **9.6. Величина фактически осуществленных инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию объектов теплоснабжения за базовый период и базовый период актуализации**

Сведения о величине фактически осуществленных инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию объектов теплоснабжения за базовый период и базовый период актуализации отсутствуют.

## **РАЗДЕЛ 10. РЕШЕНИЕ О ПРИСВОЕНИИ СТАТУСА ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЯМ)**

### **10.1. Решение о присвоении статуса единой теплоснабжающей организации (организациям)**

Критерии определения единой теплоснабжающей организации утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 года №808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

Согласно п. 4 ПП РФ от 08.08.2012 г. № 808 в проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами системы теплоснабжения.

В случае если на территории городского округа существуют несколько систем теплоснабжения, уполномоченные органы вправе:

- определить единую теплоснабжающую организацию (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах городского округа;
- определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию.

#### **Порядок определения ЕТО**

Для присвоения организации статуса единой теплоснабжающей организации на территории поселения, городского округа лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, подают в уполномоченный орган в течение одного месяца с даты опубликования (размещения) в установленном порядке проекта схемы теплоснабжения заявку на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с указанием зоны ее деятельности. К заявке прилагается бухгалтерская отчетность, составленная на последнюю отчетную дату перед подачей заявки, с отметкой налогового органа о ее принятии.

Уполномоченные органы обязаны в течение трех рабочих дней с даты окончания срока для подачи заявок разместить сведения о принятых заявках на сайте поселения,



городского округа, на сайте соответствующего субъекта Российской Федерации в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет».

В случае если органы местного самоуправления не имеют возможности размещать соответствующую информацию на своих официальных сайтах, необходимая информация может размещаться на официальном сайте субъекта Российской Федерации, в границах которого находится соответствующее муниципальное образование. Поселения, входящие в муниципальный район, могут размещать необходимую информацию на официальном сайте этого муниципального района.

В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подана одна заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, то статус единой теплоснабжающей организации присваивается указанному лицу. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, уполномоченный орган присваивает статус единой теплоснабжающей организации.

### **Критерии определения ЕТО**

Критериями определения единой теплоснабжающей организации, согласно п. 7 ПП РФ № 808 от 08.08.2012 г., являются:

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
- размер собственного капитала;
- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Для определения указанных критериев уполномоченный орган при актуализации схемы теплоснабжения вправе запрашивать у теплоснабжающих и теплосетевых организаций соответствующие сведения.

В случае если заявка на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации подана организацией, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается данной организации.

Показатели рабочей мощности источников тепловой энергии и емкости тепловых сетей определяются на основании данных схемы (проекта схемы) теплоснабжения поселения, городского округа.

В случае если заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации поданы от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью, и от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается той организации из указанных, которая имеет наибольший размер собственного капитала. В случае если размеры собственных капиталов этих организаций различаются не более чем на пять процентов, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Размер собственного капитала определяется по данным бухгалтерской отчетности, составленной на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с отметкой налогового органа о ее принятии.

Способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими и температурными режимами системы теплоснабжения и обосновывается в схеме теплоснабжения.

В случае если организациями не подано ни одной заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации

присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью.

### **Обязанности ЕТО**

Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности, в соответствии с п. 12 ПП РФ от 08.08.2012 № 808, обязана:

- заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной системе теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;

- заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения;

- заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

Организация может утратить статус единой теплоснабжающей организации в следующих случаях:

- систематическое (три и более раза в течение 12 месяцев) неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств, предусмотренных условиями договоров. Факт неисполнения или ненадлежащего исполнения обязательств должен быть подтвержден вступившими в законную силу решениями федерального антимонопольного органа, и (или) его территориальных органов, и (или) судов;

- принятие в установленном порядке решения о реорганизации (за исключением реорганизации в форме присоединения, когда к организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, присоединяются другие реорганизованные организации, а также реорганизации в форме преобразования) или ликвидации организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации;

- принятие арбитражным судом решения о признании организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, банкротом;

– прекращение права собственности или владения источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации по основаниям, предусмотренным законодательством Российской Федерации;

– несоответствие организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, критериям, связанным с размером собственного капитала, а также способностью в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения;

– подача организацией заявления о прекращении осуществления функций единой теплоснабжающей организации.

### **Внесение изменений в зоны деятельности ЕТО**

Границы зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, в соответствии с п.19 ПП РФ от 08.08.2012 № 808, могут быть изменены в следующих случаях:

– подключение к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключение от системы теплоснабжения;

– технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.

## **10.2. Реестр зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)**

Реестр зон деятельности ЕТО на территории г. Мурманска представлен в таблице 117.

**Таблица 117 – Реестр зон деятельности ЕТО на территории г. Мурманска**

Код зоны деятельности ЕТО	Источник тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО	Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, осуществляющие деятельность в зоне действия ЕТО в базовый период	Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, владеющие объектами на праве собственности или ином законном основании	
			Источник	Тепловые сети
001	Мурманская ТЭЦ; Южная котельная; Восточная котельная; Котельная АО «Завод ТО ТБО»	АО «Мурманская ТЭЦ»; АО «МЭС»; АО «Завод ТО ТБО»	АО «Мурманская ТЭЦ»; АО «Завод ТО ТБО»	АО «МЭС»; АО «Мурманская ТЭЦ»; АО «Завод ТО ТБО»

Код зоны деятельности ЕТО	Источник тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО	Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, осуществляющие деятельность в зоне действия ЕТО в базовый период	Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, владеющие объектами на праве собственности или ином законном основании	
			Источник	Тепловые сети
002	Угольная котельная МУП «МУК»; Дизельная котельная МУП «МУК»	МУП «МУК»	МУП «МУК»	МУП «МУК»
003	Котельная «Абрам-Мыс»	АО «МЭС»	АО «МЭС»	АО «МЭС»
004	Котельная «Фестивальная»	АО «МЭС»	АО «МЭС»	АО «МЭС»
005	Котельная АО «ММТП»	АО «ММТП»	АО «ММТП»	АО «ММТП»
006	Котельная «Северная»; Котельная «Роста»; Котельная ТЦ «Росляково-1»; Котельная ТЦ «Росляково Южное»	АО «МЭС»	АО «МЭС»	АО «МЭС»
007	Котельная №22	ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ	ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ	ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ

### 10.3. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации

По данным базового периода на территории г. Мурманска функционируют 13 котельных и 1 источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии. В систему теплоснабжения помимо источника тепловой энергии входят тепловые сети и сооружения на них, тепловые вводы потребителей, объекты теплопотребления.

На сегодняшний день действует Постановление Администрации города Мурманска «О присвоении статуса единой теплоснабжающей организации на территории муниципального образования город Мурманск» от 09.02.2015 № 338 (в редакции постановлений администрации города Мурманска от 27.05.2016 N 1468 от 18.07.2018 №2197, от 31.12.2019г. №4444), согласно которому присвоен статус единой теплоснабжающей организации по зонам деятельности:

- 1) в зоне деятельности № 001 - АО «Мурманская ТЭЦ»;
- 2) в зоне деятельности № 002 - МУП «Мурманская управляющая компания»;
- 3) в зонах деятельности № 003, №004, № 006 - АО «Мурманэнергосбыт»;
- 4) в зоне деятельности № 005 - АО «Мурманский морской торговый порт»;

5) в зоне деятельности № 007 – Жилищно-коммунальная служба №1 (г. Мурманск) филиала Федерального Государственного Бюджетного Учреждения «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства обороны Российской Федерации по ОСК Северного флота.

Организационно-штатными мероприятиями с 01.04.2024 г. филиал ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК Северного Флота, в том числе ЖКС №1, ликвидируется. Жилищно-коммунальное обеспечение и обслуживание объектов теплоснабжения будет осуществлять ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по военно-морскому флоту). В связи с этим, в зоне деятельности № 007 статус единой теплоснабжающей организации предлагается присвоить ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по военно-морскому флоту).

Также в соответствии с Актом приема-передачи от 25.04.2024 года между МУП «МУК» и ООО «Тепло людям. Кандалакша» (далее Концессионер), в рамках Концессионного соглашения в отношении объектов производства, передачи и распределения тепловой энергии потребителям района Дровяное г.Мурманска Мурманской области от 19.02.2024 г., Концессионеру была выполнена передача в эксплуатацию дизельная котельная района Дровяное (ул.Прибрежная). Ранее эксплуатацию данного источника осуществляло МУП «МУК».

В связи с этим, настоящей актуализацией схемы теплоснабжения предлагается разделить зону ЕТО № 002, утвержденную ранее и образованную на базе угольной и дизельной котельных МУП «МУК», с выделением зон деятельности по каждой из котельных:

- Зона деятельности ЕТО № 002, включающая в себя систему теплоснабжения, образованную на базе угольной котельной МУП «МУК»;
- Зона деятельности ЕТО № 008, включающая в себя систему теплоснабжения, образованную на базе дизельной котельной, переданной в эксплуатацию ООО «Тепло людям. Кандалакша» в рамках концессионного соглашения.

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

Таким образом, согласно настоящей актуализации схемы теплоснабжения, на территории г. Мурманска предлагается выделить 8 зон деятельности ЕТО, в том числе:

- зона деятельности ЕТО № 001, образованная на базе Мурманской ТЭЦ, Восточной котельной, Южной котельной и котельной АО «Завод ТО ТБО»;

- зона деятельности ЕТО № 002, образованная на базе системы теплоснабжения от угольной котельной МУП «МУК»;
- зона деятельности ЕТО № 003, образованная на базе котельной «Абрам-Мыс»;
- зона деятельности ЕТО № 004, образованная на базе котельной «Фестивальная»;
- зона деятельности ЕТО № 005, образованная на базе котельной АО «ММТП»;
- зона деятельности ЕТО № 006, образованная на базе котельной «Северная», котельной «Роста», котельной ТЦ «Росляково-1» и котельной ТЦ «Росляково Южное»;
- зона деятельности ЕТО № 007, образованная на базе котельной №22 ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по военно-морскому флоту);
- зона деятельности ЕТО № 008, образованная на базе системы теплоснабжения от котельной № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее дизельная котельная МУП «МУК», переданная в эксплуатацию ООО «Тепло людям. Кандалакша» в рамках концессионного соглашения).

## **Предложение по присвоению статуса ЕТО**

### **Зона деятельности ЕТО № 001**

В зоне деятельности ЕТО № 001 осуществляют деятельность следующие теплосетевые и теплоснабжающие организации:

- АО «Мурманская ТЭЦ»;
- АО «МЭС»;
- АО «Завод ТО ТБО»;
- ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по военно-морскому флоту).

Рабочая мощность источников тепловой энергии в границах зоны деятельности ЕТО № 001 и наименования организаций, владеющих источниками тепловой энергии на праве собственности или ином законном основании, представлены в таблице 118.

**Таблица 118 – Рабочая мощность и принадлежность источников тепловой энергии в границах зоны деятельности ЕТО № 001**

<b>Наименование источника тепловой энергии</b>	<b>Наименование организация, владеющей источником тепловой энергии на праве собственности или ином законном праве</b>	<b>Рабочая мощность источника тепловой энергии, Гкал/ч</b>
Мурманская ТЭЦ	АО «Мурманская ТЭЦ»	286,0
Южная котельная	АО «Мурманская ТЭЦ»	461,0
Восточная котельная	АО «Мурманская ТЭЦ»	390,0
Котельная АО «Завод ТО ТБО»	АО «Завод ТО ТБО»	27,0

Распределение ёмкости тепловых сетей в границах зоны деятельности ЕТО № 001 в зависимости от их принадлежности представлено в таблице 119.

**Таблица 119 – Распределение ёмкости тепловых сетей в границах зоны деятельности ЕТО № 001**

Наименование организация, владеющей тепловыми сетями на праве собственности или ином законном праве	Ёмкость тепловых сетей, м <sup>3</sup>
АО «Мурманская ТЭЦ»	20 308,3
АО «МЭС»	18 731,04
АО «Завод ТО ТБО»	20,67

Таким образом, в соответствии с критериями, приведенными в п. 10.1 настоящей главы, на статус ЕТО в зоне деятельности ЕТО № 001 могут претендовать следующие организации (в порядке от большего соответствия критериям ЕТО к меньшему соответствию):

1. АО «Мурманская ТЭЦ». Основанием является владение тремя источниками тепловой энергии и тепловыми сетями;
2. АО «МЭС». Основанием является владение тепловыми сетями;
3. АО «Завод ТО ТБО». Основанием является владение одним источником тепловой энергии и тепловыми сетями.

В таблице 120 представлены сводные значения показателей «рабочая тепловая мощность источника тепловой энергии» и «ёмкость тепловых сетей» в границах зоны деятельности ЕТО № 001.

**Таблица 120 – Сводные значения показателей «рабочая тепловая мощность источника тепловой энергии» и «ёмкость тепловых сетей» в границах зоны деятельности ЕТО № 001**

Наименование организации	Рабочая тепловая мощность источника тепловой энергии, Гкал/ч	Ёмкость тепловых сетей, м <sup>3</sup>
АО «Мурманская ТЭЦ»	1137,0	20 308,3
АО «МЭС»	-	18731,04
АО «Завод ТО ТБО»	27,0	20,67

По результатам анализа таблицы 120 очевидно, что источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей ёмкостью в границах зоны деятельности ЕТО № 001 владеет АО «Мурманская ТЭЦ».



Таким образом, в зоне деятельности ЕТО № 001 статус ЕТО должен быть присвоен АО «Мурманская ТЭЦ».

#### **Зона деятельности ЕТО № 002**

Зона деятельности ЕТО № 002 образована на базе системы теплоснабжения от угольной котельной района Дровяное (ул. Юрия Смирнова). Источник тепловой энергии находится на балансе МУП «МУК». Тепловые сети – муниципальные и бесхозные.

Учитывая выше изложенное, считается целесообразным в зоне деятельности ЕТО № 002 присвоить статус ЕТО МУП «МУК» как единственной теплоснабжающей организации, владеющей источником тепловой энергии в рассматриваемой зоне.

#### **Зона деятельности ЕТО № 003**

Зона деятельности ЕТО № 003 включает в себя систему теплоснабжения, образованную на базе котельной «Абрам-Мыс. АО «МЭС» владеет на праве аренды источником тепловой энергии и частью тепловых сетей.

Согласно представленной информации статус ЕТО в зоне деятельности ЕТО № 003 предлагается присвоить АО «МЭС», как организации владеющей на праве аренды единственным источником тепловой энергии и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в рассматриваемой зоне.

#### **Зона деятельности ЕТО № 004**

Зона деятельности ЕТО № 004 образована на базе системы теплоснабжения от котельной «Фестивальная». АО «МЭС» владеет на праве собственности источником тепловой энергии и тепловыми сетями.

Ввиду того, что эксплуатация тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО № 004 осуществляется у АО «МЭС», статус ЕТО в указанной зоне рекомендуется присвоить АО «МЭС», как организации владеющей тепловыми сетями с наибольшей емкостью в рассматриваемой зоне.

#### **Зона деятельности ЕТО № 005**

Зона деятельности ЕТО № 005 образована на базе системы теплоснабжения от котельной АО «ММТП». АО «ММТП» владеет на праве аренды источником тепловой

энергии, а также тепловыми сетями. Часть тепловых сетей принадлежит АО «ММТП» на праве собственности.

Учитывая выше изложенное, считается целесообразным в зоне деятельности ЕТО № 005 присвоить статус ЕТО АО «ММТП» как единственной организации, владеющей источником тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне.

#### **Зона деятельности ЕТО № 006**

Зона деятельности ЕТО № 006 включает в себя систему теплоснабжения, образованную на базе котельной «Северная» и котельной «Роста». Также зона деятельности ЕТО включает в себя две системы теплоснабжения, сформированные на базе котельных ТЦ «Росляково-1» и ТЦ «Росляково Южное».

АО «МЭС» владеет на основании права собственности источниками тепловой энергии и тепловыми сетями.

Согласно представленной информации, статус ЕТО в зоне деятельности ЕТО № 006 предлагается присвоить АО «МЭС», как организации владеющей на основании права собственности 4 источниками тепловой энергии и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в рассматриваемой зоне.

#### **Зона деятельности ЕТО № 007**

Зона деятельности ЕТО № 007 образована на базе системы теплоснабжения от котельной №22. ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по военно-морскому флоту) владеет на праве аренды источником тепловой энергии, а также большей частью тепловых сетей.

Учитывая выше изложенное, наиболее целесообразно в зоне деятельности ЕТО № 007 присвоить статус ЕТО ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по военно-морскому флоту) как единственной организации, эксплуатирующей источник тепловой энергии и тепловые сети в рассматриваемой зоне.

#### **Зона деятельности ЕТО № 008**

Зона деятельности ЕТО № 008 образована на базе системы теплоснабжения от котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее дизельная котельная МУП «МУК»). ООО «Тепло людям. Кандалакша», в рамках концессионного соглашения, осуществляет эксплуатацию источника и тепловых сетей от нее.

Учитывая выше изложенное, считается целесообразным в зоне деятельности ЕТО № 008 присвоить статус ЕТО ООО «Тепло людям. Кандалакша» как единственной организации, владеющей источником тепловой энергии в рассматриваемой зоне.

### **Предложения по присвоению статуса ЕТО**

Обоснование соответствия организаций, предлагаемых в качестве ЕТО, критериям определения ЕТО, устанавливаемым ПП РФ от 08.08.2012 г. № 808, представлено в таблице 121.

**Таблица 121 – Обоснование соответствия организаций, предлагаемых в качестве ЕТО, критериям определения ЕТО**

<b>Код зоны деятельности ЕТО</b>	<b>Источник тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО</b>	<b>Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, осуществляющие деятельность в зоне ЕТО в базовый период</b>	<b>Организация, предлагаемая в качестве ЕТО</b>	<b>Обоснование соответствия организации, предлагаемой в качестве ЕТО, критериям определения ЕТО</b>
001	Мурманская ТЭЦ; Южная котельная; Восточная котельная; Котельная АО «Завод ТО ТБО»	АО «Мурманская ТЭЦ»; АО «МЭС», АО «Завод ТО ТБО»;	АО «Мурманская ТЭЦ»	Владение на основании права собственности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности ЕТО
002	Угольная котельная МУП «МУК»	МУП «МУК»	МУП «МУК»	Единственная теплоснабжающая организация, осуществляющая деятельность в рассматриваемой зоне. Владение источником тепловой энергии.
003	Котельная «Абрам-Мыс»	АО «МЭС»	АО «МЭС»	Владение на основании права собственности единственным источником тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне
004	Котельная «Фестивальная»	АО «МЭС»	АО «МЭС»	Владение на основании права собственности единственным источником тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне
005	Котельная АО «ММТП»	АО «ММТП»	АО «ММТП»	Владение на праве аренды единственным источником тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне
006	Котельная «Северная»; Котельная «Роста»; Котельная ТЦ «Росляково-1»; Котельная ТЦ «Росляково Южное»	АО «МЭС»	АО «МЭС»	Владение на основании права собственности источниками тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне
007	Котельная №22	ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по военно-морскому флоту)	ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по военно-морскому флоту)	Владение на праве аренды источником тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне
008	Котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее дизельная котельная)	МУП «МУК»	ООО «Тепло людям. Кандалакша»	Единственная теплоснабжающая организация, осуществляющая деятельность в рассматриваемой зоне. Владение источником тепловой энергии в соответствии с Концессионным соглашением.

#### 10.4. Информация о поданных теплоснабжающими организациями заявках на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации

На момент разработки проекта схемы теплоснабжения г. Мурманска заявки от теплоснабжающих организаций на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации не поступало.

#### 10.5. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах города Мурманска

Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения на момент проведения актуализации схемы теплоснабжения, расположенных в границах города Мурманска, представлен в таблице 122.

Таблица 122 – Реестр систем теплоснабжения города Мурманска

Источник	Система теплоснабжения	Наименование теплоснабжающей организации
Мурманская ТЭЦ	Первомайский, Октябрьский и Ленинский административные округа г. Мурманска	АО «Мурманская ТЭЦ»
Южная котельная	Первомайский административный округ г. Мурманска	
Восточная котельная	Ленинский и Октябрьский административные округа г. Мурманска	
Котельная АО «Завод ТО ТБО»	Поставка пара на Восточную котельную	
Котельная «Северная»	Ленинский административный округ г. Мурманска и промышленная зона	АО «МЭС»
Котельная «Роста»	Район Роста Ленинского административного округа г. Мурманска	
Котельная «Абрам-Мыс»	Район Абрам-Мыс Первомайского административного округа г. Мурманска	
Котельная ТЦ «Росляково-1»	Район Росляково Ленинского административного округа г. Мурманска	
Котельная ТЦ «Росляково Южное»	Район Росляково Ленинского административного округа г. Мурманска	
Котельная «Фестивальная»	Ул. Фестивальная, ул. Подгорная, ул. Пригородная	МУП «МУК»
Угольная котельная МУП «МУК»	Район Дровяное Первомайского административного округа г. Мурманска, ул.Юрия Смирнова	
Котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее дизельная котельная)	Район Дровяное Первомайского административного округа г. Мурманска, ул.Прибрежная	ООО «Тепло людям. Кандалакша»
Котельная АО «ММТП»	Промпредприятия в зоне торгового порта, Мурманский морской вокзал	АО «ММТП»
Котельная №22	В/г №6, ж/д №1 и №6 район Росляково Ленинского административного округа г. Мурманска	ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по военно-морскому флоту)

## **РАЗДЕЛ 11. РЕШЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

С целью оптимизации режимов теплоснабжения, в том числе увеличения располагаемого напора в районах с неудовлетворительным качеством теплоснабжения, а также для решения проблемы дефицита тепловой мощности на Мурманской ТЭЦ предлагается выполнить переключение части потребителей тепловой энергии Мурманской ТЭЦ на теплоснабжение от Восточной котельной.

Влияние данных переключений на развитие СЦТ г. Мурманска рассмотрено в Главе 7 «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии» и Главе 8 «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей» Обосновывающих материалов к настоящей схеме теплоснабжения соответственно.

## РАЗДЕЛ 12. РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ

В настоящее время, на учет в качестве бесхозной недвижимой вещи (бесхозные тепловые сети) в Управлении Росреестра по Мурманской области 15.02.2024 поставлено два участка тепловой сети:

- участок сети теплоснабжения, проходящий транзитом по подвалу дома 9 по переулку Арктическому и до наружной стены дома 4 по улице Ушакова в городе Мурманске, кадастровый номер 51:20:0003003:1563. Постановлением Администрации города Мурманска №4324 от 08.12.2023 г. АО «Мурманэнергосбыт» определена в качестве теплосетевой организации, тепловая сеть которой технологически соединена с бесхозным участком тепловой сети, и как единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения, в которую входит указанный бесхозный участок тепловой сети, и которая осуществляет эксплуатацию указанного бесхозного участка тепловой сети.

В случае выявления бесхозных участков тепловых сетей, проводится работа по постановке их на учет в качестве бесхозных. После постановки, в соответствии с Федеральным законом №190-ФЗ, определяются теплоснабжающие организации для закрепления за ними данных участков. Решение по выбору организации, уполномоченной на эксплуатацию бесхозных тепловых сетей в случае их выявления, регламентировано статьей 15, пункт 6 Федерального закона "О теплоснабжении" от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ.

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

## **РАЗДЕЛ 13. СИНХРОНИЗАЦИЯ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ СО СХЕМОЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И ГАЗИФИКАЦИИ МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ, СХЕМОЙ И ПРОГРАММОЙ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ, А ТАКЖЕ СО СХЕМОЙ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ ГОРОДА МУРМАНСКА**

**13.1. Описание решений (на основе утвержденной региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций) о развитии соответствующей системы газоснабжения в части обеспечения топливом источников тепловой энергии**

Основными программными и нормативными документами, которые регламентируют планы по развитию электроэнергетики и газификации Мурманской области, являются:

1. Приказ Минэнерго России от 28.03.2023 г. №108 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2023-2028 годы»;
2. Распоряжение Губернатора Мурманской области от 29.04.2022 № 117-РГ «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Мурманской области на 2023-2027 гг.»;
3. Соглашение о сотрудничестве между Правительством Мурманской области и ОАО «Газпром» от 10.11.2005 г. в редакции Дополнительного соглашения от 12.07.2010 г. №1 (о бессрочности);
4. Договор о сотрудничестве ПАО «Газпром» и Правительства Мурманской области в 2010-2015 гг. от 15.10.2009 г.;
5. Генеральная схема газоснабжения и газификации Мурманской области (актуализация 2023 года).

В настоящее время, АО «Газпром промгаз» проводит актуализацию Генеральной схемы газоснабжения и газификации Мурманской области («Магистральный газопровод «Волхов - Мурманск»), в том числе г. Мурманска, по результатам которой будут определены объемы и сроки газификации. По этой причине, в рамках настоящей актуализации Схемы теплоснабжения предполагается, что проекты по газификации Мурманской области или отдельно г. Мурманска в краткосрочной перспективе не будут осуществлены.



### **13.2. Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии**

Проблемы организации газоснабжения источников тепловой энергии на территории г. Мурманска отсутствуют.

### **13.3. Предложения по корректировке (разработке) утвержденной региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций для обеспечения согласованности такой программы с указанными в схеме теплоснабжения решениями о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения**

На период действия схемы теплоснабжения предложения по корректировке (разработке) утвержденной региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций отсутствуют.

### **13.4. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы и программы развития Единой энергетической системы России) о строительстве, реконструкции, техническом перевооружении и (или) модернизации, выводе из эксплуатации источников тепловой энергии и генерирующих объектов, включая входящее в их состав оборудование, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в части перспективных балансов тепловой мощности в схемах теплоснабжения**

Планов (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы и программы развития Единой энергетической системы России) по строительству, реконструкции, техническому перевооружению, выводу из эксплуатации источников тепловой энергии и генерирующих объектов на территории г. Мурманска не предусмотрено.

**13.5. Предложения по строительству генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, указанных в схеме теплоснабжения, для их учета при разработке схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации, схемы и программы развития Единой энергетической системы России, содержащие в том числе описание участия указанных объектов в перспективных балансах тепловой мощности и энергии**

Мероприятий по строительству генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии данной Схемой не предполагается.

**13.6. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы водоснабжения Мурманска) о развитии соответствующей системы водоснабжения в части, относящейся к системам теплоснабжения**

Существующая система водоснабжения/водоотведения полностью соответствует предъявляемым ей требованиям, не исчерпала свой эксплуатационный срок и осуществляет бесперебойную поставку воды к котельным г. Мурманска, согласно вышеуказанным аспектам, планирование новых решений водоснабжения/водоотведения существующих котельных не требуется.

**13.7. Предложения по корректировке утвержденной (разработке) схемы водоснабжения Мурманска для обеспечения согласованности такой схемы и указанных в схеме теплоснабжения решений о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения**

Согласно пункту 13.6. предложения по корректировке утвержденной (разработке) схемы водоснабжения отсутствуют.

## **РАЗДЕЛ 14. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА МУРМАНСКА**

Индикаторы развития систем теплоснабжения муниципального образования город Мурманск приведены в таблицах 123 – 136.

**Таблица 123 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ**

Наименование показателя	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	181,3	180,6	180,6	180,6	180,6	180,6	180,4	180,4	180,4	180,4
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	2,011	1,674	1,668	1,672	1,672	1,676	1,581	1,581	1,581	1,581
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,311	0,345	0,309	0,264	0,228	0,228	0,197	0,197	0,197	0,197
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	86,7	86,7	84,1	84,1	84,1	84,1	99,1	99,1	99,1	99,1
Доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общей величине выработанной тепловой энергии в границах поселения, городского округа, города федерального значения)	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии	г ут/кВтч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	32	31,4	30,75	30,05	29,3	28,5	27,65	26,75	25,8	17,3
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	3,04%	3,04%	3,03%	3,03%	3,03%	3,03%	3,03%	3,03%	3,03%	3,03%
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	30,7%	15,7%	17,0%	0	0	0	0	0

**Таблица 124 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от Южной котельной**

Наименование показателя	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	188,9	188,9	188,9	192,8	198,1	198,1	198,1	198,1	198,1	198,1
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	1,74	2,05	2,04	1,97	1,97	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,238	0,255	0,255	0,267	0,267	0,241	0,241	0,241	0,241	0,241
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	103,08	103,24	101,17	101,43	101,43	101,43	101,43	101,43	101,43	101,43
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	32	31,4	30,75	30,05	29,3	28,5	27,65	26,75	25,8	16,3
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	3,06%	3,06%	3,05%	2,95%	2,95%	2,95%	2,95%	2,95%	2,95%	2,95%
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

**Таблица 125 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от Восточной котельной**

Наименование показателя	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	172,8	171,2	171,3	0,0	171,3	171,3	171,4	171,5	171,5	171,5
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	1,69	1,68	1,70	1,73	1,72	1,73	1,83	1,83	1,83	1,83
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,164	0,151	0,151	0,158	0,158	0,158	0,189	0,221	0,221	0,221
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	93,45	93,45	93,58	90,46	91,57	91,57	68,04	68,04	68,04	68,04
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	34,25	33,45	32,60	31,70	30,75	29,75	28,70	27,60	26,98	20,7
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	1,93%	1,93%	1,92%	1,92%	1,90%	1,90%	1,90%	1,90%	1,90%	1,90%
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

**Таблица 126 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной «Северная»**

Наименование показателя	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	2,388	2,410	2,446	2,488	2,488	2,488	2,488	2,488	2,488	2,488
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,211	0,215	0,190	0,234	0,271	0,252	0,213	0,233	0,233	0,233
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	173,4	171,8	169,3	166,5	166,5	166,5	166,5	166,5	166,5	166,5
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	36,3	41,4	40,6	39,3	38	36,6	35,2	33,7	32,1	37,2
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	4,58%	4,58%	4,58%	4,58%	4,58%	4,58%	4,58%	4,58%	4,58%	4,58%
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	7,0%	7,0%	6,6%	18%	36%	0	0	0	0	0

**Таблица 127 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной «Роста»**

<b>Наименование показателя</b>	<b>Ед. изм.</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>	<b>2032-2042</b>
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9	180,9
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,201	0,181	0,166	0,166	0,166	0,166	0,166	0,166	0,166	0,166
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	197,04	195,36	195,75	195,75	195,75	195,75	195,75	195,75	195,75	195,75
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	28,20	27,70	27,15	26,55	25,95	25,35	24,75	24,15	23,55	17,6
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	4,96%	4,96%	4,95%	4,95%	4,95%	4,95%	4,95%	4,95%	4,95%	4,95%
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	14%	0	0	-	-	-	-	-	-

**Таблица 128 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной «Абрам-Мыс»**

<b>Наименование показателя</b>	<b>Ед. изм.</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>	<b>2032-2042</b>
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг уг/Гкал	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9	216,9
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,067	0,252	0,252	0,252	0,252	0,252	0,252	0,252	0,252	0,252
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	197,20	197,20	197,20	197,20	197,20	197,20	197,20	197,20	197,20	197,20
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	29	28	27	26	25	24	23	22	21	15
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	4,49%	4,49%	4,49%	4,49%	4,49%	4,49%	4,49%	4,49%	4,49%	4,49%
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0



**Таблица 129 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково-1»**

Наименование показателя	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг уг/Гкал	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	2,26	2,26	1,07	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,189	0,189	0,189	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	194,92	194,92	413,13	375,71	375,71	375,71	375,71	375,71	375,71	375,71
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	47,18	43,09	38,91	34,64	30,27	25,82	21,27	16,64	16,00	16,5
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	12,35%	12,35%	5,83%	5,83%	5,83%	5,83%	5,83%	5,83%	0,00%	0,00%
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

**Таблица 130 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково Южное»**

Наименование показателя	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	Переключение на котельную ТЦ «Росляково-1»						
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0							
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	397,6	397,6	185,7							
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	0,35	0,35	0,35							
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,141	0,141	0,260							
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	185,92	185,92	185,92							
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100							
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	31,27	29,62	27,97							
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	1,21%	1,21%	1,21%							
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	100							

**Таблица 131 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной «Фестивальная»**

Наименование показателя	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,138	0,144	0,144	0,140	0,140	0,140	0,140	0,140	0,140
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	154,63	154,63	154,63	154,63	154,63	154,63	154,63	154,63	154,63
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0

**Таблица 132 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от угольной котельной МУП «МУК»**

Наименование показателя	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	467,7	457,2	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м <sup>2</sup>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,162	0,162	0,327	0,327	0,327	0,327	0,327	0,327	0,327
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м <sup>2</sup> *ч/Гкал	182,60	182,60	182,60	182,60	182,60	182,60	182,60	182,60	182,60
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	14,0	15,0	16,0	17,0	18,0	19,0	20,0	21,0	29,0
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	100	0	0	0	0	0	0

**Таблица 133 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее дизельная котельная)**

Наименование показателя	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	156,5	156,5	180,2	180,2	180,2	180,2	180,2	180,2	180,2	180,2
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,170	0,170	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	187,59	187,59	187,59	187,59	187,59	187,59	187,59	187,59	187,59	187,59
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	19	20	21	22	23	24	25	26	27	35
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0



**Таблица 134 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной АО «ММТП»**

Наименование показателя	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	168,4	168,4	168,4	168,4	168,4	168,4	168,4	168,4	168,4	168,4
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	1,127	1,127	1,127	1,127	1,127	1,127	1,127	1,127	1,127	1,127
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	486,59	486,59	486,59	486,59	486,59	486,59	486,59	486,59	486,59	486,59
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	31,0	32,0	33,0	34,0	35,0	36,0	37,0	38,0	39,0	48,0
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

**Таблица 135 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной №22**

Наименование показателя	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	250,7	250,7	250,7	250,7	250,7	250,7	250,7	250,7	250,7	250,7
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	9,187	9,187	9,187	9,187	9,187	9,187	9,187	9,187	9,187	9,187
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	70,63	70,63	70,63	70,63	70,63	70,63	70,63	70,63	70,63	70,63
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



**Таблица 136 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной АО «Завод ТО ТБО»**

Наименование показателя	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	333,4	190,5	188,3	188,0	187,6	187,0	187,0	187,0	187,0	187,0
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	4,277	4,277	4,277	4,277	4,277	4,277	4,277	4,277	4,277	4,277
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,049	0,171	0,178	0,179	0,180	0,182	0,182	0,182	0,182	0,182
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55	6,55
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

## РАЗДЕЛ 15. ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ

Результаты расчета ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения представлены п.4.2 настоящего документа. Более подробно оценка экономической эффективности инвестиций и ценовые последствия для потребителей рассмотрены в п.12.4 Главы 12 Обосновывающих материалов.

Согласно полученным результатам анализа развития систем теплоснабжения по показателям:

- затраты на реализацию мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии;
- затраты на реализацию мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них;
- ценовые последствия реализации мероприятий для потребителей тепловой энергии.

Можно сделать вывод о том, что выполнение мероприятий является целесообразным.

Относительный рост тарифа за расчетный период схемы теплоснабжения относительно 2024 года составит:

по котельным АО «Мурманская ТЭЦ»:

- при реализации мероприятий по сценарию 1: 70,1 %;
- при реализации мероприятий по сценарию 2: 27,0%;
- без реализации мероприятий: 99,3%;

по котельным АО «МЭС»:

- при реализации мероприятий по сценарию 1: 95,4%;
- при реализации мероприятий по сценарию 2: 62,6%
- без реализации мероприятий: 99,3%;

по котельным АО «МЭС» (Росляково):

- при реализации мероприятий по сценарию 1: 85,5%;
- при реализации мероприятий по сценарию 2: 45,2%
- без реализации мероприятий: 99,3%;

по угольной котельной МУП «МУК» (сценарий 1 и 2):

- при реализации мероприятий: 53,8%;
- без реализации мероприятий: 99,3%;

по котельной № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее дизельная котельная) (сценарий 1 и 2):

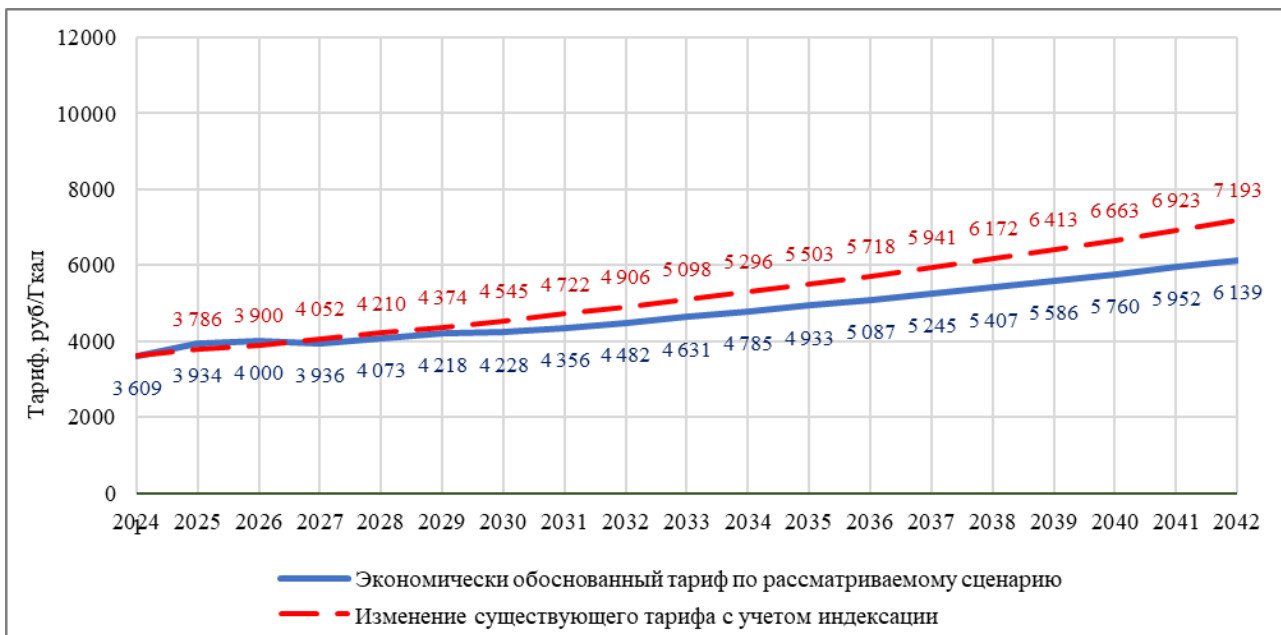
- при реализации мероприятий: 74,1%;
- без реализации мероприятий: 99,3%;

по котельной АО «ММТП»:

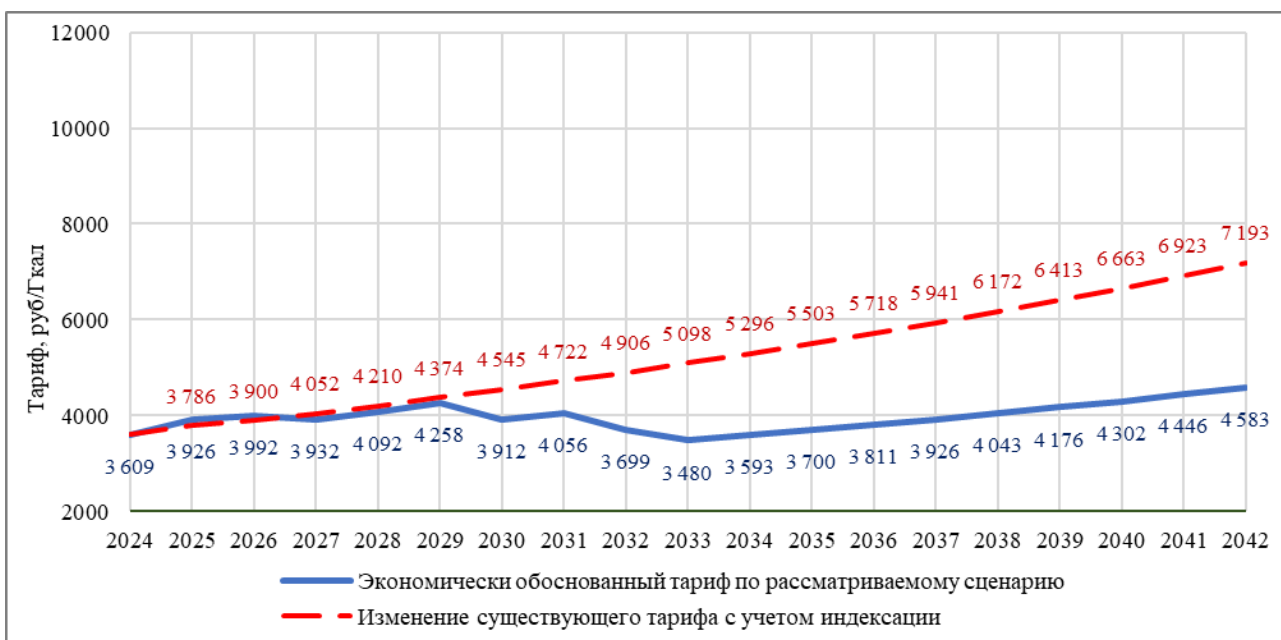
- при реализации мероприятий по сценарию 1: 97,1%
- при реализации мероприятий по сценарию 2: 11,2%
- без реализации мероприятий: 99,3%;

по котельной ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (сценарий 1 и 2):

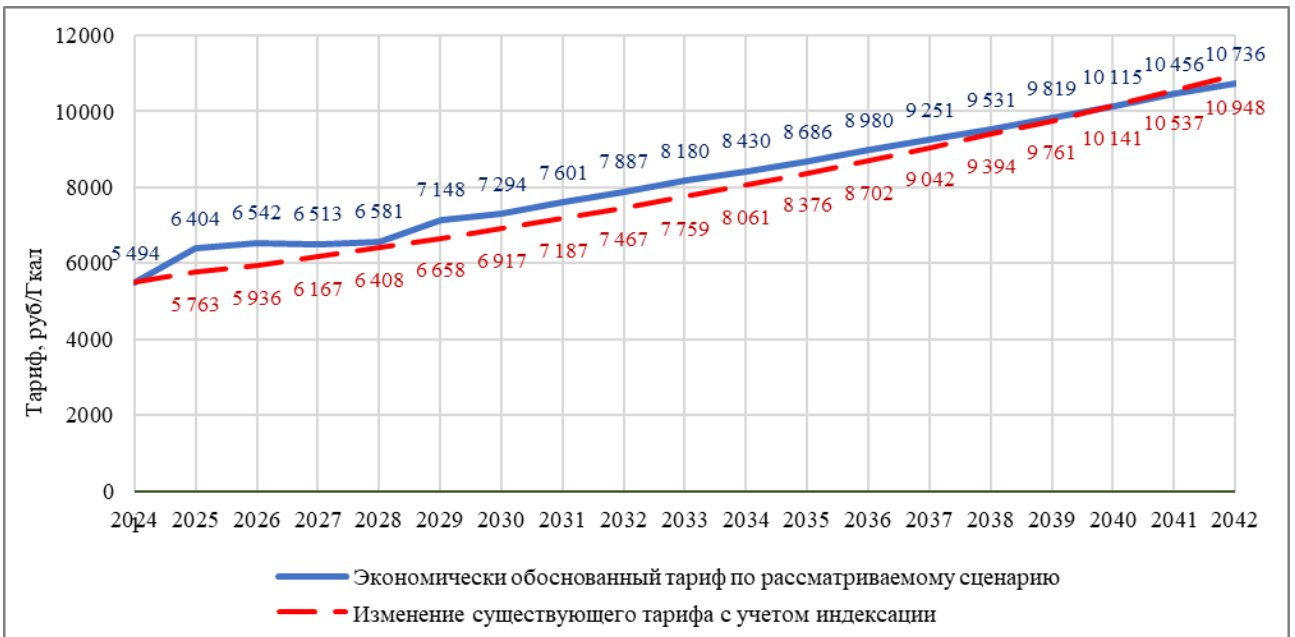
- при реализации мероприятий: 101,9%
- без реализации мероприятий: 99,3%.



**Рисунок 15. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «Мурманская ТЭЦ» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 1 и индексируемого тарифа для населения (с НДС)**



**Рисунок 16. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «Мурманская ТЭЦ» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 2 и индексируемого тарифа для населения (с НДС)**



**Рисунок 17. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «МЭС» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 1 и без них (с учетом индексации тарифа)**



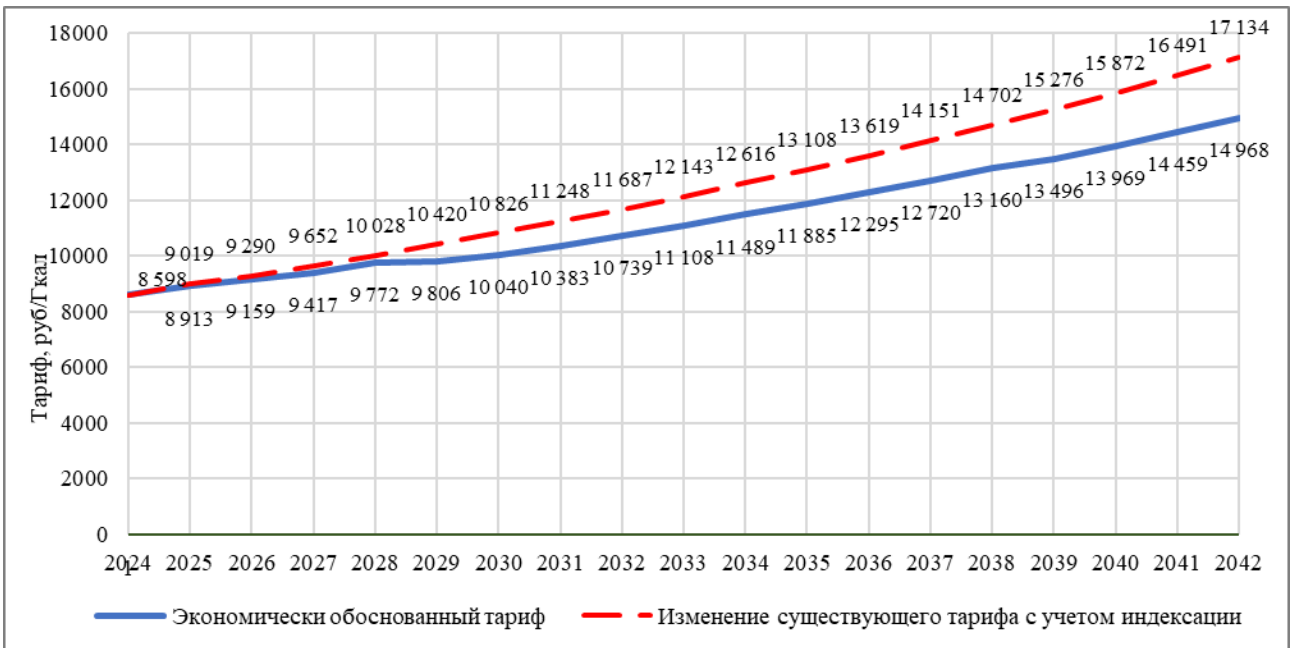
**Рисунок 18. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «МЭС» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 2 и без них (с учетом индексации тарифа)**



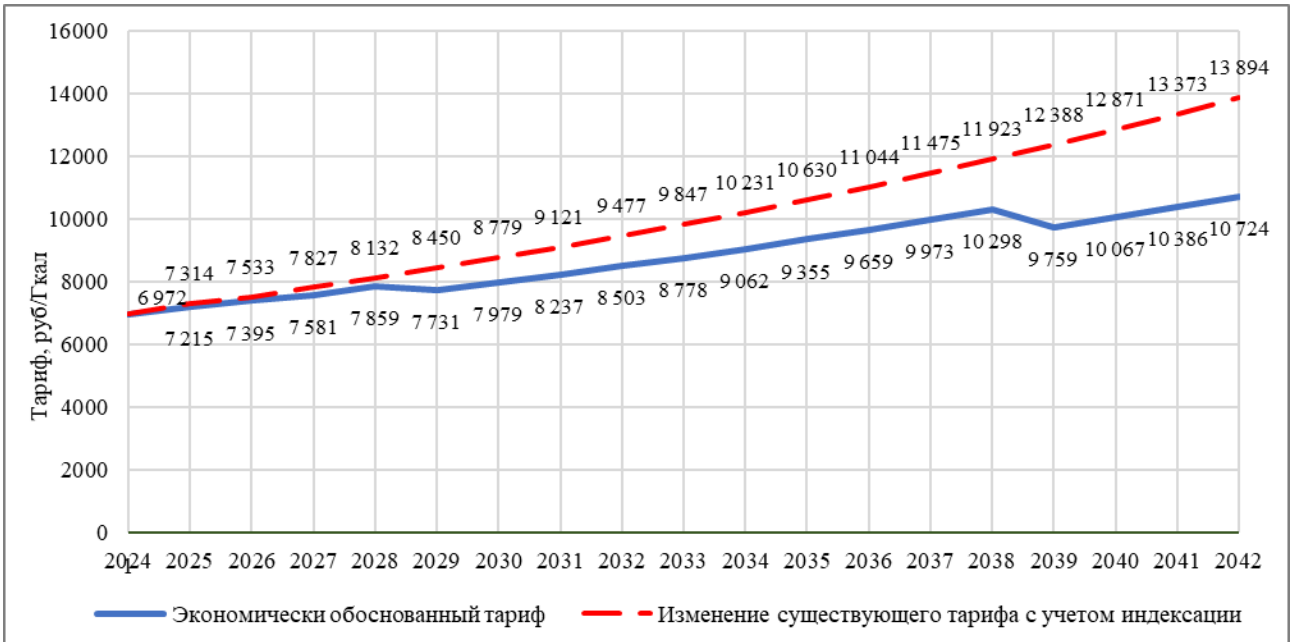
**Рисунок 19. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «МЭС» (Росляково) при реализации запланированных мероприятий по сценарию 1 и без них (с учетом индексации тарифа)**



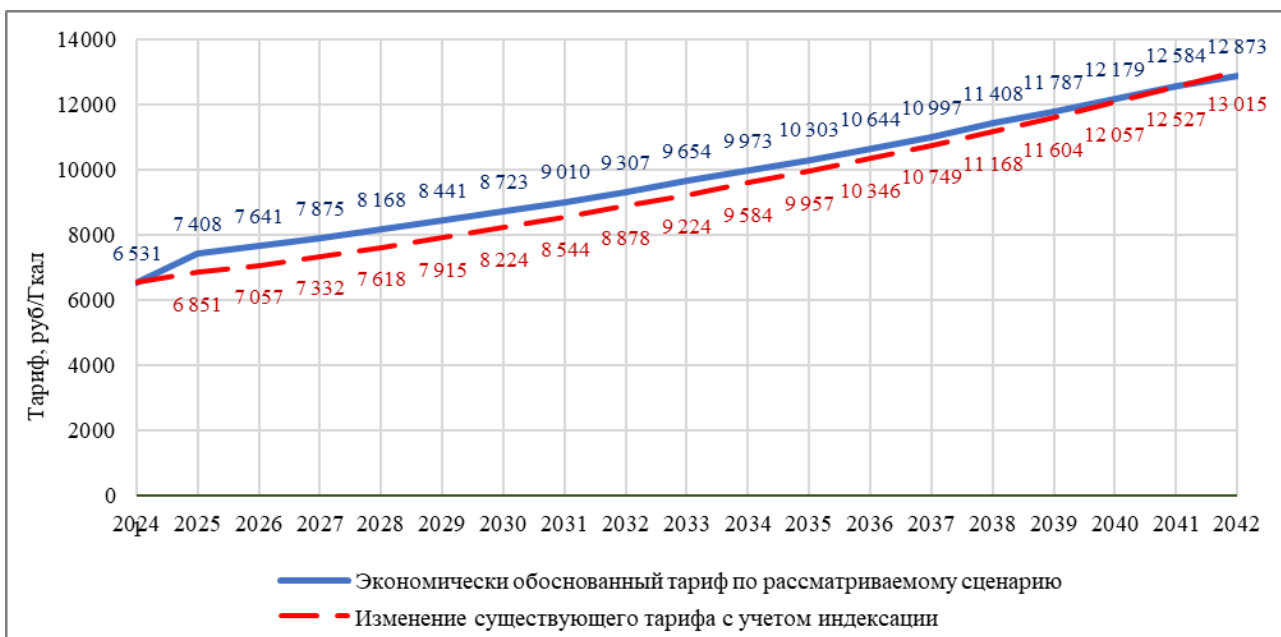
**Рисунок 20. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «МЭС» (Росляково) при реализации запланированных мероприятий по сценарию 2 и без них (с учетом индексации тарифа)**



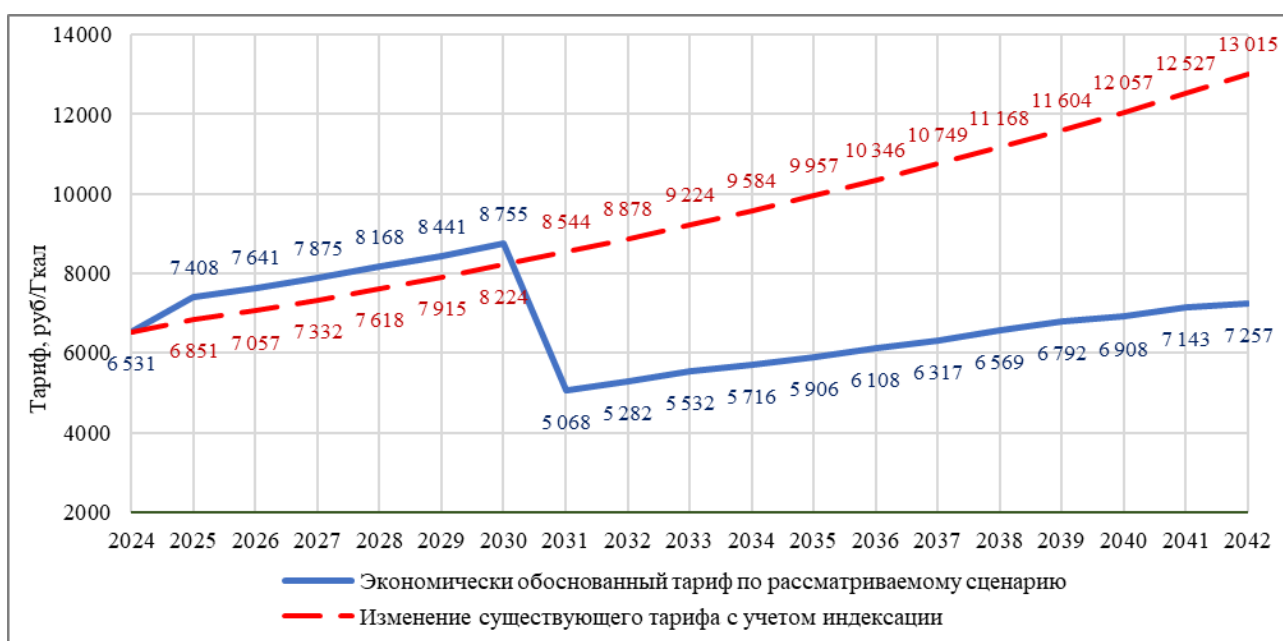
**Рисунок 21. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей от котельной № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее дизельная котельная) при реализации запланированных мероприятий по сценариям 1 и 2 и индексируемого тарифа для населения (с НДС)**



**Рисунок 22. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей от угольной котельной МУП «МУК» при реализации запланированных мероприятий по сценариям 1 и 2 и без них (с учетом индексации тарифа)**

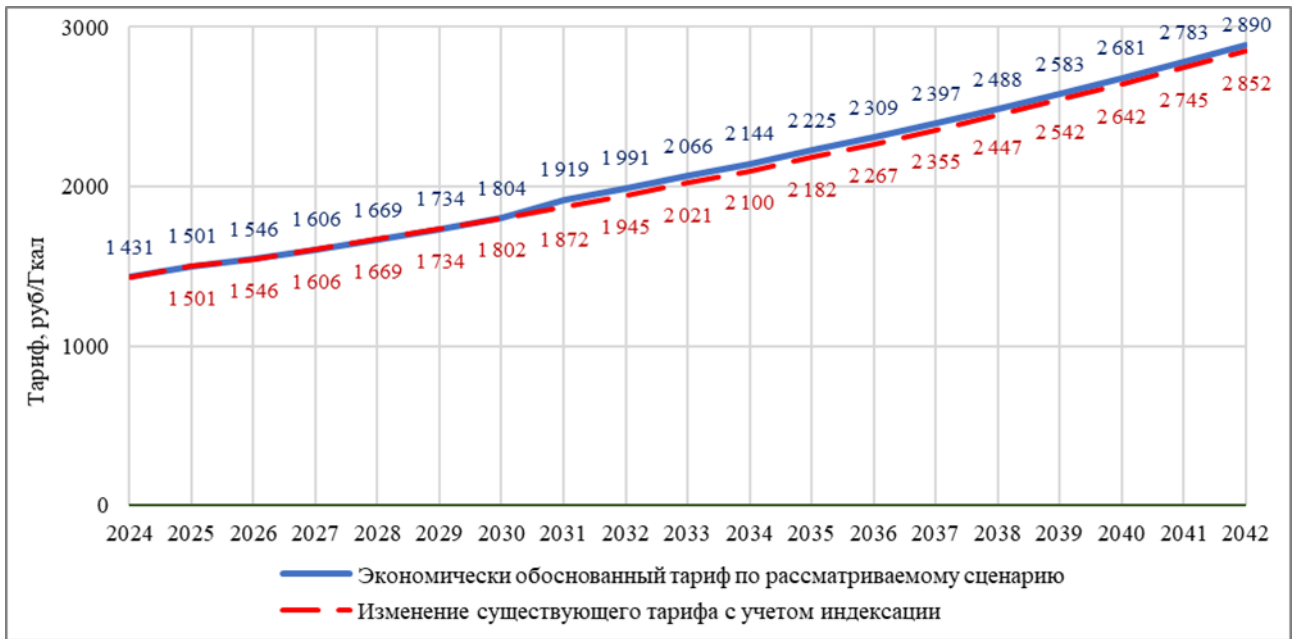


**Рисунок 23. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «ММТП» по сценарию 1 (с учетом индексации тарифа)**



**Рисунок 24. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «ММТП» по сценарию 2 (с учетом индексации тарифа)**





**Рисунок 25. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ при реализации запланированных мероприятий и без них (с учетом индексации тарифа)**