

**Схема теплоснабжения  
муниципального образования город Мурманск  
с 2019 по 2039 годы  
(актуализация на 2022 год)**

**Пояснительная записка**



СОГЛАСОВАНО:

Генеральный директор

ООО «Невская Энергетика»

\_\_\_\_\_ Е.А. Кикоть

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2021 г.

СОГЛАСОВАНО:

Председатель Комитета по жилищной политике  
администрации города Мурманска

\_\_\_\_\_ А.Ю. Червинко

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2021 г.

**Схема теплоснабжения  
муниципального образования город Мурманск  
с 2019 по 2039 годы  
(актуализация на 2022 год)**

**Пояснительная записка**

г. Санкт-Петербург

2021 год



## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

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

## СОСТАВ ДОКУМЕНТА

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

- Глава 1 "Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения";
- Глава 2 "Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения";
- Глава 3 "Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения";
- Глава 4 "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

СОСТАВ ДОКУМЕНТА .....	4
Оглавление .....	5
Перечень таблиц .....	11
Перечень рисунков .....	17
Определения.....	19
Перечень принятых обозначений.....	21
<b>РАЗДЕЛ 1. ПОКАЗАТЕЛИ СУЩЕСТВУЮЩЕГО И ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ГОРОДА МУРМАНСК.....</b>	<b>23</b>
1.1. Величина существующей отопливаемой площади строительных фондов и прироста отопливаемой 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.....	23
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 .....	38
1.3. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, на каждом этапе .....	48
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.....	48
<b>РАЗДЕЛ 2. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОМОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОМОЩНОСТИ И ТЕПЛОМОЩНОСТИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ .....</b>	<b>50</b>
2.1. Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии .....	50
2.2. Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии .....	56
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.....	57

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 .....	88
2.5.	Радиус эффективного теплоснабжения, определяемый в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.....	90
<b>РАЗДЕЛ 3. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ....</b>		<b>92</b>
3.1.	Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей .....	92
3.2.	Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения.....	107
<b>РАЗДЕЛ 4. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МАСТЕР-ПЛАНА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА МУРМАНСКА .....</b>		<b>108</b>
4.1.	Описание сценариев развития теплоснабжения города Мурманска.....	108
4.2.	Обоснование выбора приоритетного сценария развития теплоснабжения города Мурманска .....	110
<b>РАЗДЕЛ 5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ .....</b>		<b>126</b>
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 .....	126
5.2.	Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии .....	127
5.3.	Предложения по техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения .....	150
5.4.	Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных .....	230

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 .....	230
5.6.	Меры по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии .....	230
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 .....	231
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	231
5.9.	Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с предложениями по сроку ввода в эксплуатацию новых мощностей .....	231
5.10.	Предложения по вводу новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива.....	232
<b>РАЗДЕЛ 6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ.....</b>		<b>233</b>
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).....	234
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 .....	237
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.....	247

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 ....	248
6.5.	Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения потребителей.....	268
6.6.	Предложения по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки .....	268
6.7.	Предложения по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса .....	272
6.8.	Предложения по строительству и реконструкции и (или) модернизации насосных станций .....	286
<b>РАЗДЕЛ 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ .....</b>		<b>290</b>
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 .....	290
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.....	300
<b>РАЗДЕЛ 8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ .....</b>		<b>301</b>
8.1.	Перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии по видам основного, резервного и аварийного топлива на каждом этапе .....	301
8.2.	Потребляемые источником тепловой энергии виды топлива, включая местные виды топлива, а также используемые возобновляемые источники энергии .....	315
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 .....	316
8.4.	Преобладающий в городе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в городе Мурманске .....	326
8.5.	Приоритетное направление развития топливного баланса города Мурманска ..	326

РАЗДЕЛ 9. ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ .....	327
9.1. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии на каждом этапе .....	327
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.....	341
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.....	349
9.4. Предложения по величине необходимых инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения на каждом этапе.....	349
9.5. Оценка эффективности инвестиций по отдельным предложениям .....	349
9.6. Величина фактически осуществленных инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию объектов теплоснабжения за базовый период и базовый период актуализации .....	351
РАЗДЕЛ 10. РЕШЕНИЕ О ПРИСВОЕНИИ СТАТУСА ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЯМ).....	352
10.1. Решение о присвоении статуса единой теплоснабжающей организации (организациям).....	352
10.2. Реестр зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций).....	356
10.3. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации .....	357
10.4. Информация о поданных теплоснабжающими организациями заявках на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации .....	364
10.5. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах города Мурманска .....	364
РАЗДЕЛ 11. РЕШЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ .....	365
РАЗДЕЛ 12. РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ.....	366
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 .....	367
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.....	367
13.2. Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии	368
13.3. Предложения по корректировке утвержденной (разработке) 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 .....	368
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 .....	368
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.....	369
13.6. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы водоснабжения Мурманска) о развитии соответствующей системы водоснабжения в части, относящейся к системам теплоснабжения .....	369
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 .....	369
РАЗДЕЛ 14. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА МУРМАНСКА .....	370
РАЗДЕЛ 15. ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ .....	386

## Перечень таблиц

Таблица 1 – Прогноз приростов площади строительных фондов .....	27
Таблица 2 – Изменение площади строительных фондов накопительным итогом.....	31
Таблица 3 – Снос (вывод из эксплуатации) жилых зданий с общей площадью фонда на период до 2039 года .....	32
Таблица 4 – Общее (с учетом вывода из эксплуатации) изменение строительных фондов в период до 2039 года .....	33
Таблица 5 – Общий прирост строительных площадей на территории г. Мурманска в зоне действия источников теплоснабжения .....	35
Таблица 6 – Общий прирост строительных площадей на территории г. Мурманска в зонах перспективного строительства, предусматриваемых к обеспечению индивидуальными источниками тепловой энергии .....	36
Таблица 7 – Приросты тепловых нагрузок г. Мурманска, Гкал/ч.....	39
Таблица 8 – Прирост перспективных нагрузок по источникам (нарастающим итогом) .....	46
Таблица 9 – Прирост расхода теплоносителя в зонах действия источников (нарастающим итогом) .....	47
Таблица 10 – Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки .....	49
Таблица 11 – Расчетные тепловые нагрузки индивидуального строительства на расчетный период .....	57
Таблица 12 – Балансы существующей тепловой мощности источников и перспективной тепловой нагрузки на территории г. Мурманска.....	59
Таблица 14 – Балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии г. Мурманска (Сценарий 1) .....	94
Таблица 15 – Балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии г. Мурманска (Сценарий 2) .....	100
Таблица 16 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для АО «Мурманская ТЭЦ». Сценарий 1 .....	112
Таблица 17 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для АО «Мурманская ТЭЦ». Сценарий 2 .....	113
Таблица 18 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для АО «Завод ТО ТБО». Сценарий 1 и 2 .....	114
Таблица 19 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для МУП «МУК» (Дизельная котельная). Сценарий 1 .....	115
Таблица 20 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для МУП «МУК» (Дизельная котельная). Сценарий 2 (инвестиционная инициатива ПАО «МРСК Северо-Запада») .....	116
Таблица 21 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для МУП «МУК» (Угольная котельная). Сценарий 1 .....	117
Таблица 22 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для МУП «МУК» (Угольная котельная). Сценарий 2 (инвестиционная инициатива ПАО «МРСК Северо-Запада») .....	118
Таблица 23 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для АО «МЭС» (котельные «Северная», «Роста», котельной «Абрам-Мыс», «Фестивальной»). Сценарий 1 .....	119
Таблица 24 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для АО «МЭС» (котельные «Северная», «Роста», котельной «Абрам-Мыс», «Фестивальной»). Сценарий 2 .....	120
Таблица 25 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для АО «МЭС» (котельной «Абрам-Мыс»). Сценарий 2б (инвестиционная инициатива ПАО «МРСК Северо-Запада») .....	121
Таблица 26 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для АО «МЭС» (котельная ТЦ «Росляково Южное»). Сценарий 1 (инвестиционная инициатива ПАО «МРСК Северо-Запада») .....	122

Таблица 27 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для АО «МЭС» (котельные ТЦ «Росляково-1» и ТЦ «Росляково Южное»). Сценарий 1 и 2 (инвестиционная инициатива ООО «Интеллектуальные коммунальные системы») .....	123
Таблица 28 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для АО «ММТП». Сценарий 1 и 2 .....	124
Таблица 29 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для ЖКС №1 (филиала) ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ (котельная 22) .....	125
Таблица 30 – Удельные расходы условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, кг у.т/Гкал .....	127
Таблица 31 – Показатели работы источников АО «Мурманская ТЭЦ» за 2019 г. ....	128
Таблица 32 – Существующий и перспективный состав оборудования Мурманской ТЭЦ ..	130
Таблица 33 – Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности Мурманской ТЭЦ по сценарию 1 и 2 .....	131
Таблица 34 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий по 1 и 2 сценарию, млн. руб. (без НДС) .....	132
Таблица 35 – Техничко-экономические показатели работы Мурманской ТЭЦ по сценарию 1 и 2 .....	134
Таблица 36 – Существующий и перспективный состав оборудования Восточной котельной для сценария 1 и сценария 2 (до 2028) .....	138
Таблица 37 – Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности Восточной котельной по Сценарию 1 и Сценарию 2 (до 2028) .....	140
Таблица 38 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 1 и 2 для Восточной котельной, млн. руб. (без НДС) .....	141
Таблица 39 – Техничко-экономические показатели работы Восточной котельной для Сценария 1 и Сценария 2 (до 2028) .....	142
Таблица 40 – Существующий и перспективный состав оборудования Южной котельной для Сценария 1 .....	144
Таблица 41 – Перспективный состав оборудования новой угольной котельной Южная для Сценария 2 .....	145
Таблица 42 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 1, млн. руб. (без НДС) .....	146
Таблица 43 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 2, млн. руб. (без НДС) .....	147
Таблица 44 – Техничко-экономические показатели работы Южной котельной для Сценария 1 .....	148
Таблица 45 – Техничко-экономические показатели работы новой угольной котельной Южная для Сценария 2 .....	149
Таблица 46 – Состав оборудования котельной «Северная» по Сценарию 1 .....	153
Таблица 47 – Планируемые мероприятия на котельной «Северная» и балансы мощность/нагрузка по сценарию 1 .....	154
Таблица 48 – Планируемые мероприятия на котельной «Северная» и балансы мощность/нагрузка по сценарию 2 (до 2028 г.) .....	155
Таблица 49 – Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 1 и Сценария 2 (до 2028 года) для котельной «Северная», млн. руб. (без НДС) .....	156
Таблица 50 – Перечень мероприятий по переходу на закрытую схему теплоснабжения от котельной "Северная" .....	156
Таблица 51 – Техничко-экономические показатели работы котельной "Северная" для Сценария 1 и Сценария 2 (до 2028 года) .....	159
Таблица 52 – Балансы тепловой мощности котельных .....	162
Таблица 53 – Состав оборудования котельной «Роста» .....	162
Таблица 54 – Техничко-экономические показатели работы котельной «Роста» вне зависимости от Сценарных условий .....	163
Таблица 55 – Перспективный состав оборудования новой угольной котельной «Северная-Восточная» для Сценария 2 .....	166

Таблица 56 – Капитальные затраты на строительство котельной «Северная-Восточная» для Сценария 2, млн. руб. (без НДС) .....	166
Таблица 57 – Техничко-экономические показатели работы новой угольной котельной «Северная-Восточная» .....	167
Таблица 58 – Тарифы на электрическую энергию для потребителей, приравненных к населению (тарифы с учетом НДС) за 2019 год, руб./кВт*ч .....	169
Таблица 59 – Состав оборудования дизельной котельной .....	173
Таблица 60 – Затраты на реализацию мероприятий, предусмотренных для дизельной котельной микрорайона Дровяное, тыс. руб. ....	174
Таблица 61 – Показатели работы дизельной котельной микрорайона Дровяное на период актуализации Схемы теплоснабжения .....	175
Таблица 62 – Расчет капитальных затрат тепловой части .....	176
Таблица 63 – Теплоснабжение от ИТП по ул. Прибрежная.....	176
Таблица 64 – Затраты по переводу потребителей на теплоснабжение от ИТП .....	177
Таблица 65 – Техничко-экономические показатели работы дизельной котельной микрорайона Дровяное при реализации сценария 2 .....	178
Таблица 66 – Существующий и перспективный состав оборудования котельной в районе Дровяное.....	180
Таблица 67 – Расчет капитальных вложений на строительство новой блочно-модульной электрокотельной в микрорайоне Дровяное.....	181
Таблица 68 – Основные характеристики блочно-модульной электрокотельной номинальной производительностью 1,0 МВт .....	181
Таблица 69 – Техничко-экономические показатели работы новой блочно-модульной электрокотельной микрорайона Дровяное.....	182
Таблица 70 – Сравнение топливно-энергетических показателей работы угольной котельной и новой электрокотельной в районе Дровяное .....	183
Таблица 71 – Расчет капитальных затрат тепловой части.....	184
Таблица 72 – Теплоснабжение от ИТП по ул. Смирнова.....	184
Таблица 73 – Расчеты по переводу потребителей на теплоснабжение от ИТП.....	186
Таблица 74 – Техничко-экономические показатели работы угольной котельной микрорайона Дровяное при реализации сценария 2 .....	187
Таблица 75 – Требуемые инвестиции в модернизацию системы теплоснабжения микрорайона Абрам-Мыс.....	189
Таблица 76 – Состав оборудования котельной «Абрам-Мыс» .....	190
Таблица 77 – Техничко-экономические показатели работы котельной «Абрам-Мыс» по Сценарию 1 .....	191
Таблица 78 – Требуемые инвестиции в строительство электрокотельной «Абрам-Мыс», тыс. руб. ....	193
Таблица 79 – Состав оборудования котельной «Абрам-Мыс» по Сценарию 2 .....	193
Таблица 80 – Техничко-экономические показатели работы котельной «Абрам-Мыс» по Сценарию 2а.....	194
Таблица 81 – Перечень потребителей, для которых предусматривается установка ИТП ....	195
Таблица 82 – Перечень потребителей, планируемых к подключению от ЦТП №1 .....	196
Таблица 83 – Структура тепловых сетей от ЦТП №1 .....	196
Таблица 84 – Теплоснабжение от ЦТП №1 .....	197
Таблица 85 – Перечень мероприятий по модернизации системы теплоснабжения микрорайона Абрам-Мыс по сценарию 2б .....	197
Таблица 86 – Техничко-экономические показатели работы котельной «Абрам-Мыс» при реализации сценария 2б .....	199
Таблица 87 – Состав мероприятий и капитальные затраты на них при реализации сценариев 1 и 2 .....	200
Таблица 88 – Состав оборудования котельной АО «Завод ТО ТБО» .....	202
Таблица 89 – Техничко-экономические показатели работы котельной АО «Завод ТО ТБО» .....	203

Таблица 90 – Состав оборудования котельной АО «Мурманский морской торговый порт» .....	204
Таблица 91 – Техничко-экономические показатели работы котельной АО «Мурманский морской торговый порт».....	205
Таблица 92 – Капитальные затраты на мероприятия, без НДС .....	206
Таблица 93 – Состав оборудования котельной №22 .....	206
Таблица 94 – Капитальные затраты на мероприятия, без НДС .....	206
Таблица 95 – Техничко-экономические показатели работы котельной №22 .....	207
Таблица 96 – Состав оборудования котельной «Фестивальная».....	208
Таблица 97 – Техничко-экономические показатели работы новой котельной для Сценария 1 и 2.....	209
Таблица 98 – Затраты на строительство котельной ТЦ «Росляково – 1», тыс. руб.....	211
Таблица 99 – Техничко-экономические показатели работы системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково-1» (сценарий, предложенный в КИП) .....	212
Таблица 100 – Существующий и перспективный состав оборудования котельной ТЦ «Росляково-1» .....	213
Таблица 101 – Инвестиционная программа для котельной ТЦ «Росляково-1» в ценах соответствующих лет с разбивкой по годам (с учетом НДС), тыс. руб. ....	215
Таблица 102 – Сравнение балансов мощности котельной ТЦ «Росляково-1».....	216
Таблица 103 – Сравнение топливно-энергетических показателей работы мазутной котельной и новой угольной котельной ТЦ «Росляково-1» по проекту ООО «ИКС» .....	216
Таблица 104 – Техничко-экономические показатели работы системы теплоснабжения котельной ТЦ «Росляково-1» по сценарию проекта ООО «ИКС» .....	218
Таблица 105 – Сравнение выбросов от мазутной и угольной котельных .....	219
Таблица 106 – Расчет инвестиционной стоимости электрочотельной вместо котельной ТЦ «Росляково Южное» .....	221
Таблица 107 – Расчет инвестиционной стоимости переоборудования котельной ТЦ «Росляково Южное» .....	222
Таблица 108 – Строительство КТП, РП 10(6) кВ .....	223
Таблица 109 – Строительство (реконструкция) ВЛ 6-750 кВ .....	224
Таблица 110 – Показатели работы котельной ТЦ «Росляково Южное» .....	225
Таблица 111 – Существующий и перспективный состав оборудования котельной ТЦ «Росляково Южное» .....	226
Таблица 112 – Инвестиционная программа для котельной ТЦ «Росляково Южное» в ценах соответствующих лет с разбивкой по годам, тыс. руб. (с учетом НДС) .....	227
Таблица 113 – Сравнение балансов мощности котельной ТЦ «Росляково Южное» .....	227
Таблица 114 – Сравнение топливно-энергетических показателей работы котельной до и после перевооружения (по сценарию ООО «ИКС») .....	228
Таблица 115 – Техничко-экономические показатели работы системы теплоснабжения котельной ТЦ «Росляково Южное» в случае реализации варианта ООО «ИКС» .....	229
Таблица 116 – Сводные финансовые потребности для реализации проектов группы №1 в разрезе ТСО .....	236
Таблица 117 – Состав группы проектов №2 для развития схемы теплоснабжения .....	238
Таблица 118 – Финансовые потребности в реализацию проектов группы №2 в разрезе ТСО для сценария 1 .....	245
Таблица 119 – Финансовые потребности в реализацию проектов группы №2 в разрезе ТСО для сценария 2 .....	246
Таблица 120 – Состав группы проектов №5 для Сценария 1 .....	250
Таблица 121 – Состав группы проектов №5 для Сценария 2 .....	258
Таблица 122 – Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №5 по Сценарию 1 .....	266
Таблица 123 – Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №5 в разрезе ТСО по Сценарию 1 .....	266

Таблица 124 – Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №5 по Сценарию 2 .....	267
Таблица 125 – Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №5 в разрезе ТСО по Сценарию 2 .....	267
Таблица 126 – Финансовые потребности в реализацию проектов группы №3 в разрезе ТСО для сценария 1 .....	270
Таблица 127 – Финансовые потребности в реализацию проектов группы №3 для сценария 2 .....	271
Таблица 128 – Затраты на реконструкцию тепловых сетей по инвестиционной программе АО «Мурманская ТЭЦ» на 2019 – 2023 гг. ....	274
Таблица 129 – Сводные финансовые потребности для реализации проектов группы №6 для участков эксплуатационной ответственности АО «Мурманская ТЭЦ» для сценария 1 .....	277
Таблица 130 – Сводные финансовые потребности в реализации проектов группы №6 для сценария 1 .....	284
Таблица 131 – Сводные финансовые потребности в реализации проектов группы №6 для ТСО для сценария 1 .....	284
Таблица 132 – Сводные финансовые потребности в реализации проектов группы №6 для сценария 2 .....	285
Таблица 133 – Сводные финансовые потребности в реализации проектов группы №6 для ТСО для сценария 2 .....	285
Таблица 134 – Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №7 по Сценарию 1 .....	288
Таблица 135 – Финансовые потребности для реализации проектов группы №7 в разрезе ТСО по Сценарию 1 .....	288
Таблица 136 – Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №7 по Сценарию 2 .....	289
Таблица 137 – Финансовые потребности для реализации проектов группы №7 в разрезе ТСО по Сценарию 2 .....	289
Таблица 138 – Состав группы проектов №8 (организация 4-х трубной схемы теплоснабжения) .....	294
Таблица 139 - Перечень мероприятий по переходу на закрытую схему теплоснабжения от котельной «Северная» .....	296
Таблица 140 – Топливный баланс источников тепловой энергии г. Мурманска (Сценарий №1) .....	302
Таблица 141 – Топливный баланс источников тепловой энергии г. Мурманска (Сценарий №2) .....	308
Таблица 142 – Нормативные запасы аварийных видов топлива .....	315
Таблица 143 – Затраты на мероприятия по источникам г. Мурманска (Сценарий 1) .....	329
Таблица 144 – Затраты на мероприятия по источникам г. Мурманска (Сценарий 2) .....	335
Таблица 145 – Сводные финансовые потребности для реализации мероприятий по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них, млн. руб. (Сценарий 1) .....	343
Таблица 146 – Сводные финансовые потребности для реализации мероприятий по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них, млн. руб. (Сценарий 2) .....	346
Таблица 147 – Реестр зон деятельности ЕТО на территории г. Мурманска .....	357
Таблица 151 – Обоснование соответствия организаций, предлагаемых в качестве ЕТО, критериям определения ЕТО .....	363
Таблица 152 – Реестр систем теплоснабжения города Мурманска .....	364
Таблица 153 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ .....	371
Таблица 154 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от Южной котельной .....	373
Таблица 155 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от Восточной котельной ..	374
Таблица 156 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной «Северная» .	375
Таблица 157 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной «Роста» .....	376

Таблица 158 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной «Абрам-Мыс» .....	377
Таблица 159 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково-1» .....	378
Таблица 160 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково Южное» .....	379
Таблица 161 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной «Фестивальная» .....	380
Таблица 162 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от угольной котельной МУП «МУК» .....	381
Таблица 163 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от дизельной котельной МУП «МУК» .....	382
Таблица 164 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной АО «ММТП» .....	383
Таблица 165 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной №22 .....	384
Таблица 166 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной АО «Завод ТО ТБО».....	385

## Перечень рисунков

Рисунок 1. Существующее административное деление г. Мурманска .....	24
Рисунок 2. Баланс тепловой мощности Мурманской ТЭЦ на период актуализации схемы теплоснабжения по сценарию 1 и 2 .....	130
Рисунок 3. Баланс тепловой мощности Восточной котельной для Сценария 1 и Сценария 2 (до 2028) .....	139
Рисунок 4. Зоны теплоснабжения котельной «Роста» и котельная «Северная» .....	161
Рисунок 5. Объединенная зона теплоснабжения котельной «Северная-Восточная» .....	165
Рисунок 6. График Россандера при работе электрокотлов .....	172
Рисунок 7. Циклическая зависимость КПД котла с ручной подачей топлива .....	179
Рисунок 8. Баланс тепловой мощности котельной «Абрам-Мыс» .....	188
Рисунок 9 – Расположение ЦТП №1 .....	196
Рисунок 10 – Участок под размещение новой котельной ТЦ «Росляково-1», кадастровый номер 51:06:0010201:3 .....	214
Рисунок 11 – Количественное соотношение видов топлива, используемых на источниках тепловой энергии города Мурманска .....	316
Рисунок 12 – Паспорт качества топлива, используемого на источниках АО «Мурманская ТЭЦ» .....	317
Рисунок 13 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной «Роста» .....	318
Рисунок 14 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной «Северная» и котельной «Абрам-Мыс» .....	319
Рисунок 15 – Приложение к паспорту используемого топлива на котельной «Северная» и котельной «Абрам-Мыс» .....	320
Рисунок 16 – Паспорт используемого топлива на котельной ТЦ «Росляково-1» .....	321
Рисунок 17 – Приложение к паспорту используемого топлива на котельной ТЦ «Росляково-1» .....	322
Рисунок 18 – Характеристики используемого топлива на котельной ТЦ «Росляково Южное»	323
Рисунок 19 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной АО «ММТП» .....	324
Рисунок 20 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной №22 .....	325
Рисунок 21. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «Мурманская ТЭЦ» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 1 и без них (с учетом индексации тарифа) .....	388
Рисунок 22. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «Мурманская ТЭЦ» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 2 и без них (с учетом индексации тарифа) .....	388
Рисунок 23. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «МЭС» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 1 и без них (с учетом индексации тарифа) .....	389
Рисунок 24. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «МЭС» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 2 и без них (с учетом индексации тарифа) .....	389
Рисунок 25. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей в зоне действия котельной «Абрам-Мыс» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 2б и без них (с учетом индексации тарифа) .....	390

Рисунок 26. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «МЭС» (Росляково) при реализации запланированных мероприятий по сценариям 1 и 2 и без них (с учетом индексации тарифа) .....	390
Рисунок 27. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей котельной ТЦ «Росляково Южное» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 1 (инвестиционная инициатива ПАО «МРСК Северо-Запада») и без них (с учетом индексации тарифа) .....	391
Рисунок 28. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей от дизельной котельной МУП «МУК» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 1 и без них (с учетом индексации тарифа) .....	391
Рисунок 29. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей от дизельной котельной МУП «МУК» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 2 и без них (с учетом индексации тарифа) .....	392
Рисунок 30. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей от угольной котельной МУП «МУК» при реализации запланированных мероприятий по сценариям 1 и без них (с учетом индексации тарифа) .....	392
Рисунок 31. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей от угольной котельной МУП «МУК» при реализации запланированных мероприятий по сценариям 2 и без них (с учетом индексации тарифа) .....	393
Рисунок 32. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «ММТП» по сценариям 1 и 2 (с учетом индексации тарифа) .....	393
Рисунок 33. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «Завод ТО ТБО» при реализации запланированных мероприятий и без них (с учетом предельного роста тарифа) .....	394
Рисунок 34. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей от котельной 22 при реализации запланированных мероприятий и без них (с учетом предельного роста тарифа) .....	394

## 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,

<b>Термины</b>	<b>Определения</b>
	входящим в систему теплоснабжения
Зона действия источника тепловой энергии	Территория городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения
Установленная мощность источника тепловой энергии	Сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды
Располагаемая мощность источника тепловой энергии	Величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.)
Мощность источника тепловой энергии нетто	Величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды
Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии	Режим работы теплоэлектростанций, при котором производство электрической энергии непосредственно связано с одновременным производством тепловой энергии
Теплосетевые объекты	Объекты, входящие в состав тепловой сети и обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии
Расчетный элемент территориального деления	Территория городского округа или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения
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	ОЭС	Отдел эксплуатации тепловых сетей
33	ПВК	Пиковая водогрейная котельная
34	ПУ	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
41	РЭК	Региональная энергетическая комиссия
42	СМР	Строительно-монтажные работы
43	СЦТ	Система централизованного теплоснабжения
44	ТБО	Твердые бытовые отходы

<b>№ п/п</b>	<b>Сокращение</b>	<b>Пояснение</b>
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 отопливаемой площади строительных фондов и прироста отопливаемой 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 28 кв. м на человека. Причем, согласно Генеральному плану средняя жилищная обеспеченность населения общей площадью жилья в размере 25 кв. м на человека сложится уже к 2029 году, когда общий объем жилищного фонда составит 7240,4 тыс. кв. м общей площади при численности населения 299,9 тыс. человек. Прирост средней жилищной обеспеченности за расчетный период действия Генерального плана должен составить 4,2 кв. м на человека или 17,7 %.

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

*Зона застройки многоэтажными жилыми домами*

- в левобережной части – пос. Дровяное (4-5 этажей);
- в Ленинском округе – кварталы № 2, 3, 4, 41 (4-5 этажей) кварталы 172, 173, 201, 202 (5-9 этажей), а также уплотнительная застройка;
- в Октябрьском округе – кварталы 42, 56, 84, район Больничный (4-5 этажей), - кварталы № 66, 71, 123, район Новое плато (5-9 этажей);
- в Первомайском округе – район Жилстрой (4-5 этажей): части кварталов 153а, 154а, 140-151, 302, 308;
- район Жилстрой кварталы 145, 146, 147;
- микрорайон 204.

*Зона застройки среднеэтажными жилыми домами*

- в всех округах города;
- в районе Ледово-Ледокольный;
- в южной части у ул. Зеленая, район Росляково;

*Зона застройки малоэтажными жилыми домами*

- район Росляково.

*Зона застройки индивидуальными жилыми домами*

- в Октябрьском округе – северо-восточная часть округа;
- район Больничный;

- в Первомайском округе – в районе Жилстрой;
- участок в районе автомобильной дороги общего пользования федерального значения Р-21 «Кола» Санкт-Петербург – Петрозаводск – Мурманск – Печенга – граница с Королевством Норвегия;
- территории в районе проезда Ледокольного в Первомайском административном округе;
- ул. Достоевского - в соответствии с утвержденным генеральным планом;
- ул. Героев Рыбачьего, в соответствии с утвержденным генеральным планом;
- в левобережной части – в районе пос. Дровяное;
- в районе пос.Абрам-Мыс;
- уплотнительная застройка в Ленинском округе район;
- уплотнительная застройка в юго-западной части жилого мкр. Росляково.

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

Перспективные объекты	Ед. изм.	Суммарная площадь	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
<b>Октябрьский округ</b>													
Многоэтажная жилая застройка по ул.Буркова	кв.м	4400,0	0	0	0	4400	0	0	0	0	0	0	
Кинотеатр "Родина", ул. Ленинградская, 26	кв.м	3250,0	0	0	0	0	3250	0	0	0	0	0	
ул. Рогозерская МФК (Плазма) 2я очередь	кв.м	35721,0	0	0	0	0	0	35721	0	0	0	0	
"Реконструкция незавершенного строительством здания со строительством пристройки для размещения Мурманского областного суда" ул.Полярные Зори, д.15	кв.м	6000,0	0	5744,2	255,8	0	0	0	0	0	0	0	
Школа в районе улиц Скальная – Маклакова	кв.м	8641,5	0	0	0	0	8641,5	0	0	0	0	0	
Система вентиляции Гимназии № 1, пр.Связи, 30	кв.м	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Комплексная жилая застройка в р-не Больничного городка	кв.м	150000,0	0	0	0	0	0	0	0	150000	0	0	
Многоэтажная жилая застройка по ул.Папанина (ООО «Мурманский складской терминал»)	кв.м	13419,4	0	0	0	0	0	13419,4	0	0	0	0	
Многоэтажная жилая застройка по ул. Челюскинцев (собственность МО г.Мурманск)	кв.м	4600,0	0	0	0	0	0	4600	0	0	0	0	
Многоэтажная жилая застройка по ул. Старостина (ООО «Берелех»)	кв.м	8450,0	0	0	0	0	0	8450	0	0	0	0	
Многоэтажная жилая застройка по проезду Сосновый	кв.м	73650,0	0	0	0	0	0	73650	0	0	0	0	
Многоэтажная жилая застройка по ул. Полярные Зори (ГУ «УКС СФ»)	кв.м	4600,0	0	0	0	4600	0	0	0	0	0	0	

Перспективные объекты	Ед. изм.	Суммарная площадь	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
Драмтеатр, Ленина, 49	кв.м	2122,6	0	2122,62	0	0	0	0	0	0	0	0	
Реконструкция комплекса зданий ГОБУЗ «Мурманский областной онкологический диспансер» по адресу: г. Мурманск, ул. Академика Павлова, д. 6 к. 2	кв.м	9143,4	0	0	0	0	4900	4243,3502 54	0	0	0	0	
Итого по Октябрьскому округу		323997,8	0,0	7866,8	255,8	9000,0	16791,5	140083,7	0,0	150000,0	0,0	0,0	0,0
<b>Первомайский округ</b>													
Школа на 500 мест в районе улиц Советская – Горького – Фрунзе	кв.м	8786,2			8786,2								
Многоэтажная жилая застройка по ул.Фрунзе	кв.м	1633,3				1633,3							
Малоэтажная жилая застройка по пр. Кирова (в районе дома № 23 корп. 2) (ООО «Мурманстрой»)	кв.м	2000,0			2000,0								
пр.Кольский, 158 Многофункциональный комплекс "Северное нагорное" (3 очередь)	кв.м	21000,0					21000,0						
Спартака, 11	кв.м	285,0					285,0						
Кольский, 172а	кв.м	2032,0					2032,0						
Пограничное управление ФСБ ул. Зои Космодемьянской	кв.м	14813,3		6666,7	8146,7								
«Быстровозводимый спортивный комплекс с плавательным бассейном» на Кольском проспекте	кв.м	1300,0				1300,0							
«Детский сад на 80 мест в районе дома № 44 по улице Капитана Орликовой в городе Мурманске»	кв.м	1700,1				1700,1							
Комплексная жилая застройка в р-не ул.Бондарная	кв.м	9296,0								9296			
«Строительство детского сада на	кв.м	5560,3					5560,29						

Перспективные объекты	Ед. изм.	Суммарная площадь	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
190 мест в районе домов № 31, 32 по улице Достоевского в городе Мурманске»													
Многоэтажная жилая застройка пр-кт Кольский (дом № 19) (Свиридова Ольга Александровна)	кв.м	4600,0					4600,0						
Среднеэтажная жилая застройка по ул.Котовского (Базанов Юрий Юрьевич)	кв.м	933,3				933,3							
Многоэтажная жилая застройка по пр-кт Кольский (ООО «Аванта»)	кв.м	3450,0					3450,0						
Многоэтажная жилая застройка по ул. Шевченко (ООО «Зенит»)	кв.м	1550,0					1550,0						
Многоэтажная жилая застройка по ул. Шевченко (ОАО «Мурманск-промстрой»)	кв.м	3800,0					3800,0						
Среднеэтажная жилая застройка, проезд Лыжный (Базанов Юрий Юрьевич)	кв.м	3850,0				3850,0							
Малоэтажная жилая застройка по ул. Фадеев Ручей (ООО «Старвэй»)	кв.м	1066,7				1066,7							
Склад автотехнического центра по адресу: пр. Кольский, д. 116	кв.м	533,3		533,3									
Реконструкция здания по адресу: г. Мурманск, ул. Копытова, д. 25А	кв.м	997,7		997,7									
<b>Итого по Первомайскому округу</b>	<b>кв.м</b>	<b>89187,2</b>	<b>0,0</b>	<b>8197,7</b>	<b>18932,9</b>	<b>10483,4</b>	<b>42277,3</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>9296,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>Ленинский округ</b>													
ОАО "РЖД", пр. Портовый, 50	кв.м	2100,0					2100,0						
Многоэтажная жилая застройка по ул. Успенского (ООО «Мурманский складской терминал»)	кв.м	19200,0				19200,0							

<b>Перспективные объекты</b>	<b>Ед. изм.</b>	<b>Суммарная площадь</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030-2039</b>
Многоэтажная жилая застройка по ул. Мурманская (Булдаков Валерий Николаевич)	кв.м	<b>4600,0</b>			<b>4600,0</b>								
Многоэтажная жилая застройка по ул. Садовая (Булдаков Валерий Николаевич)	кв.м	<b>9200,0</b>				<b>9200,0</b>							
Многоэтажная жилая застройка по ул. Бредова (ГУ «УКС СФ» (ранее в/ч 69007)	кв.м	<b>4600,0</b>					<b>4600,0</b>						
Многоэтажная жилая застройка по ул. Дежнева (ГУ «УКС СФ» (ранее в/ч 69007)	кв.м	<b>4600,0</b>					<b>4600,0</b>						
Реконструкция (надстройка 1 этажа) многоквартирных жилых домов №1, № 2 по ул. Молодежной; магазин	кв.м	<b>1213,3</b>		<b>1213,3</b>									
<b>Итого по Ленинскому округу</b>	кв.м	<b>45513,3</b>	<b>0,0</b>	<b>1213,3</b>	<b>4600,0</b>	<b>28400,0</b>	<b>11300,0</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>

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

Наименование показателей	Ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
<b>Ленинский округ</b>	<b>кв.м</b>	<b>0,0</b>	<b>1213,3</b>	<b>5813,3</b>	<b>34213,3</b>	<b>45513,3</b>						
Многоэтажный жилищный фонд			1213,3	5813,3	34213,3	43413,3	43413,3	43413,3	43413,3	43413,3	43413,3	43413,3
Средне- и малоэтажный жилищный фонд		0										
Общественно-деловая застройка		0	0,0	0,0	0,0	2100,0	2100,0	2100,0	2100,0	2100,0	2100,0	2100,0
<b>Октябрьский округ</b>	<b>кв.м</b>	<b>0,0</b>	<b>7866,8</b>	<b>8122,6</b>	<b>17122,6</b>	<b>33914,1</b>	<b>173997,8</b>	<b>173997,8</b>	<b>323997,8</b>	<b>323997,8</b>	<b>323997,8</b>	<b>323997,8</b>
Многоэтажный жилищный фонд		0	0,0	0,0	9000,0	13900,0	118262,7	118262,7	268262,7	268262,7	268262,7	268262,7
Средне- и малоэтажный жилищный фонд		0										
общественно-деловая застройка		0	7866,8	8122,6	8122,6	20014,1	55735,1	55735,1	55735,1	55735,1	55735,1	55735,1
<b>Первомайский округ</b>	<b>кв.м</b>	<b>0,0</b>	<b>8197,7</b>	<b>27130,5</b>	<b>37613,9</b>	<b>79891,2</b>	<b>79891,2</b>	<b>79891,2</b>	<b>89187,2</b>	<b>89187,2</b>	<b>89187,2</b>	<b>89187,2</b>
Многоэтажный жилищный фонд		0	997,7	997,7	2631,0	18063,0	18063,0	18063,0	27359,0	27359,0	27359,0	27359,0
Средне- и малоэтажный жилищный фонд		0	0,0	2000,0	7850,0	7850,0	7850,0	7850,0	7850,0	7850,0	7850,0	7850,0
общественно-деловая застройка		0	7200,0	24132,9	27132,9	53978,2	53978,2	53978,2	53978,2	53978,2	53978,2	53978,2
<b>Всего</b>	<b>кв.м</b>	<b>0,0</b>	<b>17277,8</b>	<b>41066,5</b>	<b>88949,9</b>	<b>159318,7</b>	<b>299402,4</b>	<b>299402,4</b>	<b>458698,4</b>	<b>458698,4</b>	<b>458698,4</b>	<b>458698,4</b>

**Таблица 3 – Снос (вывод из эксплуатации) жилых зданий с общей площадью фонда на период до 2039 года**

Наименование показателей	Ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
<b>Ленинский округ</b>	<b>кв.м</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>	<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>1370,2</b>	<b>4831,9</b>	<b>0,0</b>							
Средне- и малоэтажный жилищный фонд, в т.ч.		-	1370,2	4831,9	-	-	-	-	-	-	-	-
МЖД, пр-кт Кирова, д.48	<b>кв.м</b>		589,6									
МЖД, проезд Рылеева, д.3	<b>кв.м</b>		355,4									
МЖД, ул.Генерала Фролова, д.12	<b>кв.м</b>		425,2									
МЖД, ул.Чехова, д.7	<b>кв.м</b>			436								
МЖД, ул. Радищева, д.66	<b>кв.м</b>			515								
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								
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>0</b>	<b>6144,6</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>							
Средне- и малоэтажный жилищный фонд, в т.ч.			6144,6									
МЖД, ул. Фрунзе, д. 8	<b>кв.м</b>		786									
МЖД, ул. Фрунзе, д. 12	<b>кв.м</b>		1200									
МЖД, ул. Фрунзе, д. 14а	<b>кв.м</b>		573,8									
МЖД, ул. Горького д. 8	<b>кв.м</b>		593,6									
МЖД, ул. Фрунзе, д. 4	<b>кв.м</b>		570									
МЖД, ул. Фрунзе, д. 3/10	<b>кв.м</b>		840									
МЖД, ул. Советская, д. 9	<b>кв.м</b>		1050									
МЖД, ул. Халтурина, д.4	<b>кв.м</b>		531,2									
<b>Всего*</b>	<b>кв.м</b>	<b>0,0</b>	<b>7949,5</b>	<b>4831,9</b>	<b>0,0</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 2021-2022 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 2039 года**

<b>Наименование показателей</b>	<b>Ед.изм.</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030-2039</b>
<b>Ленинский округ</b>	<b>кв.м</b>	0	778,6	5378,6	33778,6	45078,6	45078,6	45078,6	45078,6	45078,6	45078,6	45078,6
<b>Октябрьский округ</b>	<b>кв.м</b>	0	6496,6	1920,5	10920,5	27712,0	167795,7	167795,7	317795,7	317795,7	317795,7	317795,7
<b>Первомайский округ</b>	<b>кв.м</b>	0	2053,1	20985,9	31469,3	73746,6	73746,6	73746,6	83042,6	83042,6	83042,6	83042,6
<b>Всего</b>	<b>кв.м</b>	<b>0</b>	<b>9328,3</b>	<b>28285,1</b>	<b>76168,5</b>	<b>146537,3</b>	<b>286621,0</b>	<b>286621,0</b>	<b>445917,0</b>	<b>445917,0</b>	<b>445917,0</b>	<b>445917,0</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.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
Мурманская ТЭЦ	Ленинский	кв.м	0,0	0,0	0,0	2100,0	2100,0	2100,0	2100,0	2100,0	2100,0	2100,0
	Октябрьский	кв.м	752	-4079	321	8471	12714	12714	12714	12714	12714	12714
	Первомайский	кв.м	-6145	4642	6275	6275	6275	6275	6275	6275	6275	6275
Восточная котельная	Ленинский	кв.м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Октябрьский	кв.м	5744,2	6000,0	10600,0	19241,5	155081,9	155081,9	305081,9	305081,9	305081,9	305081,9
	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	8197,7	16344,3	25194,4	67471,7	67471,7	67471,7	76767,7	76767,7	76767,7	76767,7
Котельная "Северная"	Ленинский	кв.м	-434,7	4165,3	32565,3	41765,3	41765,3	41765,3	41765,3	41765,3	41765,3	41765,3
	Октябрьский	кв.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Первомайский	кв.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Котельная ТЦ «Росляково Южное»	Ленинский	кв.м	1213,3	1213,3	1213,3	1213,3	1213,3	1213,3	1213,3	1213,3	1213,3	1213,3
	Октябрьский	кв.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Первомайский	кв.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

\*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	Индивидуальные жилые дома	Ул. Героев Рыбачьего	4 320	Обеспечение тепловой энергией: индивидуальная, автономная; основное топливо: СУГ, электроэнергия
2	89 индивидуальных жилых домов	Ул. Скальная Октябрьского	16 020	Обеспечение тепловой энергией: индивидуальная, автономная; основное топливо: СУГ, электроэнергия
3	80 участков индивидуального жилищного строительства; детский сад на 80 мест; объекты культурно – бытового обслуживания	51:20:0001317 пересечения съезда на проспект Кольский в районе ул. Шевченко и автодороги М-18 «Кола»	12 000	Обеспечение тепловой энергией предлагается осуществлять от теплогенераторов, работающих на электричестве
4	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
5	126 участков индивидуального жилищного строительства; детский сад на 110 мест; магазин	№ 51:20:0001300 и 51:20:0001301 р-н горы Горелой	18 900	Обеспечение тепловой энергией предлагается осуществлять от теплогенераторов, работающих на электричестве
6	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
7	30 участков индивидуального жилищного строительства; детский сад на 25 мест	Р-н ул. Зеленой	4 500	Обеспечение тепловой энергией предлагается осуществлять от индивидуальных источников тепла - индивидуальных газовых котлов. Горячее водоснабжение предлагается осуществлять от газовых водонагревателей.
8	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

№ п/п	Вид застройки	Наименование объекта, адрес	Площадь застройки, м <sup>2</sup>	Подключение к системе теплоснабжения
9	48 участков индивидуального жилищного строительства	Пересечение ул. Гарнизонной и автодороги Р-21 «Кола» Санкт-Петербург - Петрозаводск – Мурманск – Печенга	7 100	Обеспечение тепловой энергии предлагается осуществлять от индивидуальных источников тепла - индивидуальных электрических котлов
10	54 жилых индивидуальных дома; детское учреждение дошкольного образования на 70 мест; общеобразовательная школа на 110 мест; магазин	Территория, расположенная восточнее проезда Ледокольного, с западной стороны автодороги Р-21 «Кола» Санкт-Петербург - Петрозаводск - Мурманск - Печенга	8 014	Обеспечение тепловой энергией предлагается осуществлять от теплогенераторов, работающих на электричестве
11	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
12	15 индивидуальных жилых домов	Р-н ул. Бредова в жилом районе 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)
14	21 индивидуальных жилых домов	51:20:000240 403 микрорайону многоэтажной жилой застройки и расположена восточнее жилых домов №№ 11а, 13а, 15а по ул. Скальная	3150	Для обеспечения тепловой энергией потребителей индивидуальных жилых домов и объекте общественного назначения предлагается использование электроэнергии
15	10 индивидуальных жилых домов	51:20:0001007:11 на склоне сопки восточнее многоэтажных многоквартирных домов по проезду Молодежному	1500	Для обеспечения тепловой энергией потребителей индивидуальных жилых домов предлагается использование электроэнергии

## **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 г. Мурманска, Гкал/ч**

Перспективные объекты	Вид нагрузки	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
<b>Мурманская ТЭЦ</b>													
<b>Мурманская ТЭЦ, всего</b>	Отопление/вентиляция	5,200		0,425	0,972	0,905	2,050	0,849					
	ГВС	2,384		0,000	0,253	0,104	1,170	0,857					
	Всего	7,584		0,425	1,225	1,009	3,220	1,706					
в том числе:													
Школа на 500 мест в районе улиц Советская – Горького – Фрунзе	Отопление/вентиляция	0,439			0,439								
	ГВС	0,375			0,375								
	Всего	0,814			0,814								
Кинотеатр "Родина", ул. Ленинградская, 26	Отопление/вентиляция	0,650					0,65						
	ГВС	0											
	Всего	0,650					0,650						
ОАО "РЖД", пр. Портовый, 50	Отопление/вентиляция	0,42					0,42						
	ГВС	0,18					0,18						
	Всего	0,600					0,6						
Многоэтажная жилая застройка по ул.Буркова	Отопление/вентиляция	0,66				0,660							
	ГВС	0,076				0,076							
	Всего	0,736				0,736							
Многоэтажная жилая застройка по ул.Фрунзе	Отопление/вентиляция	0,245				0,245							
	ГВС	0,028				0,028							
	Всего	0,273				0,273							
Малозэтажная жилая застройка по пр. Кирова (в районе дома № 23 корп. 2) (ООО «Мурманстрой»)	Отопление/вентиляция	0,3			0,300								
	ГВС	0,003			0,003								
	Всего	0,303			0,303								
Драмтеатр, Ленина, 49	Отопление/вентиляция	0,425		0,425									
	ГВС	0											

Перспективные объекты	Вид нагрузки	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
	Всего	0,425		0,425									
Реконструкция комплекса зданий ГОБУЗ «Мурманский областной онкологический диспансер» по адресу: г. Мурманск, ул. Академика Павлова, д. 6 к. 2	Отопление/ вентиляция	1,829					0,98	0,85					
	ГВС	1,847					0,99	0,86					
	Всего	3,676					1,970	1,706					
<b>Восточная котельная</b>													
<b>Восточная котельная, всего</b>	Отопление/ вентиляция	37,63		0,383	3,032	2,4		19,794		12,0			
	ГВС	12,81		0,112	1,026	1,8		1,821		8,0			
	Всего	50,433		0,495	4,058	4,3		21,615		20,0			
в том числе													
ул. Рогозерская МФК (Плазма) 2я очередь	Отопление/ вентиляция	2,3814						2,381					
	ГВС	1,0206						1,021					
	Всего	3,402						3,402					
Комплексная жилая застройка в р-не Больничного городка	Отопление/ вентиляция	12,0								12,0			
	ГВС	8,0								8,0			
	Всего	20,0								20,0			
"Реконструкция незавершенного строительством здания со строительством пристройки для размещения Мурманского областного суда" ул.Полярные Зори, д.15	Отопление/ вентиляция	0,361		0,383	0,017								
	ГВС	0,155		0,112	0,005								
	Всего	0,516		0,495	0,022								
Школа в районе улиц Скальная – Маклакова	Отопление/ вентиляция	1,728					1,7283						
	ГВС	1,768					1,7676						
	Всего	3,496					3,496						
Система вентиляции Гимназии	Отопление/	0,634			0,634								

Перспективные объекты	Вид нагрузки	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
№ 1, Связи, 30	вентиляция												
	ГВС	0,0											
	Всего	0,634			0,634								
Многоэтажная жилая застройка по ул.Папанина (ООО «Мурманский складской терминал»)	Отопление/вентиляция	2,684						2,684					
	ГВС	0,303						0,303					
	Всего	2,987						2,987					
Многоэтажная жилая застройка по ул. Челюскинцев (собственность МО г.Мурманск)	Отопление/вентиляция	0,690						0,690					
	ГВС	0,079						0,079					
	Всего	0,769						0,769					
Многоэтажная жилая застройка по ул. Старостина (ООО «Берелех»)	Отопление/вентиляция	1,690						1,690					
	ГВС	0,207						0,207					
	Всего	1,897						1,897					
Многоэтажная жилая застройка по проезду Сосновый	Отопление/вентиляция	14,730						14,730					
	ГВС	1,232						1,232					
	Всего	15,962						15,962					
Многоэтажная жилая застройка по ул. Полярные Зори (ГУ «УКС СФ»)	Отопление/вентиляция	0,690				0,690							
	ГВС	0,079				0,079							
	Всего	0,769				0,769							
<b>Южная котельная</b>													
<b>Южная котельная, всего</b>	Отопление/вентиляция	12,539		1,230	1,222	1,862	6,831			1,394			
	ГВС	5,281		0,000	0,647	1,478	2,227			0,930			
	Всего	17,820		1,230	1,869	3,339	9,058			2,324			
в том числе:													
пр.Кольский, 158 Многофункциональный комплекс "Северное нагорное" (3 очередь)	Отопление/вентиляция	4,200					4,200						
	ГВС	1,800					1,800						
	Всего	6,000					6,000						

Перспективные объекты	Вид нагрузки	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
Спартака, 11	Отопление/вентиляция	0,057					0,057						
	ГВС	0,038					0,038						
	Всего	0,095					0,095						
Кольский, 172а	Отопление/вентиляция	0,305					0,305						
	ГВС	0,203					0,203						
	Всего	0,508					0,508						
Пограничное управление ФСБ ул. Зои Космодемьянской	Отопление/вентиляция	2,222		1,000	1,222								
	ГВС	0,647			0,647								
	Всего	2,869		1,000	1,869								
«Быстровозводимый спортивный комплекс с плавательным бассейном» на Кольском проспекте	Отопление/вентиляция	0,260				0,260							
	ГВС	1,040				1,040							
	Всего	1,300				1,300							
«Детский сад на 80 мест в районе дома № 44 по улице Капитана Орликовой в городе Мурманске»	Отопление/вентиляция	0,170				0,170							
	ГВС	0,067				0,067							
	Всего	0,237				0,237							
Комплексная жилая застройка в р-не ул.Бондарная	Отопление/вентиляция	1,394								1,394			
	ГВС	0,930								0,930			
	Всего	2,324								2,324			
«Строительство детского сада на 190 мест в районе домов № 31, 32 по улице Достоевского в городе Мурманске»	Отопление/вентиляция	0,371					0,371						
	ГВС	0,145					0,145						
	Всего	0,516					0,516						
Многоэтажная жилая застройка пр-кт Кольский (дом № 19) (Свиридова Ольга)	Отопление/вентиляция	0,690					0,690						
	ГВС	0,079					0,079						

Перспективные объекты	Вид нагрузки	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
Александровна)	Всего	0,769					0,769						
Среднеэтажная жилая застройка по ул.Котовского (Базанов Юрий Юрьевич)	Отопление/ вентиляция	0,140				0,140							
	ГВС	0,014				0,014							
	Всего	0,154				0,154							
Многоэтажная жилая застройка по пр-кт Кольский (ООО «Аванта»)	Отопление/ вентиляция	0,690					0,690						
	ГВС	0,079					0,079						
	Всего	0,769					0,769						
Многоэтажная жилая застройка по ул. Шевченко (ООО «Зенит»)	Отопление/ вентиляция	0,310					0,310						
	ГВС	0,035					0,035						
	Всего	0,345					0,345						
Многоэтажная жилая застройка по ул. Шевченко (ОАО «Мурманск-промстрой»)	Отопление/ вентиляция	0,570					0,570						
	ГВС	0,088					0,088						
	Всего	0,658					0,658						
Среднеэтажная жилая застройка, проезд Лыжный (Базанов Юрий Юрьевич)	Отопление/ вентиляция	0,770				0,770							
	ГВС	0,097				0,097							
	Всего	0,867				0,867							
Малозэтажная жилая застройка по ул. Фадеев Ручей (ООО «Старвэй»)	Отопление/ вентиляция	0,160				0,160							
	ГВС	0,019				0,019							
	Всего	0,179				0,179							
Склад автотехнического центра по адресу: пр. Кольский, д. 116	Отопление/ вентиляция	0,080		0,080									

Перспективные объекты	Вид нагрузки	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
	ГВС	0,000		0,000									
	Всего	0,080		0,080									
Реконструкция здания по адресу: г. Мурманск, ул. Копытова, д. 25А	Отопление/ вентиляция	0,160		0,150									
	ГВС	0,019		0,000									
	Всего	0,179		0,150									
<b>Котельная «Северная»</b>													
<b>Котельная «Северная», всего</b>	Отопление/ вентиляция	7,29				5,91	1,38						
	ГВС	0,71				0,56	0,16						
	<b>Всего</b>	<b>8,00</b>				<b>6,47</b>	<b>1,54</b>						
в том числе:													
Многоэтажная жилая застройка по ул. Успенского (ООО «Мурманский складской терминал»)	Отопление/ вентиляция	3,84				3,84							
	ГВС	0,32				0,32							
	Всего	4,16				4,16							
Многоэтажная жилая застройка по ул. Мурманская (Булдаков Валерий Николаевич)	Отопление/ вентиляция	0,69				0,69							
	ГВС	0,08				0,08							
	Всего	0,77				0,77							
Многоэтажная жилая застройка по ул. Садовая (Булдаков Валерий Николаевич)	Отопление/ вентиляция	1,38				1,38							
	ГВС	0,16				0,16							
	Всего	1,54				1,54							
Многоэтажная жилая застройка по ул. Бредова (ГУ «УКС СФ»)	Отопление/ вентиляция	0,69					0,69						

Перспективные объекты	Вид нагрузки	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
(ранее в/ч 69007)	ГВС	0,08					0,08						
	Всего	0,77					0,77						
Многоэтажная жилая застройка по ул.Дежнева (ГУ «УКС СФ» (ранее в/ч 69007)	Отопление/ вентиляция	0,69					0,69						
	ГВС	0,08					0,08						
	Всего	0,77					0,77						
<b>Котельная ТЦ «Росляково Южное»</b>													
<b>Котельная ТЦ «Росляково Южное», всего</b>	Отопление/ вентиляция	0,182		0,182									
	ГВС	0,138		0,138									
	<b>Всего</b>	<b>0,320</b>		<b>0,320</b>									
в том числе:													
Реконструкция (надстройка 1 этажа) многоквартирных жилых домов №1, № 2 по ул. Молодежной; магазин	Отопление/ вентиляция	0,18		0,182									
	ГВС	0,14		0,138									
	Всего	0,32		0,320									

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

Источник	Ед.изм.	Вид тепловой нагрузки	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
Мурманская ТЭЦ	Гкал/час	ОВ	0	0,425	1,396	2,301	4,351	5,200	5,200	5,200	5,200	5,200	5,200
	Гкал/час	ГВС	0	0,0	0,253	0,357	1,527	2,384	2,384	2,384	2,384	2,384	2,384
	Гкал/час	<b>Всего</b>	<b>0</b>	<b>0,425</b>	<b>1,649</b>	<b>2,658</b>	<b>5,878</b>	<b>7,584</b>	<b>7,584</b>	<b>7,584</b>	<b>7,584</b>	<b>7,584</b>	<b>7,584</b>
Восточная котельная	Гкал/час	ОВ	0	0,383	1,034	1,724	3,452	25,627	25,627	37,627	37,627	37,627	37,627
	Гкал/час	ГВС	0	0,112	0,117	0,196	1,964	4,805	4,805	12,805	12,805	12,805	12,805
	Гкал/час	<b>Всего</b>	<b>0</b>	<b>0,495</b>	<b>1,151</b>	<b>1,920</b>	<b>5,416</b>	<b>30,433</b>	<b>30,433</b>	<b>50,433</b>	<b>50,433</b>	<b>50,433</b>	<b>50,433</b>
Южная котельная	Гкал/час	ОВ	0	1,230	2,452	3,952	11,144	11,144	11,144	12,539	12,539	12,539	12,539
	Гкал/час	ГВС	0	0,000	0,647	1,883	4,352	4,352	4,352	5,281	5,281	5,281	5,281
	Гкал/час	<b>Всего</b>	<b>0</b>	<b>1,230</b>	<b>3,099</b>	<b>5,835</b>	<b>15,496</b>	<b>15,496</b>	<b>15,496</b>	<b>17,820</b>	<b>17,820</b>	<b>17,820</b>	<b>17,820</b>
Котельная «Северная»	Гкал/час	ОВ	0	0,00	0,000	5,910	7,290	7,290	7,290	7,290	7,290	7,290	7,290
	Гкал/час	ГВС	0	0,00	0,000	0,556	0,715	0,715	0,715	0,715	0,715	0,715	0,715
	Гкал/час	<b>Всего</b>	<b>0</b>	<b>0,00</b>	<b>0,000</b>	<b>6,466</b>	<b>8,005</b>						
Котельная ТЦ «Росляково Южное»	Гкал/час	ОВ	0	0,182	0,182	0,182	0,182	0,182	0,182	0,182	0,182	0,182	0,182
	Гкал/час	ГВС	0	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138
	Гкал/час	<b>Всего</b>	<b>0</b>	<b>0,320</b>	<b>0,320</b>	<b>0,320</b>	<b>0,320</b>	<b>0,320</b>	<b>0,320</b>	<b>0,320</b>	<b>0,320</b>	<b>0,320</b>	<b>0,320</b>

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

Источник	Ед. изм.	Вид тепловой нагрузки	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039
Мурманская ТЭЦ	т/час	ОВ	0,000	6,065	19,945	32,874	62,160	74,284	74,284	74,284	74,284	74,284	74,284
	т/час	ГВС	0,000	0,000	3,616	5,101	21,815	34,063	34,063	34,063	34,063	34,063	34,063
	т/час	<b>Всего</b>	<b>0,000</b>	<b>6,065</b>	<b>23,562</b>	<b>37,975</b>	<b>83,975</b>	<b>108,347</b>	<b>108,347</b>	<b>108,347</b>	<b>108,347</b>	<b>108,347</b>	<b>108,347</b>
Восточная котельная	т/час	ОВ	0,000	4,787	12,923	21,548	43,151	320,342	320,342	470,342	470,342	470,342	470,342
	т/час	ГВС	0,000	1,400	1,463	2,455	24,550	60,069	60,069	160,069	160,069	160,069	160,069
	т/час	<b>Всего</b>	<b>0,000</b>	<b>6,187</b>	<b>14,385</b>	<b>24,002</b>	<b>67,701</b>	<b>380,411</b>	<b>380,411</b>	<b>630,411</b>	<b>630,411</b>	<b>630,411</b>	<b>630,411</b>
Южная котельная	т/час	ОВ	0,000	15,371	30,646	49,396	139,302	139,302	139,302	156,732	156,732	156,732	156,732
	т/час	ГВС	0,000	0,000	8,088	23,542	54,397	54,397	54,397	66,017	66,017	66,017	66,017
	т/час	<b>Всего</b>	<b>0,000</b>	<b>15,371</b>	<b>38,733</b>	<b>72,938</b>	<b>193,699</b>	<b>193,699</b>	<b>193,699</b>	<b>222,749</b>	<b>222,749</b>	<b>222,749</b>	<b>222,749</b>
Котельная «Северная»	т/час	ОВ	0,000	0,000	0,000	83,239	102,676	102,676	102,676	102,676	102,676	102,676	102,676
	т/час	ГВС	0,000	0,000	0,000	7,834	10,069	10,069	10,069	10,069	10,069	10,069	10,069
	т/час	<b>Всего</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>91,073</b>	<b>112,746</b>						
Котельная ТЦ «Росляково Южное»	т/час	ОВ	0,000	7,913	7,913	7,913	7,913	7,913	7,913	7,913	7,913	7,913	7,913
	т/час	ГВС	0,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000
	т/час	<b>Всего</b>	<b>0,000</b>	<b>13,913</b>	<b>13,913</b>	<b>13,913</b>	<b>13,913</b>	<b>13,913</b>	<b>13,913</b>	<b>13,913</b>	<b>13,913</b>	<b>13,913</b>	<b>13,913</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	-
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
Дизельная котельная МУП «МУК»	0,000006758	0,000006758
Котельная АО «ММТП»	0,000005105	0,000005105
Котельная №22	0,000016550	0,000016550

## **РАЗДЕЛ 2. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОЙ 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 2019 по 2039 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, арендует:

1) по договору аренды с АО «ТЭКОС»:

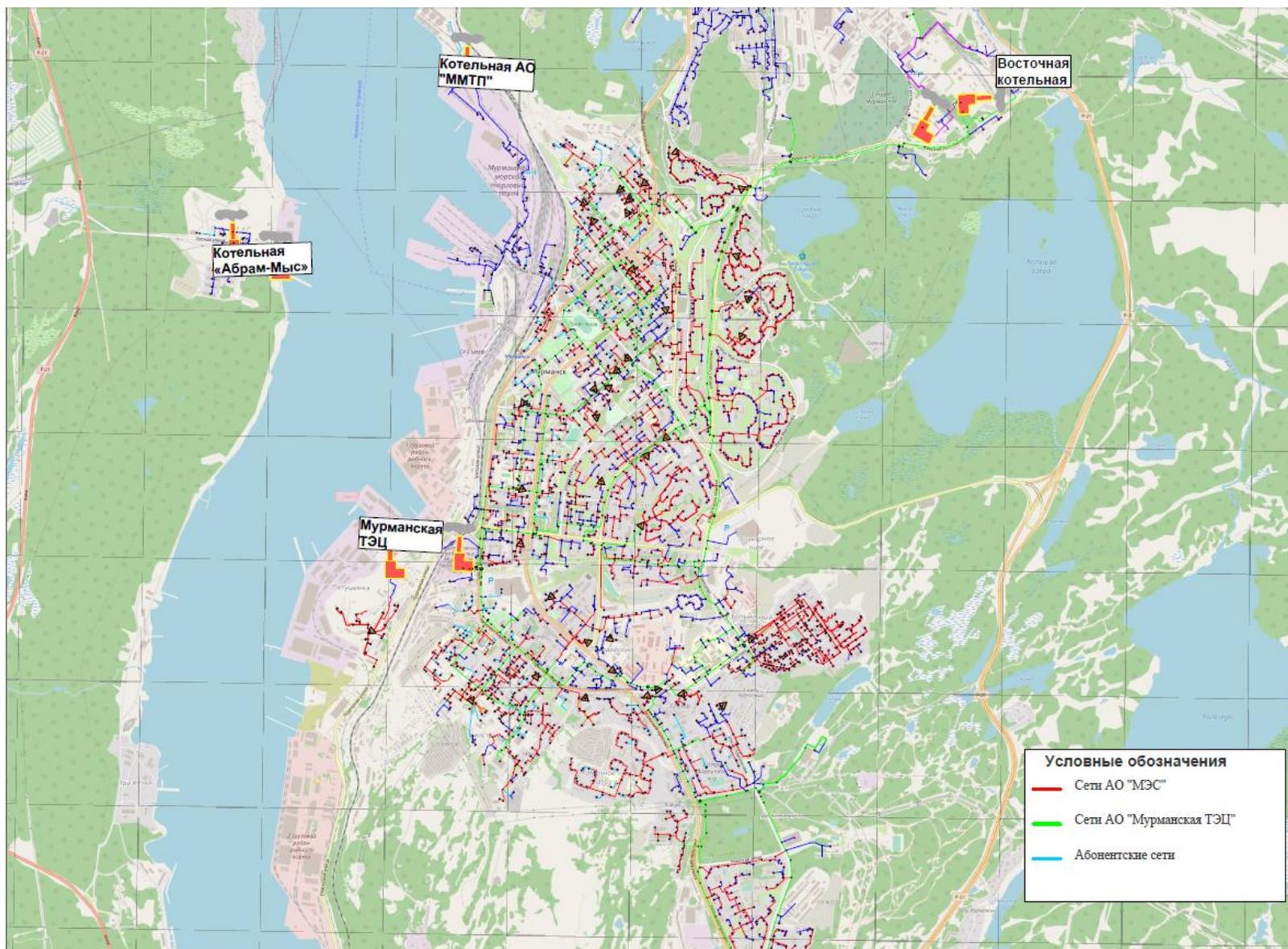
- три источника тепловой энергии и тепловые сети от них в г. Мурманске;
- внутриквартальные тепловые сети и ЦТП в Октябрьском и Первомайском административных округах г. Мурманска;
- магистральные, внутриквартальные тепловые сети, насосные станции и ЦТП в Ленинском административном округе г. Мурманска,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

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

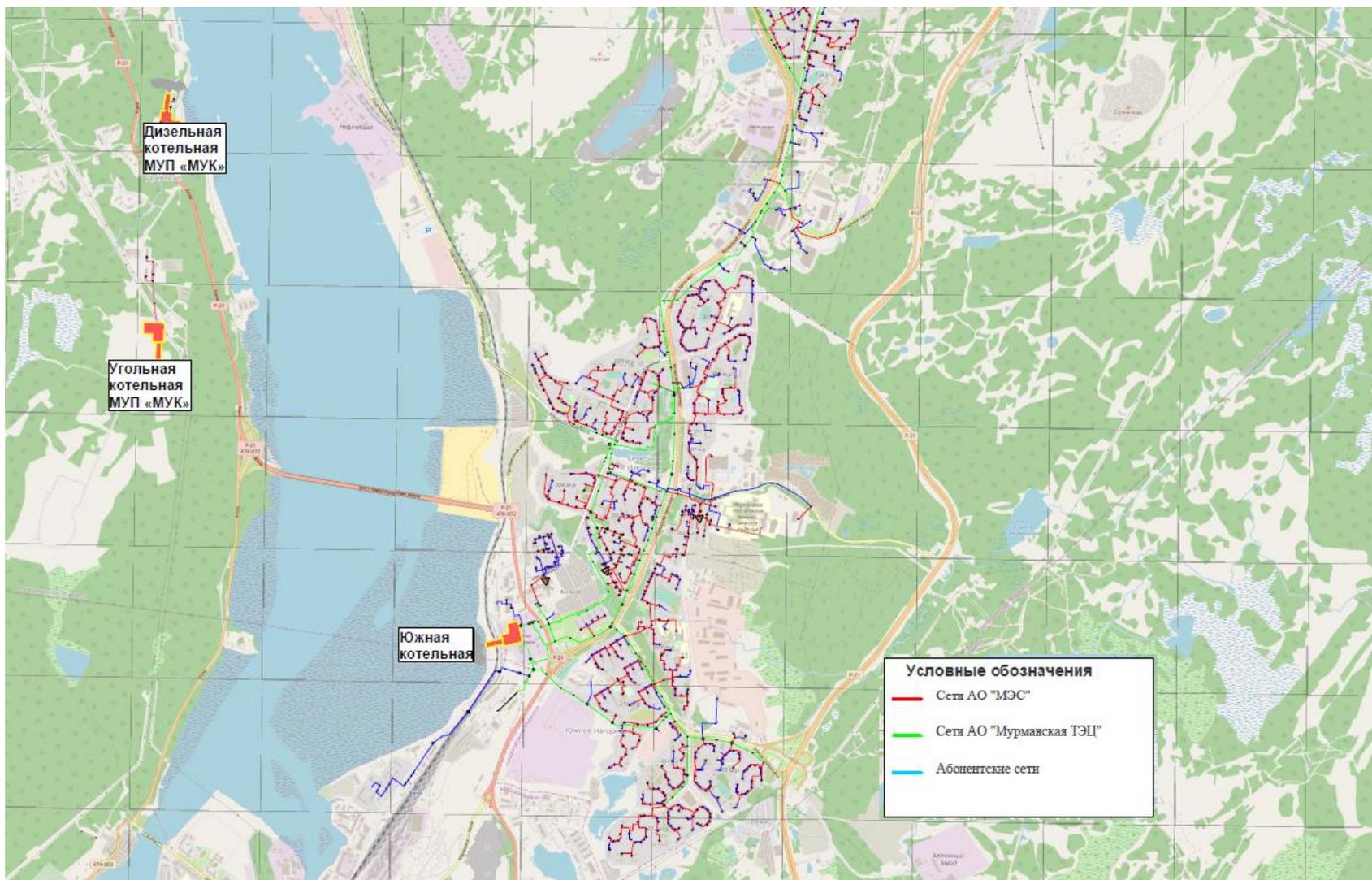
– два источника тепловой энергии (котельные района Росляково) с магистральными и внутриквартальными тепловыми сетями от них;

– источник тепловой энергии – блочно-модульная котельная ул. Фестивальной с магистральными и внутриквартальными тепловыми сетями.

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 есть источник тепловой энергии, находящийся в долгосрочной аренде и тепловые сети, частично находящиеся в собственности. Собственником котельной является ФГУП «Росморпорт». Тепловая энергия поступает на нужды промпредприятий в зоне торгового порта, а также для теплоснабжения здания Мурманского морского вокзала.

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

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

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

До 30 декабря 2019 года услуги теплоснабжения также осуществляло акционерное общество «Мурманский морской рыбный порт» (далее – АО «ММРП»), в собственности которого находится один источник – котельная АО «ММРП» и тепловые сети. С 31 декабря 2019 года деятельность предприятия, как теплоснабжающей организации прекращена, работа источника осуществляется лишь для промпредприятий в зоне рыбного порта. Потребители, расположенные по ул. Фестивальная, ул. Подгорная и ул. Пригородная, подключённые ранее к сетям

теплоснабжения от котельной АО «ММРП» посредством ЦТП, были подключены к новому источнику теплоснабжения – блочно-модульной котельной по ул. Фестивальная (далее – котельная «Фестивальная»), эксплуатацию которого по договору аренды осуществляет АО «МЭС».

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 2019 по 2039 г.

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 2019 по 2039 г. 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 2019 по 2039 г. представлены условия организации индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления.

Существующие и планируемые к застройке потребители вправе использовать для отопления индивидуальные источники теплоснабжения. Использование автономных источников теплоснабжения целесообразно в случаях:

- значительной удаленности от существующих и перспективных тепловых сетей;
- малой подключаемой нагрузки (менее 0,01 Гкал/ч);
- отсутствия резервов тепловой мощности в границах застройки на данный момент и в рассматриваемой перспективе;
- использования тепловой энергии в технологических целях.

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.

Согласно данным Комитета градостроительства и территориального развития города Мурманска наряду со строительством многоэтажного жилого фонда планируется строительство малоэтажной и индивидуальной жилой застройки.

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	319,760	-	5,320	325,080

### **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 2039 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.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2034	2035-2039
<b>Сценарий 1</b>														
<b>АО «Мурманская ТЭЦ»</b>														
<b>Мурманская ТЭЦ</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	286,0	286,00	286,0	286,0	286,0	307,1	367,1	412,2	412,2	412,2	412,2	412,2	412,2
Располагаемая мощность	Гкал/час	286,0	286,00	286,0	286,0	286,0	307,1	367,1	412,2	412,2	412,2	412,2	412,2	412,2
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	32,60	33,39	33,39	33,39	33,39	35,86	42,87	48,13	48,13	48,13	48,13	48,13	48,13
то же в %	%	11,40	11,68	11,68	11,68	11,68	11,68	11,68	11,68	11,68	11,68	11,68	11,68	11,68
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	253,4	252,61	252,6	252,6	252,6	271,3	324,3	364,0	364,0	364,0	364,0	364,0	364,0
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	22,32	20,35	20,61	20,46	20,30	20,30	20,30	20,30	20,30	19,35	19,35	19,35	19,35
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	184,63	184,63	184,63	184,63	184,63	184,63	184,63	184,63	184,63	158,5	158,5	158,5	158,5
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	206,95	204,99	205,2	205,1	204,9	204,9	204,9	204,9	204,9	177,8	177,8	177,8	177,8
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	167,4	166,61	166,6	166,6	166,6	185,3	238,3	278,0	278,0	278,0	278,0	278,0	278,0
Резерв ("+" )/ Дефицит ("-" )	Гкал/час	-39,55	-38,38	-38,63	-38,49	-38,33	-19,68	33,32	73,10	73,10	100,20	100,20	100,20	100,20
	%	-23,63	-23,04	-23,19	-23,10	-23,01	-10,62	13,98	26,29	26,29	36,04	36,04	36,04	36,04

Наименование	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2034	2035-2039
<b>Южная котельная</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	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	461,0	461,0	511,0	511,0	511,0	511,0	511,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	33,14	33,85	33,85	33,85	33,85	33,85	33,85	33,85	37,52	37,52	37,52	37,52	37,52
то же в %	%	7,19	7,34	7,34	7,34	7,34	7,34	7,34	7,34	7,34	7,34	7,34	7,34	7,34
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	427,86	427,15	427,15	427,15	427,15	427,15	427,15	427,15	473,48	473,48	473,48	473,48	473,48
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	22,52	23,79	24,48	24,42	24,54	24,54	24,54	24,92	24,92	24,92	24,92	24,92	24,92
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	230,70	231,92	233,79	235,33	236,45	236,45	236,45	238,77	238,77	238,77	238,77	238,77	238,77
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	253,21	255,71	258,28	259,76	260,99	260,99	260,99	263,70	263,70	263,70	263,70	263,70	263,70
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	327,86	327,15	327,15	327,15	327,15	327,15	327,15	327,15	373,48	373,48	373,48	373,48	373,48
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	74,65	71,44	68,87	67,39	66,16	66,16	66,16	63,45	109,78	109,78	109,78	109,78	109,78
	%	22,77	21,84	21,05	20,60	20,22	20,22	20,22	19,40	29,39	29,39	29,39	29,39	29,39

Наименование	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2034	2035-2039
<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	38,50	43,87	43,87	43,87	43,87	43,87	43,87	43,87	43,87	43,87	43,87	43,87	43,87
то же в %	%	9,87	11,25	11,25	11,25	11,25	11,25	11,25	11,25	11,25	11,25	11,25	11,25	11,25
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	351,5	346,1	346,1	346,1	346,1	346,1	346,1	346,1	346,1	346,1	346,1	346,1	346,1
Тепловая мощность, получаемая от АО "Завод ГО 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	16,37	16,04	16,25	16,25	16,25	16,25	16,25	26,19	26,19	27,15	27,15	27,15	27,15
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	134,18	134,18	134,18	134,18	134,18	134,18	134,18	179,20	179,20	205,34	205,34	205,3	205,3
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	150,5	150,2	150,4	150,4	150,4	150,4	150,4	205,4	205,4	232,5	232,5	232,5	232,5
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	251,5	246,1	246,1	246,1	246,1	246,1	246,1	246,1	246,1	246,1	246,1	246,1	246,1
Резерв ("+)/Дефицит("-")	Гкал/час	116,37	111,33	111,11	111,11	111,11	111,11	111,11	56,16	56,16	29,05	29,05	29,05	29,05
	%	46,27	45,23	45,14	45,14	45,14	45,14	45,14	22,82	22,82	11,80	11,80	11,80	11,80

Наименование	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2034	2035-2039
<b>АО «Мурманэнергосбыт»</b>														
<b>Котельная «Северная»</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	367,7	367,7	389,3	321,6	321,6	278,6	298,6	347,1	317,1	317,1	317,1	317,1	317,1
Располагаемая мощность	Гкал/час	341,2	341,2	362,8	321,6	321,6	278,6	298,6	347,1	317,1	317,1	317,1	317,1	317,1
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	12,85	10,08	11,68	12,20	12,32	12,32	15,40	15,40	15,40	15,40	15,40	15,40	15,40
то же в %	%	7,19	5,73	6,59	6,59	6,59	6,59	6,59	6,59	6,59	6,59	6,59	6,59	6,59
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	328,3	331,1	351,1	309,4	309,3	266,3	283,2	331,7	301,7	301,7	301,7	301,7	301,7
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	16,78	16,76	16,52	17,48	17,66	17,66	36,48	36,48	36,48	36,48	36,48	36,48	36,48
то же в %	%	10,12	10,11	9,98	10,11	10,11	10,11	16,70	16,70	16,70	16,70	16,70	16,70	16,70
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	149,1	149,1	149,1	155,5	157,1	157,1	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0
Суммарная нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	165,8	165,8	165,6	173,0	174,7	174,7	218,5	218,5	218,5	218,5	218,5	218,5	218,5
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	298,3	301,1	321,1	279,4	279,3	236,3	253,2	301,7	271,7	271,7	271,7	271,7	271,7
Резерв ("+"/) Дефицит ("-")	Гкал/час	132,5	135,3	155,5	106,4	104,6	61,6	34,7	83,2	53,2	53,24	53,24	53,24	53,24
	%	44,4	44,9	48,4	38,1	37,4	26,1	13,7	27,6	19,6	19,60	19,60	19,60	19,60

Наименование	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2034	2035-2039
<b>Котельная «Абрам-Мыс»</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	24,18	24,18	24,18	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45
Располагаемая мощность	Гкал/час	21,89	21,89	21,89	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,41	0,51	0,45	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
то же в %	%	9,50	11,63	10,35	5,75	5,75	5,75	5,75	5,75	5,75	5,75	5,75	5,75	5,75
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	21,48	21,38	21,44	6,21	6,21	6,21	6,21	6,21	6,21	6,21	6,21	6,21	6,21
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,56	0,52	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
то же в %	%	14,32	13,54	13,93	13,93	13,93	13,93	13,93	13,93	13,93	13,93	13,93	13,93	13,93
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	3,91	3,87	3,89	3,89	3,89	3,89	3,89	3,89	3,89	3,89	3,89	3,89	3,89
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	6,48	6,38	6,44	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06
Резерв ("+"/ Дефицит("-"))	Гкал/час	2,57	2,51	2,55	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
	%	39,66	39,27	39,58	4,21	4,21	4,21	4,21	4,21	4,21	4,21	4,21	4,21	4,21

Наименование	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2034	2035-2039
<b>Котельная «Роста»</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	60,00	60,00	60,00	63,44	63,44	63,44	Закрытие котельной. Переключение нагрузок на котельную «Северная» в 2026 году						
Располагаемая мощность	Гкал/час	55,16	55,16	55,16	58,60	58,60	58,60							
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	2,58	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94							
то же в %	%	8,11	9,16	8,29	9,14	9,14	9,14							
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	52,58	52,22	52,22	55,66	55,66	55,66							
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	4,34	4,26	4,32	4,32	4,32	4,32							
то же в %	%	14,84	14,61	14,78	14,78	14,78	14,78							
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	24,91	24,91	24,91	24,91	24,91	24,91							
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	29,25	29,17	29,23	29,23	29,23	29,23							
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	25,08	30,02	30,02	33,46	33,46	33,46							
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	-4,17	0,85	0,79	4,23	4,23	4,23							
	%	-16,62	2,83	2,63	12,64	12,64	12,64							

Наименование	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2034	2035-2039
<b>Котельная ТЦ «Росляково-1»</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	53,20	53,20	53,20	53,20	50,40	36,20	36,20	36,20	36,20	36,20	36,20	36,20	36,20
Располагаемая мощность	Гкал/час	47,88	47,88	47,88	47,88	47,59	36,20	36,20	36,20	36,20	36,20	36,20	36,20	36,20
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	1,44	2,03	1,54	1,54	1,54	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56
то же в %	%	5,55	7,54	5,85	5,85	5,85	5,85	5,85	5,85	5,85	5,85	5,85	5,85	5,85
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	46,44	45,85	46,34	46,34	46,05	34,64	34,64	34,64	34,64	34,64	34,64	34,64	34,64
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	2,64	3,11	3,02	3,02	3,02	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25
то же в %	%	10,82	12,49	12,17	12,17	12,17	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	21,80	21,80	21,80	21,80	21,80	21,80	21,80	21,80	21,80	21,80	21,80	21,80	21,80
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	24,44	24,91	24,81	24,81	24,81	25,04	25,04	25,04	25,04	25,04	25,04	25,04	25,04
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	38,04	37,45	37,94	37,94	37,65	26,24	26,24	26,24	26,24	26,24	26,24	26,24	26,24
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	13,60	12,54	13,12	13,12	12,83	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
	%	35,76	33,49	34,59	34,59	34,09	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58

Наименование	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2034	2035-2039
<b>Котельная ТЦ «Росляково Южное»</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	7,38	7,38	7,38	7,38	7,38	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Располагаемая мощность	Гкал/час	6,64	6,64	6,64	6,64	6,64	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,09	0,11	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
то же в %	%	3,67	3,94	3,62	3,62	3,62	3,62	3,62	3,62	3,62	3,62	3,62	3,62	3,62
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	6,55	6,53	6,54	6,54	6,54	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,33	0,38	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
то же в %	%	13,76	13,76	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23	13,23
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	2,06	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	2,38	2,76	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	5,95	5,93	5,94	5,94	5,94	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	3,56	3,17	3,20	3,20	3,20	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
	%	59,91	53,50	53,87	53,87	53,87	16,93	16,93	16,93	16,93	16,93	16,93	16,93	16,93

Наименование	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2034	2035-2039
<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	0,08	0,10	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 %	%	2,16	2,579	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	8,92	8,90	8,92	8,92	8,92	8,92	8,92	8,92	8,92	8,92	8,92	8,92	8,92
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,38	0,36	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
то же в %	%	11,78	11,08	11,69	11,69	11,69	11,69	11,69	11,69	11,69	11,69	11,69	11,69	11,69
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	3,64	3,62	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	5,92	5,90	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92
Резерв ("+" )/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,28	2,29	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28
	%	38,54	38,77	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58

Наименование	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2034	2035-2039
<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 %	%	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90
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	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
то же в %	%	15,34	15,34	15,34	15,34	15,34	15,34	15,34	15,34	15,34	15,34	15,34	15,34	15,34
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	4,87	4,87	4,87	4,87	4,87	4,87	4,87	4,87	4,87	4,87	4,87	4,87	4,87
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	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55
	%	34,39	34,39	34,39	34,39	34,39	34,39	34,39	34,39	34,39	34,39	34,39	34,39	34,39

Наименование	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2034	2035-2039
<b>МУП «МУК»</b>														
<b>Угольная котельная</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12
Располагаемая мощность	Гкал/час	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12	3,12
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,02	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	3,11	3,11	3,11	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10
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
то же в %	%	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	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	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
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85
Резерв ("+"/ Дефицит("-"))	Гкал/час	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69
	%	37,50	37,50	37,50	37,50	37,50	37,50	37,16	37,16	37,16	37,16	37,16	37,16	37,16

Наименование	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2034	2035-2039
<b>Дизельная котельная</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,66	2,66	2,66	2,66	2,66	2,66	2,66	2,66
Располагаемая мощность	Гкал/час	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,66	2,66	2,66	2,66	2,66	2,66	2,66	2,66
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,01	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	2,05	2,05	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65
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
то же в %	%	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	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63
Резерв ("+"/ Дефицит("-"))	Гкал/час	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74
	%	14,05	14,05	14,05	14,05	14,05	45,65	45,65	45,65	45,65	45,65	45,65	45,65	45,65

Наименование	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2034	2035-2039
<b>ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ</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	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
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	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
то же в %	%	15,81	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	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
	%	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40

Наименование	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2034	2035-2039
<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
то же в %	%	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
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.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2034	2035-2039
<b>Сценарий 2</b>														
<b>АО «Мурманская ТЭЦ»</b>														
<b>Мурманская ТЭЦ</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	286,0	286,00	286,0	286,0	286,0	307,1	367,1	412,2	412,2	412,2	412,2	412,2	412,2
Располагаемая мощность	Гкал/час	286,0	286,00	286,0	286,0	286,0	307,1	367,1	412,2	412,2	412,2	412,2	412,2	412,2
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	32,60	33,39	33,39	33,39	33,39	35,86	42,87	48,13	48,13	48,13	48,13	48,13	48,13
то же в %	%	11,40	11,68	11,68	11,68	11,68	11,68	11,68	11,68	11,68	11,68	11,68	11,68	11,68
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	253,4	252,61	252,6	252,6	252,6	271,3	324,3	364,0	364,0	364,0	364,0	364,0	364,0
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	22,32	20,35	20,61	20,46	20,30	20,30	20,30	20,24	20,24	19,28	19,28	19,28	19,28
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	184,63	184,63	184,63	184,63	184,63	184,63	184,63	184,63	184,63	158,49	158,49	158,49	158,49
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	206,95	204,99	205,2	205,1	204,9	204,9	204,9	204,9	204,9	177,8	177,8	177,8	177,8
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	167,4	166,61	166,6	166,6	166,6	185,3	238,3	278,0	278,0	278,0	278,0	278,0	278,0
Резерв ("+" )/ Дефицит("-")	Гкал/час	-39,55	-38,38	-38,63	-38,49	-38,33	-19,68	33,32	73,16	73,16	100,27	100,27	100,27	100,27
	%	-23,63	-23,04	-23,19	-23,10	-23,01	-10,62	13,98	26,31	26,31	36,06	36,06	36,06	36,06

Наименование	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2034	2035-2039
<b>Южная котельная</b>										<b>Новая угольная котельная (Южная котельная)</b>				
Установленная мощность	Гкал/час	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	33,14	33,85	33,85	33,85	33,85	33,85	33,85	33,85	24,80	24,80	24,80	24,80	24,80
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	427,86	427,15	427,15	427,15	427,15	427,15	427,15	427,15	475,20	475,20	475,20	475,20	475,20
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	22,52	23,79	24,48	24,42	24,54	24,54	24,54	24,92	22,57	22,57	22,57	22,57	22,57
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	230,70	231,92	233,79	235,33	236,45	236,45	236,45	238,77	238,77	238,77	238,77	238,77	238,77
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	253,21	255,71	258,28	259,76	260,99	260,99	260,99	263,70	261,34	261,34	261,34	261,34	261,34
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	327,86	327,15	327,15	327,15	327,15	327,15	327,15	327,15	375,20	375,20	375,20	375,20	375,20
Резерв ("+" )/ Дефицит("-")	Гкал/час	74,65	71,44	68,87	67,39	66,16	66,16	66,16	63,45	113,86	113,86	113,86	113,86	113,86
	%	22,77	21,84	21,05	20,60	20,22	20,22	20,22	19,40	30,35	30,35	30,35	30,35	30,35

Наименование	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2034	2035-2039
<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	Перевод на новую угольную котельную «Северная-Восточная»			
Располагаемая мощность	Гкал/час	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0				
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	38,50	43,87	43,87	43,87	43,87	43,87	43,87	43,87	43,87				
то же в %	%	9,87	11,25	11,25	11,25	11,25	11,25	11,25	11,25	11,25				
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	351,5	346,1	346,1	346,1	346,1	346,1	346,1	346,1	346,1				
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				
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	16,37	16,04	16,25	16,25	16,25	16,25	16,25	26,19	26,19				
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	134,18	134,18	134,18	134,18	134,18	134,18	134,18	179,20	179,20				
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	150,5	150,2	150,4	150,4	150,4	150,4	150,4	205,4	205,4				
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	251,5	246,1	246,1	246,1	246,1	246,1	246,1	246,1	246,1				
Резерв ("+)/Дефицит("-")	Гкал/час	116,37	111,33	111,11	111,11	111,11	111,11	111,11	56,16	56,16				
	%	46,27	45,23	45,14	45,14	45,14	45,14	45,14	22,82	22,82				

Наименование	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2034	2035-2039
<b>АО «Мурманэнергосбыт»</b>														
<b>Котельная «Северная»</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	367,7	367,7	389,3	389,3	389,3	389,3	389,3	389,3	389,3				
Располагаемая мощность	Гкал/час	341,2	341,2	362,8	362,8	362,8	362,8	362,8	362,8	362,8				
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	12,85	10,08	11,68	12,20	12,32	12,32	15,40	15,40	15,40				
то же в %	%	7,19	5,73	6,59	6,59	6,59	6,59	6,59	6,59	6,59				
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	328,3	331,1	351,1	350,6	350,5	350,5	347,4	347,4	347,4				
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	16,78	16,8	16,5	17,5	17,7	17,7	36,5	36,5	36,5				
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	149,1	149,1	149,1	155,5	157,1	157,1	182,0	182,0	182,0				
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	165,8	165,8	165,6	173,0	174,7	174,7	218,5	218,5	218,5				
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	298,3	301,1	321,1	320,6	320,5	320,5	317,4	317,4	317,4				
Резерв ("+" )/ Дефицит ("-")	Гкал/час	132,5	135,3	155,5	182,6	181,1	181,1	171,9	171,9	171,9				
	%	44,4	44,9	48,4	56,9	56,5	56,5	54,2	54,2	54,2				

Перевод на новую  
угольную котельную «Северная-Восточная»

Наименование	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2034	2035-2039
<b>Котельная «Абрам-Мыс» (сценарий 2а)</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	24,18	24,18	24,18	24,18	24,18	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6
Располагаемая мощность	Гкал/час	21,89	21,89	21,89	21,89	21,89	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	21,48	21,38	21,44	21,44	21,44	6,57	6,57	6,57	6,57	6,57	6,57	6,57	6,57
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,56	0,52	0,54	0,54	0,54	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	3,91	3,87	3,89	3,89	3,89	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	6,48	6,38	6,44	6,44	6,44	4,37	4,37	4,37	4,37	4,37	4,37	4,37	4,37
Резерв ("+"/ Дефицит("-"))	Гкал/час	2,57	2,51	2,55	2,55	2,55	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
	%	39,66	39,27	39,58	39,58	39,58	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12

Наименование	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2034	2035-2039
<b>Котельная «Абрам-Мыс» (сценарий 2б)</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	24,18	24,18	24,18	0,885	0,885	0,885	0,885	0,885	0,885	0,885	0,885	0,885	0,885
Располагаемая мощность	Гкал/час	21,89	21,89	21,89	0,885	0,885	0,885	0,885	0,885	0,885	0,885	0,885	0,885	0,885
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,41	0,51	0,45	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044
то же в %	%	9,50	11,63	10,35	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/час	0,56	0,52	0,54	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231
то же в %	%	14,32	13,54	13,93	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	3,35	3,35	3,35	0,494	0,494	0,494	0,494	0,494	0,494	0,494	0,494	0,494	0,494
Резерв ("+" )/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,57	2,51	2,55	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115
	%	39,66	39,27	39,58	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0

Наименование	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2034	2035-2039
<b>Котельная «Роста»</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	60,00	60,00	60,00	63,44	63,44	63,44	Закрытие котельной. Переключение нагрузок на котельную «Северная» в 2026 году						
Располагаемая мощность	Гкал/час	55,16	55,16	55,16	58,60	58,60	58,60							
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	2,58	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94							
то же в %	%	8,11	9,16	8,29	9,14	9,14	9,14							
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	52,58	52,22	52,22	55,66	55,66	55,66							
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	4,34	4,26	4,32	4,32	4,32	4,32							
то же в %	%	14,84	14,61	14,78	14,78	14,78	14,78							
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	24,91	24,91	24,91	24,91	24,91	24,91							
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	29,25	29,17	29,23	29,23	29,23	29,23							
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	25,08	30,02	30,02	33,46	33,46	33,46							
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	-4,17	0,85	0,79	4,23	4,23	4,23							
	%	-16,62	2,83	2,63	12,64	12,64	12,64							

Наименование	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2034	2035-2039
<b>Котельная ТЦ «Росляково-1»</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	53,20	53,20	53,20	53,20	53,20	32,50	32,50	32,50	32,50	32,50	32,50	32,50	32,50
Располагаемая мощность	Гкал/час	47,88	47,88	47,88	47,88	47,88	32,50	32,50	32,50	32,50	32,50	32,50	32,50	32,50
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	1,44	2,03	1,54	1,54	1,54	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14
то же в %	%	5,55	7,54	5,85	5,85	5,85	3,91%	3,91%	3,91%	3,91%	3,91%	3,91%	3,91%	3,91%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	46,44	45,85	46,34	46,34	46,34	31,36	31,36	31,36	31,36	31,36	31,36	31,36	31,36
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	2,64	3,11	3,02	3,02	3,02	3,32	3,32	3,32	3,32	3,32	3,32	3,32	3,32
то же в %	%	10,82	12,49	12,17	12,17	12,17	11,83%	11,83%	11,83%	11,83%	11,83%	11,83%	11,83%	11,83%
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	21,80	21,80	21,80	21,80	21,80	24,75	24,75	24,75	24,75	24,75	24,75	24,75	24,75
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	24,44	24,91	24,81	24,81	24,81	28,07	28,07	28,07	28,07	28,07	28,07	28,07	28,07
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	38,04	37,45	37,94	37,94	37,94	24,86	24,86	24,86	24,86	24,86	24,86	24,86	24,86
Резерв ("+)/ Дефицит("-")	Гкал/час	13,60	12,54	13,12	13,12	13,12	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	%	35,76	33,49	34,59	34,59	34,59	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04

Наименование	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2034	2035-2039
<b>Котельная ТЦ «Росляково Южное»</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	7,38	7,38	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13
Располагаемая мощность	Гкал/час	6,64	6,64	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,09	0,11	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
то же в %	%	3,67	3,94	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	6,55	6,53	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,33	0,38	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
то же в %	%	13,76	13,76	11,64	11,64	11,64	11,64	11,64	11,64	11,64	11,64	11,64	11,64	11,64
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	2,06	2,38	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	2,38	2,76	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	5,95	5,93	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31	3,31
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	3,56	3,17	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
	%	59,91	53,50	1,1%	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1

Наименование	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2034	2035-2039
<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	0,08	0,10	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 %	%	2,16	2,579	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	8,92	8,90	8,92	8,92	8,92	8,92	8,92	8,92	8,92	8,92	8,92	8,92	8,92
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,38	0,36	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
то же в %	%	11,78	11,08	11,69	11,69	11,69	11,69	11,69	11,69	11,69	11,69	11,69	11,69	11,69
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	3,64	3,62	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	5,92	5,90	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92
Резерв ("+" )/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,28	2,29	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28
	%	38,54	38,77	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58

Наименование	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2034	2035-2039
<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 %	%	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90
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	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
то же в %	%	15,34	15,34	15,34	15,34	15,34	15,34	15,34	15,34	15,34	15,34	15,34	15,34	15,34
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	4,87	4,87	4,87	4,87	4,87	4,87	4,87	4,87	4,87	4,87	4,87	4,87	4,87
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	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55
	%	34,39	34,39	34,39	34,39	34,39	34,39	34,39	34,39	34,39	34,39	34,39	34,39	34,39

Наименование	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2034	2035-2039
<b>МУП «МУК»</b>														
<b>Угольная котельная</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	3,13	3,13	3,13	Перевод потребителей на теплоснабжение от ИТП с электрическими котлами									
Располагаемая мощность	Гкал/час	3,13	3,13	3,13										
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,02	0,02	0,02										
то же в %	%	1,90	1,90	1,90										
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	3,11	3,11	3,11										
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,00	0,00	0,00										
то же в %	%	0,00	0,00	0,00										
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	1,16	1,16	1,16										
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	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										
Резерв ("+"/ Дефицит("-"))	Гкал/час	0,70	0,70	0,70										
	%	37,50	37,50	37,50										

Наименование	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2034	2035-2039
<b>Дизельная котельная</b>														
Установленная мощность	Гкал/час	2,06	2,06	2,06	Перевод потребителей на теплоснабжение от ИТП с электрическими котлами									
Располагаемая мощность	Гкал/час	2,06	2,06	2,06										
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,01	0,01	0,01										
то же в %	%	0,90	0,90	0,90										
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	2,05	2,05	2,05										
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,00	0,00	0,00										
то же в %	%	0,00	0,00	0,00										
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	0,89	0,89	0,89										
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	0,89	0,89	0,89										
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	1,03	1,03	1,03										
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,14	0,14	0,14										
	%	14,05	14,05	14,05										

Наименование	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2034	2035-2039
<b>ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ</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	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
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	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
то же в %	%	15,81	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	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57
Резерв ("+" )/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
	%	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40	14,40

Наименование	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2034	2035-2039
<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
то же в %	%	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
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 2039 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 2039 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 имеют: котельная «Северная», котельная «Роста», котельная «Абрам-Мыс», котельная ТЦ «Росляково-1» и котельная ТЦ «Росляково Южное». Сведения об ограничении тепловой мощности и величине располагаемой тепловой мощности источников представлены в таблице 13. В основном, имеющиеся ограничения мощности на котельных связаны с износом установленного оборудования (предельным сроком эксплуатации).

**Таблица 13 – Технические ограничения на использование установленной тепловой мощности**

Наименование параметра	Ед. измерения	Наименование источника				
		Котельная «Северная»	Котельная «Роста»	Котельная «Абрам-Мыс»	Котельная ТЦ «Росляково -1»	Котельная ТЦ «Росляково Южное»
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	367,7	60	24,18	53,2	7,38
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	341,19	55,16	21,89	47,88	6,64
Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	26,51	4,84	2,29	5,32	0,74

#### **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 2039 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 2039 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 2039 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 2039 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 теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах» к схеме теплоснабжения г. Мурманска на период с 2019 по 2039 г.

#### **3.1. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими 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 14 и 15.

**Таблица 14 – Балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии г. Мурманска (Сценарий 1)**

Наименование	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2030-2039
<b>Мурманская ТЭЦ</b>													
Производительность ВПУ	м3/ч	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	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	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0,08	0,06	0,14	0,24	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	м3/ч	46,00	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	46,00	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	46,00	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка (в аварийном режиме)	м3/ч	231,24	231,24	231,24	231,25	231,25	231,25	231,25	231,25	231,25	231,25	231,25	231,25
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	154,00	153,98	153,98	153,98	153,98	153,98	153,98	153,98	153,98	153,98	153,98	153,98
Доля резерва	%	77,0%	77,0%	77,0%	77,0%	77,0%	77,0%	77,0%	77,0%	77,0%	77,0%	77,0%	77,0%
<b>Южная котельная</b>													
Производительность ВПУ	м3/ч	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	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	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0,44	0,29	1,57	3,82	0	0	23,95	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	36,00	36,00	36,00	36,00	36,01	36,01	36,01	36,06	36,06	36,06	36,06	36,06
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	36,00	36,00	36,00	36,00	36,01	36,01	36,01	36,06	36,06	36,06	36,06	36,06
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	36,00	36,00	36,00	36,00	36,01	36,01	36,01	36,06	36,06	36,06	36,06	36,06
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	322,8	322,8	322,9	322,9	323,0	323,0	323,0	323,4	323,4	323,4	323,4	323,4
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	239,0	239,0	239,0	239,0	239,0	239,0	239,0	238,9	238,9	238,9	238,9	238,9
Доля резерва	%	86,9%	86,9%	86,9%	86,9%	86,9%	86,9%	86,9%	86,9%	86,9%	86,9%	86,9%	86,9%

Наименование	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2030-2039
<b>Восточная котельная</b>													
Производительность ВПУ	м3/ч	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	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	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	75,96	76,27	76,06	277,59	83,48	81,39	99,94	75,96	75,96	75,96	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	45,00	45,34	45,68	46,03	47,29	47,67	48,04	48,50	48,84	49,19	50,92	51,61
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	45,00	45,34	45,68	46,03	47,29	47,67	48,04	48,50	48,84	49,19	50,92	51,61
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	45,00	45,34	45,68	46,03	47,29	47,67	48,04	48,50	48,84	49,19	50,92	51,61
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	197,76	199,28	200,80	202,33	207,88	209,55	211,18	213,17	214,69	216,21	223,81	226,85
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	55,0	54,7	54,3	54,0	52,7	52,3	52,0	51,5	51,2	50,8	49,1	48,4
Доля резерва	%	55,0%	54,7%	54,3%	54,0%	52,7%	52,3%	52,0%	51,5%	51,2%	50,8%	49,1%	48,4%
<b>Котельная "Северная"</b>													
Производительность ВПУ	м3/ч	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	6	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	6
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0,20	5,46	0,20	522,31	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	230,47	117,80	5,13	5,14	5,15	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	5,13	5,13	5,13	5,14	5,15	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	м3/ч	225,34	112,67	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	230,47	117,80	5,13	5,14	5,15	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45	6,45
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	227,3
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	457,77	345,10	232,43	232,44	232,45	233,75	233,75	233,75	233,75	233,75	233,75	233,75
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	569,5	682,2	794,9	794,9	794,9	793,5	793,5	793,5	793,5	793,5	793,5	793,5
Доля резерва	%	71,2%	85,3%	99,4%	99,4%	99,4%	99,2%	99,2%	99,2%	99,2%	99,2%	99,2%	99,2%

Наименование	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2030-2039
<b>Котельная "Абрам Мыс"</b>													
Производительность ВПУ	м3/ч	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	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	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	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	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	0,04
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	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	0,04
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	3,52
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96
Доля резерва	%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%
<b>Котельная "Роста"</b>													
Производительность ВПУ	м3/ч	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	Закрытие котельной. Переключение нагрузок на котельную «Северная»					
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0						
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0						
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0						
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88						
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88						
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0						
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88						
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	34,8	34,80	34,80	34,80	34,80	34,80						
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	199,1	199,12	199,12	199,12	199,12	199,12						
Доля резерва	%	99,56%	99,56%	99,56%	99,56%	99,56%	99,56%						
<b>Котельная ТЦ «Росляково -1»</b>													
Производительность ВПУ	м3/ч	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	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	0

Наименование	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2030-2039
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	55,62	55,62	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,63	0,63	0,63	0,77	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,63	0,63	0,63	0,77	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,63	0,63	0,63	0,77	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	5,04	5,04	5,04	6,16	7,27	7,27	7,27	7,27	7,27	7,27	7,27	7,27
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	2,37	2,37	2,37	2,23	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09
Доля резерва	%	78,98%	78,98%	78,98%	74,35%	69,71%	69,71%	69,71%	69,71%	69,71%	69,71%	69,71%	69,71%
<b>Котельная ТЦ «Росляково Южное»</b>													
Производительность ВПУ	м3/ч	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	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	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
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	0,77
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94
Доля резерва	%	97,13%	97,13%	97,13%	97,13%	97,13%	97,13%	97,13%	97,13%	97,13%	97,13%	97,13%	97,13%
<b>Котельная "Фестивальная"</b>													
Производительность ВПУ	м3/ч	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	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	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Наименование	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2030-2039
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
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	2,64
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93
Доля резерва	%	97,79%	97,79%	97,79%	97,79%	97,79%	97,79%	97,79%	97,79%	97,79%	97,79%	97,79%	97,79%
<b>Угольная котельная МУП "МУК"</b>													
Производительность ВПУ	м3/ч	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	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	0,025
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	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	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	0,05
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	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	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	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	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%	98,39%
<b>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	1,1
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	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	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	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	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	0,04
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	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	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	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	1,06

Наименование	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2030-2039
Доля резерва	%	96,65%	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	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	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	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	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	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	0,16
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	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	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	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	39,84
Доля резерва	%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%
<b>Котельная №22</b>													
Производительность ВПУ	м3/ч	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	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	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	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	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	0,004
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	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	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	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	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%	99,81%

**Таблица 15 – Балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии г. Мурманска (Сценарий 2)**

Наименование	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
<b>Мурманская ТЭЦ</b>													
Производительность ВПУ	м3/ч	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	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	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0,08	0,06	0,14	0,24	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	м3/ч	46,00	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	46,00	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	46,00	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка (в аварийном режиме)	м3/ч	231,24	231,24	231,24	231,25	231,25	231,25	231,25	231,25	231,25	231,25	231,25	231,25
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	154,00	153,98	153,98	153,98	153,98	153,98	153,98	153,98	153,98	153,98	153,98	153,98
Доля резерва	%	77,0%	77,0%	77,0%	77,0%	77,0%	77,0%	77,0%	77,0%	77,0%	77,0%	77,0%	77,0%
<b>Южная котельная</b>													
Производительность ВПУ	м3/ч	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0	275,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	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	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0,44	0,29	1,57	3,82	0	2214,13	2238,07	2214,13	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	36,00	36,00	36,00	36,00	36,01	36,01	40,95	45,94	50,88	50,88	50,88	50,88
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	36,00	36,00	36,00	36,00	36,01	36,01	40,95	45,94	50,88	50,88	50,88	50,88
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	36,00	36,00	36,00	36,00	36,01	36,01	40,95	45,94	50,88	50,88	50,88	50,88
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	322,84	322,85	322,85	322,89	322,96	322,96	367,25	412,01	456,29	456,29	456,29	456,29
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	239,0	239,0	239,0	239,0	239,0	239,0	234,1	229,1	224,1	224,1	224,1	224,1
Доля резерва	%	86,9%	86,9%	86,9%	86,9%	86,9%	86,9%	85,1%	83,3%	81,5%	81,5%	81,5%	81,5%

Наименование	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
<b>Восточная котельная</b>													
Производительность ВПУ	м3/ч	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0				
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0				
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0				
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	75,96	76,27	76,06	277,59	83,48	75,96	75,96				
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	45,00	45,34	45,68	46,03	47,29	47,67	48,02	48,36				
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	45,00	45,34	45,68	46,03	47,29	47,67	48,02	48,36				
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0				
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	45,00	45,34	45,68	46,03	47,29	47,67	48,02	48,36				
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	197,76	199,28	200,80	202,33	207,88	209,55	211,07	212,59				
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	55,0	54,7	54,3	54,0	52,7	52,3	52,0	51,6				
Доля резерва	%	55,0%	54,7%	54,3%	54,0%	52,7%	52,3%	52,0%	51,6%				
<b>Котельная "Северная"</b>													
Производительность ВПУ	м3/ч	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0				
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	6	6	6	6	6	6	6	6				
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	6	6	6	6	6	6	6	6				
Прирост объемов теплоносителя	м3/ч	0	0	0	5,46	0	522,31	0	0				
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	230,47	117,80	5,13	5,14	5,15	6,45	6,45	6,45				
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	5,13	5,13	5,13	5,14	5,15	6,45	6,45	6,45				
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	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	112,67	0	0	0	0	0	0				
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	230,47	117,80	5,13	5,14	5,15	6,45	6,45	6,45				
Аварийная подпитка систем теплоснабжения	м3/ч	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	457,77	345,10	232,43	232,44	232,45	233,75	233,75	233,75				
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	569,5	682,2	794,9	794,9	794,9	793,5	793,5	793,5				
Доля резерва	%	71,2%	85,3%	99,4%	99,4%	99,4%	99,2%	99,2%	99,2%				

Закрытие котельной. Переключение нагрузок на котельную «Северная-Восточная»

Закрытие котельной. Переключение нагрузок на котельную «Северная-Восточная»

Наименование	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
<b>Котельная "Абрам Мыс"</b>													
Производительность ВПУ	м3/ч	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	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	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	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	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	0,04
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	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	0,04
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	3,52
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96
Доля резерва	%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%
<b>Котельная "Роста"</b>													
Производительность ВПУ	м3/ч	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	Закрытие котельной. Переключение нагрузок на котельную «Северная»					
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	0	0						
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0						
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0						
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88						
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88						
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0						
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88						
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	34,80	34,80	34,80	34,80	34,80	34,80						
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	199,12	199,12	199,12	199,12	199,12	199,12						
Доля резерва	%	99,56%	99,56%	99,56%	99,56%	99,56%	99,56%						
<b>Котельная ТЦ «Росляково -1»</b>													
Производительность ВПУ	м3/ч	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	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	0

Наименование	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	55,62	55,62	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,63	0,63	0,63	0,77	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,63	0,63	0,63	0,77	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,63	0,63	0,63	0,77	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	5,04	5,04	5,04	6,16	7,27	7,27	7,27	7,27	7,27	7,27	7,27	7,27
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	2,37	2,37	2,37	2,23	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09
Доля резерва	%	78,98%	78,98%	78,98%	74,35%	69,71%	69,71%	69,71%	69,71%	69,71%	69,71%	69,71%	69,71%
<b>Котельная ТЦ «Росляково Южное»</b>													
Производительность ВПУ	м3/ч	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	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	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
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	0,77
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94
Доля резерва	%	97,13%	97,13%	97,13%	97,13%	97,13%	97,13%	97,13%	97,13%	97,13%	97,13%	97,13%	97,13%
<b>Котельная "Фестивальная"</b>													
Производительность ВПУ	м3/ч	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	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	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Наименование	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
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	2,64
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93	2,93
Доля резерва	%	97,79%	97,79%	97,79%	97,79%	97,79%	97,79%	97,79%	97,79%	97,79%	97,79%	97,79%	97,79%
<b>Угольная котельная МУП "МУК"</b>													
Производительность ВПУ	м3/ч	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	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	0,025
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	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	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	0,05
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	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	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	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	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%	98,39%
<b>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	1,1
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	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	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	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	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	0,04
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	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	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	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	1,06

Наименование	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Доля резерва	%	96,65%	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	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	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	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	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	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	0,16
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	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	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	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	39,84
Доля резерва	%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%	99,6%
<b>Котельная №22</b>													
Производительность ВПУ	м3/ч	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	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	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	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	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	0,004
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	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	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	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	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%	99,81%
<b>Котельная "Северная-Восточная"</b>													
Производительность ВПУ	м3/ч									500,0	500,0	500,0	500,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.									0	0	0	0

Наименование	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3									0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3									75,96	75,96	75,96	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч									55,16	55,51	57,23	57,92
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч									55,16	55,51	57,23	57,92
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч									0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч									55,16	55,51	57,23	57,92
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч									441,28	444,04	457,87	463,40
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч									444,84	444,49	442,77	442,08
Доля резерва	%									88,97%	88,90%	88,55%	88,42%

### **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 актуализации схемы теплоснабжения по каждому источнику тепловой энергии представлены в таблицах 14 – 15.

## **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 30.06.2020г. №508 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2020-2026 годы»;
2. Распоряжение губернатора Мурманской области от 31.07.2020 г. № 146-РГ «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Мурманской области на 2021-2025 гг.»;
3. Указание Президента Российской Федерации от 30 октября 2012 г. №Пр-2925 о поддержке обращения Губернатора Мурманской области М.В. Ковтун;
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 ОАО "Газпром" и Правительства Мурманской области в 2010-2015 гг. от 15.10.2009 г.

Согласно вышеуказанным документам, в рассматриваемый период актуализации схемы, строительство источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, как и перевод существующих источников теплоснабжения на другой вид топлива – природный газ, на территории города Мурманска не предусматривается.

В настоящее время сроки газификации Мурманской области не определены, по этой причине, в рамках настоящей актуализации Схемы теплоснабжения предполагается, что проекты по газификации Мурманской области или отдельно г. Мурманска в краткосрочной и среднесрочной перспективе не будут осуществлены.

Учитывая отложенную на неопределенное время программу газификации Мурманской области, связанную с освоением Штокмановского газоконденсатного месторождения (ГКМ), в рамках актуализации Схемы теплоснабжения на 2019-2039 годы, рассмотрены два наиболее вероятных сценария развития энергетики региона:

1. Сценарий 1: Сохранение мазутозависимости для существующих источников и строительство новых на твердом топливе;
2. Сценарий 2: Переход энергетики Мурманска на твердое топливо и электроэнергию (базируется на сценарии, разработанном в рамках Комплексного инвестиционного проекта модернизации системы теплоснабжения Мурманской области на 2015-2030 годы).

Проекты, предусматривающие перевод источников теплоснабжения Мурманской области на использования СПГ, в настоящее время планируются Правительством Мурманской области совместно с крупными газодобывающими компаниями ПАО «Газпром» и ПАО «НОВАТЭК» и будут возможны к реализации в случае обоснования их экономической целесообразности.

#### **Сценарий 1: Отсутствие газификации и сохранение мазутозависимости для существующих источников и строительство новых источников на твердом топливе**

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, а также строительство новых котельных на твердом топливе (уголь, щепа) и электроэнергии.

#### **Сценарий 2: Отсутствие газификации и переход энергетики Мурманска на твердое топливо и электроэнергию**

Сценарий 2 базируется на решениях, предложенных Комплексным инвестиционным проектом модернизации системы теплоснабжения Мурманской

области на 2015-2030 годы, разработанным ФГБУ «РЭА» Минэнерго России в 2015 году.

Согласно данному сценарию, осуществляется уход от мазутозависимости на всех источниках, кроме Мурманской ТЭЦ, где переход на твердое топливо технически невозможен. При этом, в место маломощных котельных в микрорайонах Абрам-Мыс и Дровяное предлагается строительство новых электрочотельных, подключенных к электросетям по уровню напряжения ВН.

Данный сценарий может рассматриваться в случае, если снабжение региона мазутом не может осуществляться в дальнейшем по экономическим или техническим причинам.

Замена мазута твердым топливом на крупных источниках теплоснабжения связана с многими технологическими трудностями:

- необходимостью хранения запаса угля на площадке, а также организацией углеподачи и разгрузки угля;
- необходимостью подготовки угля перед его сжиганием;
- необходимостью "подсветки" угольного факела мазутом, газом или дизельным топливом;
- необходимостью организации системы золоудаления;
- необходимостью организации золоотвалов вблизи площадок котельных;
- экологическими последствиями и необходимостью применения систем фильтрации уходящих газов.

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

На основании анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, выполненных в Главе 14 «Ценовые (тарифные) последствия» Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Мурманска, для сценария 1 и 2 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 наиболее целесообразным сценарием перспективного развития систем теплоснабжения муниципального образования город Мурманск является Сценарий №2.

Данный сценарий позволяет обеспечить:

- снижение затрат на собственные нужды при производстве тепловой энергии по ряду источников;

- меньший рост тарифа при реализации мероприятий (снизить денежную нагрузку для населения).

В таблицах ниже представлена информация по тарифно-балансовым расчетным моделям теплоснабжения для источников МО.

**Таблица 16 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для АО «Мурманская ТЭЦ». Сценарий 1**

№	Показатели	Ед.изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	Операционные расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), в том числе:	тыс.руб.	984 858,3	1 044 380,2	1 115 402,8	1 199 970,7	1 300 253,0	1 408 848,2	1 526 337,0	1 653 432,8	1 790 973,8	1 939 881,5	2 101 250,7	2 276 043,5	2 465 376,4	2 670 459,1	2 892 601,5	3 133 222,9	3 393 860,4	3 676 179,0	3 981 982,4
2	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	796 283,8	928 461,2	1 056 714,5	1 228 327,3	1 342 638,6	1 403 761,8	1 444 925,0	1 447 963,4	1 446 051,0	1 485 249,5	1 486 652,5	1 485 542,8	1 486 236,2	1 488 937,3	1 511 201,9	1 542 164,6	1 582 317,3	1 625 924,9	1 665 571,9
2.1	расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность	тыс.руб.	4 762,2	4 952,6	5 150,8	5 356,8	5 544,3	5 738,3	5 939,2	6 147,0	6 362,2	6 584,9	6 795,6	7 013,0	7 237,4	7 469,0	7 708,1	7 954,7	8 209,3	8 472,0	8 743,1
2.2	плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов	тыс.руб.	4 738,7	4 928,1	5 124,2	5 328,6	5 541,3	5 762,2	5 991,3	6 228,7	6 475,1	6 730,9	6 997,1	7 273,8	7 561,5	7 860,6	8 171,5	8 494,7	8 830,6	9 179,9	9 542,9
2.3	отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	167 546,5	177 672,5	189 755,0	204 141,9	221 202,2	239 676,7	259 664,1	281 286,0	304 684,8	330 017,3	357 469,9	387 206,0	419 415,8	454 305,0	492 096,4	533 031,5	577 371,7	625 400,5	677 424,5
2.4	Налоги	тыс.руб.	42 330,5	72 417,0	101 803,5	139 294,1	162 294,0	172 739,5	177 514,8	173 064,2	166 908,1	159 513,7	152 123,3	143 483,3	134 529,3	125 261,9	115 681,3	105 787,9	95 582,1	85 064,5	66 944,7
2.5	Амортизация	тыс.руб.	147 230,6	226 285,6	307 866,9	413 165,0	489 405,5	538 425,4	577 557,0	596 645,7	612 646,9	669 454,1	686 320,5	701 061,1	715 802,7	730 543,3	745 283,9	760 025,5	774 766,1	789 506,7	804 248,3
2.6	Внебюджетные расходы	тыс.руб.	409 226,1	385 722,4	355 281,4	324 840,5	294 399,5	263 958,6	233 517,7	203 076,7	172 635,8	142 194,8	111 753,9	81 312,9	50 872,0	20 431,0	7 321,1	433,6	0,0	0,0	0,0
2.7	Налог на прибыль	тыс.руб.	25 211,4	61 435,6	96 883,4	141 557,2	169 796,1	183 199,3	190 680,1	187 662,1	182 700,4	177 338,6	171 987,8	165 205,6	158 054,9	150 535,6	142 647,8	134 391,5	125 766,7	116 773,4	107 411,6
3	Расходы на приобретение энергетических ресурсов	тыс.руб.	3 472 172,1	3 424 134,4	3 593 486,4	3 746 640,8	3 885 506,1	3 999 224,3	4 554 718,5	4 696 176,6	4 850 918,4	5 021 737,7	5 199 678,5	5 377 832,6	5 562 610,8	5 752 434,9	5 947 384,3	6 147 537,1	6 352 970,1	6 563 758,9	6 779 977,6
3.1	Топливо	тыс.руб.	3 103 324,2	3 002 345,1	3 152 735,7	3 288 228,2	3 410 580,7	3 510 622,7	4 018 683,2	4 144 071,3	4 282 018,7	4 435 850,1	4 596 196,8	4 758 503,4	4 926 988,4	5 100 060,2	5 277 784,5	5 460 225,1	5 647 444,3	5 839 502,6	6 036 458,3
3.2	Электроэнергия	тыс.руб.	223 860,7	224 049,1	234 516,4	243 610,6	251 450,5	257 204,5	291 733,6	299 035,2	306 717,8	314 316,8	322 174,7	328 618,2	335 190,5	341 894,4	348 732,2	355 706,9	362 821,0	370 077,4	377 479,0
3.3	Тепловая энергия	тыс.руб.	111 914,5	164 913,2	171 509,8	178 370,1	185 504,9	191 997,6	198 717,5	205 672,6	212 871,2	220 321,7	228 032,9	235 330,0	242 860,6	250 632,1	258 652,3	266 929,2	275 470,9	284 286,0	293 383,2
3.4	Водоснабжение	тыс.руб.	33 072,7	32 826,9	34 724,6	36 431,9	37 970,0	39 399,6	45 584,1	47 397,4	49 310,7	51 249,1	53 274,0	55 381,0	57 571,3	59 848,2	62 215,2	64 675,9	67 233,8	69 892,9	72 657,1
	Расчетная предпринимательская прибыль	тыс.руб.	95 842,7	76 172,3	82 330,1	89 617,3	97 037,0	104 211,6	113 062,0	120 652,3	128 788,0	137 523,0	147 000,8	157 131,2	168 103,7	179 989,0	192 864,1	206 812,2	221 923,3	238 295,1	255 668,7
5	Себестоимость	тыс.руб.	5 225 120,2	5 025 990,1	5 395 768,9	5 798 158,4	6 161 239,1	6 468 888,0	7 214 844,8	7 527 486,3	7 861 395,0	8 264 858,2	8 650 840,7	9 050 031,6	9 473 400,3	9 920 853,7	10 394 082,9	10 894 911,6	11 425 304,3	11 987 384,5	12 575 789,0
6	Необходимая валовая выручка, всего	тыс.руб.	5 760 403,2	5 718 890,5	6 235 467,4	6 830 784,8	7 304 619,3	7 648 843,2	8 401 762,8	8 668 873,4	8 947 532,7	9 293 746,2	9 622 533,8	9 957 372,5	10 314 546,5	10 693 962,7	11 114 643,1	11 567 302,8	12 054 137,9	12 571 251,5	13 112 846,9
7	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	2 793,60	2 858,02	3 064,17	3 327,08	3 550,02	3 725,34	3 708,86	3 826,77	3 949,14	4 101,27	4 246,36	4 394,13	4 551,74	4 719,18	4 904,82	5 104,58	5 319,42	5 547,61	5 786,62

**Таблица 17 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для АО «Мурманская ТЭЦ». Сценарий 2**

№ п/п	Показатели	Ед.изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	Операционные расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), в том числе:	тыс.руб.	984 858,3	1 044 380,2	1 115 402,8	1 199 970,7	1 300 253,0	1 408 848,2	1 526 337,0	1 240 074,6	1 343 230,3	1 454 911,1	1 575 938,0	1 707 032,6	1 849 032,3	2 002 844,3	2 169 451,1	2 349 917,1	2 545 395,3	2 757 134,3	2 986 486,8
2	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	796 283,8	928 461,2	1 056 714,5	1 226 008,3	1 328 782,7	1 362 090,7	1 734 815,0	1 152 709,8	1 250 313,5	1 264 379,0	1 249 402,4	1 231 788,8	1 214 712,7	1 198 259,8	1 195 523,6	1 198 275,9	1 206 799,6	1 216 700,4	1 223 826,5
2.1	расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность	тыс.руб.	4 762,2	4 952,6	5 150,8	5 356,8	5 544,3	5 738,3	5 939,2	4 610,3	4 771,6	4 938,6	5 096,7	5 259,8	5 428,1	5 601,8	5 781,0	5 966,0	6 156,9	6 354,0	6 557,3
2.2	плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов (и/или) лимитов	тыс.руб.	4 738,7	4 928,1	5 124,2	5 328,6	5 541,3	5 762,2	5 991,3	4 671,5	4 856,3	5 048,2	5 247,8	5 455,4	5 671,1	5 895,4	6 128,6	6 371,0	6 623,0	6 884,9	7 157,2
2.3	отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	167 546,5	177 672,5	189 755,0	204 141,9	221 202,2	239 676,7	259 664,1	158 223,4	171 385,2	185 634,7	201 076,8	217 803,4	235 921,4	255 546,5	276 804,2	299 830,2	324 771,6	351 787,8	381 051,3
2.4	Налоги	тыс.руб.	42 330,5	72 417,0	101 803,5	138 782,1	159 248,6	163 637,5	240 992,1	188 393,4	240 658,7	228 885,0	217 118,0	204 099,9	190 766,2	177 117,4	163 153,7	148 875,4	134 283,0	119 376,8	98 880,9
2.5	Амортизация	тыс.руб.	147 230,6	226 285,6	307 866,9	411 940,0	482 055,5	516 199,3	730 535,2	793 373,8	809 375,1	866 182,3	883 048,7	897 789,3	912 530,9	927 271,5	942 012,1	956 753,6	971 494,2	986 234,8	1 000 976,4
2.6	Внебюджетные расходы	тыс.руб.	409 226,1	385 722,4	355 281,4	324 840,5	294 399,5	263 958,6	233 517,7	114 230,7	172 635,8	142 194,8	111 753,9	81 312,9	50 872,0	20 431,0	7 321,1	433,6	0,0	0,0	0,0
2.7	Налог на прибыль	тыс.руб.	25 211,4	61 435,6	96 883,4	140 975,3	166 335,5	172 856,3	264 114,7	278 053,5	268 173,6	257 893,7	247 624,7	235 924,2	223 855,3	211 417,8	198 611,8	185 437,3	171 894,3	157 982,8	143 702,8
3	Расходы на приобретение энергетических ресурсов	тыс.руб.	3 472 172,1	3 424 134,4	3 593 486,4	3 746 640,8	3 885 651,0	3 999 373,8	4 554 704,2	2 880 822,7	2 774 414,5	2 879 289,9	2 986 954,8	3 095 031,9	3 205 603,2	3 319 707,9	3 437 441,5	3 558 901,3	3 684 186,8	3 813 399,9	3 946 644,4
3.1	Топливо	тыс.руб.	3 103 324,2	3 002 345,1	3 152 735,7	3 288 228,2	3 410 725,6	3 510 772,1	4 018 681,0	2 624 056,4	2 525 994,5	2 624 140,2	2 724 888,3	2 826 970,3	2 931 396,8	3 039 202,9	3 150 479,6	3 265 319,9	3 383 818,8	3 506 073,3	3 632 182,4
3.2	Электроэнергия	тыс.руб.	223 860,7	224 049,1	234 516,4	243 610,6	251 450,5	257 204,5	291 723,3	220 334,8	212 742,0	218 060,5	223 512,0	227 982,3	232 541,9	237 192,7	241 936,6	246 775,3	251 710,8	256 745,1	261 880,0
3.3	Тепловая энергия	тыс.руб.	111 914,5	164 913,2	171 509,8	178 370,1	185 504,9	191 997,6	198 717,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.4	Водоснабжение	тыс.руб.	33 072,7	32 826,9	34 724,6	36 431,9	37 970,0	39 399,6	45 582,4	36 431,4	35 678,0	37 089,1	38 554,5	40 079,3	41 664,5	43 312,3	45 025,3	46 806,1	48 657,2	50 581,6	52 582,1
	Расчетная предпринимательская прибыль	тыс.руб.	95 842,7	76 172,3	82 330,1	89 591,7	96 884,8	103 756,5	116 235,4	69 469,2	77 805,1	83 554,0	90 321,3	97 588,9	105 451,4	113 958,8	122 948,3	132 617,2	143 025,9	154 318,1	166 375,7
5	Себестоимость	тыс.руб.	5 225 120,2	5 025 990,1	5 395 768,9	5 796 395,8	6 150 836,3	6 437 254,2	7 434 459,3	5 335 028,6	5 421 725,1	5 703 505,1	5 959 705,4	6 224 801,3	6 504 976,6	6 802 341,9	7 117 939,5	7 453 265,9	7 809 779,8	8 189 136,6	8 587 572,8
6	Необходимая валовая выручка, всего	тыс.руб.	5 760 403,2	5 718 890,5	6 235 467,4	6 826 112,8	7 276 913,5	7 565 494,4	8 988 550,5	6 455 290,4	6 518 457,9	6 713 708,7	6 893 115,2	7 075 139,1	7 270 220,8	7 480 442,1	7 719 811,9	7 981 460,9	8 266 985,0	8 573 483,9	8 898 144,5
7	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	2 793,60	2 858,02	3 064,11	3 324,95	3 535,92	3 685,09	3 968,45	3 867,76	4 146,60	4 270,81	4 384,93	4 500,72	4 624,82	4 758,55	4 910,82	5 077,27	5 258,90	5 453,87	5 660,40

**Таблица 18 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для АО «Завод ТО ТБО». Сценарий 1 и 2**

Показатели	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	81,00	114,77	114,77	114,77	114,77	114,77	114,77	114,77	114,77	114,77	114,77	114,77	114,77	114,77	114,77	114,77	114,77	114,77	114,77
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т у.т.	14,78	19,93	19,93	19,93	19,93	19,93	19,93	19,93	19,93	19,93	19,93	19,93	19,93	19,93	19,93	19,93	19,93	19,93	19,93
Затраты на выработку тепловой энергии																				
Расходы на топливо:	тыс.руб.	18 081	25 431	26 505	27 669	28 815	29 984	31 203	32 512	33 896	35 356	36 829	38 364	39 947	41 618	43 360	45 133	46 979	48 902	50 906
Покупная энергия всего, в том числе:	тыс.руб.	12735,96	13245,39	13763,63	14302,15	14874,24	15469,21	16074,46	16703,4	17356,94	18036,06	18741,76	19475,05	20237,05	21028,87	21851,68	22706,67	23604,1	24537	25506,78
покупная электрическая энергия	тыс.руб.	11130,2	11575,4	12026,84	12495,89	12995,73	13515,56	14042,66	14590,33	15159,35	15750,56	16364,84	17003,06	17666,18	18355,16	19071,02	19814,79	20596,54	21409,14	22253,8
покупная тепловая энергия	тыс.руб.	1605,76	1669,99	1736,79	1806,26	1878,51	1953,65	2031,8	2113,07	2197,59	2285,5	2376,92	2471,99	2570,87	2673,71	2780,66	2891,88	3007,56	3127,86	3252,98
Затраты на оплату труда	тыс.руб.	66370,72	69025,55	71786,57	74658,03	77644,35	80750,12	83980,12	87339,32	90832,89	94466,21	98244,86	102174,65	106261,64	110512,11	114932,59	119529,89	124421,91	129514,15	134814,8
Амортизация основных средств	тыс.руб.	2983	10505,67	33540,61	33065,67	32590,73	32115,79	31640,85	31165,91	30690,97	30216,03	29741,09	29266,15	28791,21	28316,27	27841,33	27366,39	26891,45	26416,51	25941,57
Прочие затраты без учета инвестиционной составляющей	тыс.руб.	37610,65	39190,3	40914,67	42755,83	44594,33	46467,29	48465,38	50549,39	52723,01	54990,1	57299,68	59706,27	62213,93	64826,92	67484,82	70251,7	73132,02	76130,43	79251,78
Арендная плата	тыс.руб.	3739,84	3889,43	4045,01	4206,81	4375,08	4550,09	4732,09	4921,37	5118,23	5322,96	5535,88	5757,31	5987,6	6227,11	6476,19	6735,24	7010,89	7297,83	7596,51
Прибыль всего:	тыс.руб.	0	0	32433,34	30760,26	29087,17	27414,09	25741	24067,92	22394,83	20721,75	19048,66	17375,58	15702,49	14029,4	12356,32	10683,23	9010,15	7337,06	5663,98
Необходимая валовая выручка	тыс.руб.	141521,49	161287,36	222989,15	227417,54	231981,3	236750,39	241836,63	247259,8	253012,85	259109,23	265440,56	272119,48	279141,42	286558,84	294303,02	302406,3	311049,57	320135,26	329681,19
Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал	1 747	1 405	1 943	1 982	2 021	2 063	2 107	2 154	2 205	2 258	2 313	2 371	2 432	2 497	2 564	2 635	2 710	2 789	2 873
Рост тарифа в %:	%	8,40%	-19,57%	38,26%	1,99%	2,01%	2,06%	2,15%	2,24%	2,33%	2,41%	2,44%	2,52%	2,58%	2,66%	2,70%	2,75%	2,86%	2,92%	2,98%

**Таблица 19 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для МУП «МУК» (Дизельная котельная). Сценарий 1**

Показатели	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,10	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т у.т.	0,49	0,47	0,47	0,47	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Затраты на выработку тепловой энергии																				
Сырье, основные материалы	тыс.руб.	69,16	72,07	75,24	78,62	82,01	85,45	89,12	92,96	96,95	101,12	105,37	109,8	114,41	119,21	124,1	129,19	134,48	140	145,74
Материалы на ремонт	тыс.руб.	82,28	85,73	89,51	93,53	97,56	101,65	106,03	110,58	115,34	120,3	125,35	130,62	136,1	141,82	147,63	153,69	159,99	166,55	173,38
Работы и услуги производственного характера	тыс.руб.	508,67	530,03	553,35	578,25	603,12	628,45	655,47	683,66	713,05	743,71	774,95	807,5	841,41	876,75	912,7	950,12	989,08	1029,63	1071,84
Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.	181,76	189,39	197,72	206,62	215,5	224,56	234,21	244,28	254,79	265,74	276,9	288,53	300,65	313,28	326,12	339,5	353,42	367,91	382,99
Расходы на топливо:	тыс.руб.	15 920	15 760	16 280	16 850	4 510	4 660	4 800	4 970	5 150	5 330	5 520	5 710	5 910	6 130	6 350	6 570	6 800	7 040	7 290
Покупная энергия всего, в том числе:	тыс.руб.	514,18	534,75	555,61	577,28	600,37	624,38	648,73	674,03	700,32	727,63	756,01	785,49	816,12	847,95	881,02	915,38	951,49	989,03	1028,05
покупная электрическая энергия	тыс.руб.	514,18	534,75	555,61	577,28	600,37	624,38	648,73	674,03	700,32	727,63	756,01	785,49	816,12	847,95	881,02	915,38	951,49	989,03	1028,05
Расходы на холодную воду	тыс.руб.	19,41	20,23	21,12	22,07	23,02	23,99	25,02	26,09	27,22	28,39	29,58	30,82	32,11	33,46	34,84	36,26	37,75	39,30	40,91
Затраты на оплату труда	тыс.руб.	2617,95	2722,67	2831,58	2944,84	3062,63	3185,14	3312,55	3445,05	3582,85	3726,16	3875,21	4030,22	4191,43	4359,09	4533,45	4714,79	4907,75	5108,61	5317,69
Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	787,58	820,66	856,76	895,32	933,82	973,04	1 014,88	1 058,52	1 104,03	1 151,51	1 199,87	1 250,27	1 302,78	1 357,49	1 413,15	1 471,09	1 531,41	1 594,19	1 659,55
Расходы на служебные командировки	тыс.руб.	15,60	16,26	16,97	17,74	18,50	19,28	20,11	20,97	21,87	22,81	23,77	24,77	25,81	26,89	27,99	29,14	30,34	31,58	32,88
Необходимая валовая выручка	тыс.руб.	26378,07	26636,14	27605,47	28834,54	18797,06	17920,48	18580,67	19292,86	20038	20807,02	21600,77	22419,6	23274,55	24026,75	24696,61	25643,57	26635,01	27667,68	28742,89
Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал	8 509	8 592	8 905	9 301	6 064	5 781	5 994	6 224	6 464	6 712	6 968	7 232	7 508	7 751	7 967	8 272	8 592	8 925	9 272
Рост тарифа в %:	%	1,91%	0,98%	3,64%	4,45%	-34,81%	-4,66%	3,68%	3,83%	3,86%	3,84%	3,81%	3,79%	3,81%	3,23%	2,79%	3,83%	3,87%	3,88%	3,89%

**Таблица 20 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для МУП «МУК» (Дизельная котельная). Сценарий 2 (инвестиционная инициатива ПАО «МРСК Северо-Запада»)**

Показатели	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,10	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т у.т.	0,49	0,47	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
Затраты на выработку тепловой энергии																				
Сырье, основные материалы	тыс.руб.	69,16	72,07	75,24	78,62	82,01	85,45	89,12	92,96	96,95	101,12	105,37	109,8	114,41	119,21	124,1	129,19	134,48	140	145,74
Расходы на топливо:	тыс.руб.	15 920	15 760	9 106	9 431	9 837	10 244	10 650	11 057	11 545	11 951	12 439	12 927	13 496	13 984	14 553	15 122	15 772	16 341	17 073
покупная электрическая энергия	тыс.руб.	514,18	534,75	555,61	577,28	600,37	624,38	648,73	674,03	700,32	727,63	756,01	785,49	816,12	847,95	881,02	915,38	951,49	989,03	1028,05
Затраты на оплату труда	тыс.руб.	2617,95	2722,67	2831,58	2944,84	3062,63	3185,14	3312,55	3445,05	3582,85	3726,16	3875,21	4030,22	4191,43	4359,09	4533,45	4714,79	4907,75	5108,61	5317,69
Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	787,58	820,66	856,76	895,32	933,82	973,04	1 014,88	1 058,52	1 104,03	1 151,51	1 199,87	1 250,27	1 302,78	1 357,49	1 413,15	1 471,09	1 531,41	1 594,19	1 659,55
Амортизация основных средств	тыс.руб.	354,35	705,83	2501,62	2468,53	2435,44	2402,35	2369,25	2336,16	2303,07	2269,98	2236,89	2203,8	2170,71	2137,61	2104,52	2071,43	2038,34	2005,25	1972,16
Прочие затраты без учета инвестиционной составляющей	тыс.руб.	5291,6	5513,85	5756,46	6015,5	6274,17	6537,69	6818,81	7112,02	7417,84	7736,81	8061,76	8400,35	8753,16	9120,79	9494,74	9884,02	10289,26	10711,12	11150,28
Арендная плата	тыс.руб.	15,53	16,15	16,79	17,47	18,16	18,89	19,65	20,43	21,25	22,1	22,98	23,9	24,86	25,85	26,89	27,96	29,11	30,3	31,54
Прибыль всего:	тыс.руб.	0	0	2323,81	2207,24	2090,67	1974,09	1857,52	1740,95	1624,38	1507,81	1391,24	1274,66	1158,09	1041,52	924,95	808,38	691,8	575,23	458,66
Необходимая валовая выручка	тыс.руб.	26378,07	26987,62	24023,57	24635,69	25334,66	26044,94	26780,92	27537,03	28395,41	29194,34	30088,35	31005,32	32027,49	32993,26	34055,66	35144,19	36346	37495,2	38836,84
Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал	8 509	8 706	7 750	7 947	8 172	8 402	8 639	8 883	9 160	9 418	9 706	10 002	10 331	10 643	10 986	11 337	11 725	12 095	12 528
Рост тарифа в %:	%	1,91%	2,31%	-10,98%	2,55%	2,84%	2,80%	2,83%	2,82%	3,12%	2,81%	3,06%	3,05%	3,30%	3,02%	3,22%	3,20%	3,42%	3,16%	3,58%

**Таблица 21 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для МУП «МУК» (Угольная котельная). Сценарий 1**

Показатели	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т у.т.	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Затраты на выработку тепловой энергии																				
Расходы на топливо:	тыс.руб.	13 250	13 820	14 470	15 160	15 910	14 634	15 203	15 854	16 423	17 154	17 805	18 537	19 268	20 000	20 813	21 626	22 520	23 415	24 390
покупная электрическая энергия	тыс.руб.	1326,37	1379,42	1433,22	1489,12	1548,68	1610,63	1673,44	1738,7	1806,51	1876,96	1950,16	2026,22	2105,24	2187,34	2272,65	2361,28	2454,44	2551,28	2651,94
Затраты на оплату труда	тыс.руб.	7160,23	7446,64	7744,51	8054,29	8376,46	8711,52	9059,98	9422,38	9799,28	10191,25	10598,9	11022,86	11463,77	11922,32	12399,21	12895,18	13422,94	13972,3	14544,15
Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	2 425,12	2 526,98	2 638,16	2 756,88	2 875,43	2 996,19	3 125,03	3 259,41	3 399,56	3 545,74	3 694,66	3 849,84	4 011,53	4 180,02	4 351,40	4 529,80	4 715,53	4 908,86	5 110,13
Амортизация основных средств	тыс.руб.	245,13	245,13	245,13	245,13	245,13	245,13	245,13	245,13	245,13	245,13	245,13	245,13	245,13	245,13	245,13	245,13	245,13	245,13	245,13
Прочие затраты, в том числе:	тыс.руб.	9492,03	9890,7	11495,71	13223,78	16635,77	11727,24	12231,51	12757,46	13306,03	13878,19	14461,07	15068,43	15701,3	16360,75	17031,54	17729,83	18456,75	19213,48	20001,23
Прочие затраты без учета инвестиционной составляющей	тыс.руб.	9492,03	9890,7	10325,89	10790,56	11254,55	11727,24	12231,51	12757,46	13306,03	13878,19	14461,07	15068,43	15701,3	16360,75	17031,54	17729,83	18456,75	19213,48	20001,23
Инвестиционная составляющая	тыс.руб.	0	0	1169,82	2433,22	5381,22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Арендная плата	тыс.руб.	0	0	142,72	148,43	154,37	160,54	166,96	173,64	180,59	187,81	195,32	203,14	211,26	219,71	228,5	237,64	247,37	257,49	268,03
Необходимая валовая выручка	тыс.руб.	36952,54	38490,78	40321,55	44549,04	49366,51	40365,64	41997,58	43755,23	45477,82	47411,19	49295,69	51312,27	53381,72	55506,22	57748,42	60048,56	62503,52	65022,3	67688,8
Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал	8 475	8 828	9 248	10 218	11 323	9 258	9 632	10 036	10 431	10 874	11 306	11 769	12 244	12 731	13 245	13 773	14 336	14 913	15 525
Рост тарифа в %:	%	-0,24%	4,16%	4,76%	10,48%	10,81%	-18,23%	4,04%	4,19%	3,94%	4,25%	3,97%	4,09%	4,03%	3,98%	4,04%	3,98%	4,09%	4,03%	4,10%

**Таблица 22 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для МУП «МУК» (Угольная котельная). Сценарий 2 (инвестиционная инициатива ПАО «МРСК Северо-Запада»)**

Показатели	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т у.т.	1,99	1,99	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
Затраты на выработку тепловой энергии																				
Расходы на топливо:	тыс.руб.	13 250	13 820	12 846	13 333	13 821	14 390	14 959	15 610	16 179	16 829	17 561	18 211	18 943	19 675	20 488	21 301	22 195	23 089	23 984
покупная электрическая энергия	тыс.руб.	1326,37	1379,42	1433,22	1489,12	1548,68	1610,63	1673,44	1738,7	1806,51	1876,96	1950,16	2026,22	2105,24	2187,34	2272,65	2361,28	2454,44	2551,28	2651,94
Затраты на оплату труда	тыс.руб.	7160,23	7446,64	7744,51	8054,29	8376,46	8711,52	9059,98	9422,38	9799,28	10191,25	10598,9	11022,86	11463,77	11922,32	12399,21	12895,18	13422,94	13972,3	14544,15
Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	2 425,12	2 526,98	2 638,16	2 756,88	2 875,43	2 996,19	3 125,03	3 259,41	3 399,56	3 545,74	3 694,66	3 849,84	4 011,53	4 180,02	4 351,40	4 529,80	4 715,53	4 908,86	5 110,13
Амортизация основных средств	тыс.руб.	245,13	622,72	4280,55	4207,08	4133,61	4060,13	3986,66	3913,19	3839,71	3766,24	3692,77	3619,29	245,13	245,13	245,13	245,13	245,13	245,13	245,13
Прирост амортизации	тыс.руб.	0	0	3339,7	3339,7	3339,7	3339,7	3339,7	3339,7	3339,7	3339,7	3339,7	3339,7	0	0	0	0	0	0	0
Прирост налога на имущество	тыс.руб.	0	377,59	695,72	622,25	548,78	475,3	401,83	328,36	254,88	181,41	107,94	34,46	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль	тыс.руб.	0	0	2580,26175	2321,435	2062,60825	1803,7815	1544,95475	1286,128	1027,30125	768,4745	509,64775	250,821	0	0	0	0	0	0	0
Необходимая валовая выручка	тыс.руб.	36952,54	38868,37	31768,98	32419,99	33086,86	33852,74	34641,69	35534,41	36369,18	37309,57	38352,68	39340,48	37143,96	38600,56	40163,17	41755,88	43474,2	45226,13	47013,04
Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал	8 475	8 915	7 286	7 436	7 589	7 764	7 945	8 150	8 342	8 557	8 796	9 023	8 519	8 853	9 212	9 577	9 971	10 373	10 783
Рост тарифа в %:	%	-0,24%	5,18%	-18,27%	2,05%	2,06%	2,31%	2,33%	2,58%	2,35%	2,59%	2,80%	2,58%	-5,58%	3,92%	4,05%	3,97%	4,12%	4,03%	3,95%

**Таблица 23 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для АО «МЭС» (котельные «Северная», «Роста», котельной «Абрам-Мыс», «Фестивальной»). Сценарий 1**

Показатели	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	618,39	609,99	626,72	630,2	630,64	628,47	628,47	628,47	628,47	628,47	628,47	628,47	628,47	628,47	628,47	628,47	628,47	628,47	628,47
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т у.т.	121,94	120,86	123,74	124,25	124,31	123,73	123,73	123,73	123,73	123,73	123,73	123,73	123,73	123,73	123,73	123,73	123,73	123,73	123,73
Затраты на выработку тепловой энергии																				
Сырье, основные материалы	тыс.руб.	7559,25	7876,74	8223,31	8593,36	8962,88	9339,32	9740,91	10159,77	10596,64	11052,29	11516,49	12000,18	12504,19	13029,36	13563,57	14119,67	14698,58	15301,22	15928,57
Материалы на ремонт	тыс.руб.	60759,6	63311,5	66097,21	69071,58	72041,66	75067,41	78295,31	81662,01	85173,47	88835,93	92567,04	96454,86	100505,96	104727,21	109021,03	113490,89	118144,02	122987,92	128030,43
Работы и услуги производственного характера	тыс.руб.	3582,14	3732,59	3896,83	4072,19	4247,29	4425,68	4615,98	4814,47	5021,49	5237,41	5457,39	5686,6	5925,43	6174,3	6427,45	6690,97	6965,3	7250,88	7548,17
Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.	29935,01	31192,28	32564,74	34030,15	35493,45	36984,17	38574,49	40233,19	41963,22	43767,64	45605,88	47521,33	49517,22	51596,95	53712,42	55914,63	58207,13	60593,62	63077,96
Расходы на топливо:	тыс.руб.	1 465 818	1 499 326	1 575 508	1 627 220	1 680 430	1 724 675	1 778 493	1 841 006	1 907 543	1 976 506	2 045 971	2 117 881	2 192 300	2 271 507	2 353 579	2 436 266	2 521 754	2 610 246	2 701 847
покупная электрическая энергия	тыс.руб.	54654,94	56841,14	59057,94	61361,2	63815,65	66368,28	68956,64	71645,95	74440,14	77343,31	80359,7	83493,73	86749,99	90133,24	93648,44	97300,73	101139,55	105129,82	109277,52
Расходы на холодную воду	тыс.руб.	8 104,45	8 444,84	8 816,41	9 213,15	9 609,32	10 012,91	10 443,46	10 892,53	11 360,91	11 849,43	12 347,11	12 865,69	13 406,04	13 969,10	14 541,83	15 138,05	15 758,71	16 404,81	17 077,41
Затраты на оплату труда	тыс.руб.	272790,12	283701,72	295049,79	306851,78	319125,85	331890,88	345166,52	358973,18	373332,11	388265,39	403796,01	419947,85	436745,76	454215,59	472384,21	491279,58	511386,26	532315,85	554102,03
Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	86 793,37	90 438,69	94 417,99	98 666,80	102 909,48	107 231,67	111 842,64	116 651,87	121 667,90	126 899,62	132 229,40	137 783,04	143 569,93	149 599,86	155 733,46	162 118,53	168 765,39	175 684,77	182 887,85
Амортизация основных средств	тыс.руб.	38447,56	74119,24	119484,25	155471,03	201880,75	258568,53	318208,09	359311,25	402058,53	446515,7	487747,31	529390,87	562405,76	607934,08	646300,07	677779,01	709832,85	764090,83	820519,13
Прочие затраты без учета инвестиционной составляющей	тыс.руб.	42430,09	44212,15	46157,48	48234,57	50308,66	52421,62	54675,75	57026,81	59478,96	62036,56	64642,1	67357,07	70186,07	73133,88	76132,37	79253,8	82503,21	85885,84	89407,16
Инвестиционная составляющая	тыс.руб.	0	46078,65	405860,91	422095,35	424086,87	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Арендная плата	тыс.руб.	52518,71	54619,46	56804,24	59076,41	61439,47	63897,04	66452,93	69111,04	71875,48	74750,5	77740,52	80850,14	84084,15	87447,52	90945,42	94583,23	98454,26	102483,71	106678,08
Необходимая валовая выручка	тыс.руб.	2160216,93	2302266,04	2811997,64	2945819,05	3078013,1	2786378,26	2932917,29	3070980,32	3216131,87	3366900,19	3516081,41	3669690,29	3818813,67	3986939,11	4152062,9	4312717,5	4479211,4	4672913,29	4873975,53
Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал	3 493	3 774	4 487	4 674	4 881	4 434	4 667	4 886	5 117	5 357	5 595	5 839	6 076	6 344	6 607	6 862	7 127	7 435	7 755
Рост тарифа в %:	%	-	8,04%	18,88%	4,18%	4,41%	-9,16%	5,26%	4,71%	4,73%	4,69%	4,43%	4,37%	4,06%	4,40%	4,14%	3,87%	3,86%	4,32%	4,30%

**Таблица 24 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для АО «МЭС» (котельные «Северная», «Роста», котельной «Абрам-Мыс», «Фестивальной»). Сценарий 2**

Показатели	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	618,39	609,99	626,72	630,2	630,64	628,47	628,47	628,47	628,47	628,47	628,47	628,47	628,47	628,47	628,47	628,47	628,47	628,47	628,47
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т у.т.	122,58	121,54	124,51	125,12	122,28	121,69	121,69	121,69	121,69	121,69	121,69	121,69	121,69	121,69	121,69	121,69	121,69	121,69	121,69
Затраты на выработку тепловой энергии																				
Сырье, основные материалы	тыс.руб.	7559,25	7876,74	8223,31	8593,36	8962,88	9339,32	9740,91	10159,77	10596,64	11052,29	11516,49	12000,18	12504,19	13029,36	13563,57	14119,67	14698,58	15301,22	15928,57
Материалы на ремонт	тыс.руб.	60759,6	63311,5	66097,21	69071,58	72041,66	75067,41	78295,31	81662,01	85173,47	88835,93	92567,04	96454,86	100505,96	104727,21	109021,03	113490,89	118144,02	122987,92	128030,43
Работы и услуги производственного характера	тыс.руб.	3582,14	3732,59	3896,83	4072,19	4247,29	4425,68	4615,98	4814,47	5021,49	5237,41	5457,39	5686,6	5925,43	6174,3	6427,45	6690,97	6965,3	7250,88	7548,17
Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.	29935,01	31192,28	32564,74	34030,15	35493,45	36984,17	38574,49	40233,19	41963,22	43767,64	45605,88	47521,33	49517,22	51596,95	53712,42	55914,63	58207,13	60593,62	63077,96
Расходы на топливо:	тыс.руб.	1 473 511	1 507 762	1 595 578	1 659 514	1 673 744	1 717 305	1 770 541	1 832 510	1 898 481	1 966 826	2 035 664	2 106 913	2 180 654	2 259 158	2 340 488	2 422 405	2 507 081	2 594 717	2 685 416
покупная электрическая энергия	тыс.руб.	54654,94	56841,14	59057,94	61361,2	63815,65	66368,28	68956,64	71645,95	74440,14	77343,31	80359,7	83493,73	86749,99	90133,24	93648,44	97300,73	101139,55	105129,82	109277,52
Расходы на холодную воду	тыс.руб.	8 104,45	8 444,84	8 816,41	9 213,15	9 609,32	10 012,91	10 443,46	10 892,53	11 360,91	11 849,43	12 347,11	12 865,69	13 406,04	13 969,10	14 541,83	15 138,05	15 758,71	16 404,81	17 077,41
Затраты на оплату труда	тыс.руб.	272790,12	283701,72	295049,79	306851,78	319125,85	331890,88	345166,52	358973,18	373332,11	388265,39	403796,01	419947,85	436745,76	454215,59	472384,21	491279,58	511386,26	532315,85	554102,03
Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	86 793,37	90 438,69	94 417,99	98 666,80	102 909,48	107 231,67	111 842,64	116 651,87	121 667,90	126 899,62	132 229,40	137 783,04	143 569,93	149 599,86	155 733,46	162 118,53	168 765,39	175 684,77	182 887,85
Амортизация основных средств	тыс.руб.	38447,56	72881,93	106665,73	141800,88	178341,43	216343,61	255865,88	296969,03	339716,31	384173,49	425405,09	468285,96	512882,07	559262,01	607497,16	657661,71	709832,85	764090,83	820519,13
Прочие затраты без учета инвестиционной составляющей	тыс.руб.	46205,6	48146,24	50264,67	52526,58	54785,22	57086,2	59540,91	62101,17	64771,52	67556,7	70394,08	73350,63	76431,36	79641,48	82906,78	86305,96	89844,5	93528,12	97362,77
Инвестиционная составляющая	тыс.руб.	0	46078,65	405860,91	422095,35	424086,87	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Арендная плата	тыс.руб.	52518,71	54619,46	56804,24	59076,41	61439,47	63897,04	66452,93	69111,04	71875,48	74750,5	77740,52	80850,14	84084,15	87447,52	90945,42	94583,23	98454,26	102483,71	106678,08
Необходимая валовая выручка	тыс.руб.	2149905,76	2292546,94	2817741,28	2978937,11	3078365,17	2766463,88	2891347,33	3027868,88	3171413,89	3320478	3467927,62	3620959,82	3779786,7	3946809,83	4119788,42	4297034,19	4481454,45	4672865,09	4871531,18
Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал	3 477	3 758	4 496	4 727	4 881	4 402	4 601	4 818	5 046	5 283	5 518	5 762	6 014	6 280	6 555	6 837	7 131	7 435	7 751
Рост тарифа в %:	%	-	8,10%	19,63%	5,14%	3,27%	-9,82%	4,51%	4,72%	4,74%	4,70%	4,44%	4,41%	4,39%	4,42%	4,38%	4,30%	4,29%	4,27%	4,25%

**Таблица 25 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для АО «МЭС» (котельной «Абрам-Мыс»). Сценарий 2б (инвестиционная инициатива ПАО «МРСК Северо-Запада»)**

Показатели	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
<b>Расчет подконтрольных расходов (операционные расходы)</b>																						
Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	384	395	407	420	432	445	458	472	486	501	516	531	547	564	581	598	616	635	654	673	693
Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	152	157	162	166	171	177	182	187	193	199	205	211	217	224	230	237	244	252	259	267	275
Расходы на оплату труда	тыс.руб.	8 476	8 731	8 992	1 158	1 193	1 228	1 265	1 303	1 342	1 382	1 424	1 467	1 511	1 556	1 603	1 651	1 700	1 751	1 804	1 858	1 914
Другие расходы, в том числе:	тыс.руб.	8 351	8 602	8 860	1 072	1 104	1 137	1 171	1 206	1 243	1 280	1 318	1 358	1 399	1 440	1 484	1 528	1 574	1 621	1 670	1 720	1 772
Расходы по охране труда и технике безопасности	тыс.руб.	162	167	172	177	182	188	193	199	205	211	218	224	231	238	245	252	260	268	276	284	293
Другие (в том числе общехозяйственные расходы, цеховые расходы)	тыс.руб.	8 189	8 435	8 688	895	922	949	978	1 007	1 037	1 069	1 101	1 134	1 168	1 203	1 239	1 276	1 314	1 354	1 394	1 436	1 479
<b>ИТОГО базовый уровень операционных расходов</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>18 047</b>	<b>18 723</b>	<b>19 260</b>	<b>2 816</b>	<b>2 900</b>	<b>2 987</b>	<b>3 077</b>	<b>3 169</b>	<b>3 264</b>	<b>3 362</b>	<b>3 463</b>	<b>3 567</b>	<b>3 674</b>	<b>3 784</b>	<b>3 897</b>	<b>4 014</b>	<b>4 135</b>	<b>4 259</b>	<b>4 387</b>	<b>4 518</b>	<b>4 654</b>
<b>Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности</b>																						
Арендная плата	тыс.руб.	11	12	12	12	13	13	13	14	14	15	15	16	16	17	17	18	18	19	19	20	20
Концессионная плата	тыс.руб.																					
Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	тыс.руб.	402	414	427	3 852	3 446	3 041	2 635	2 230	1 825	1 419	1 014	608	203	0	0	0	0	0	0	0	0
налог на имущество	тыс.руб.				3 852	3 446	3 041	2 635	2 230	1 825	1 419	1 014	608	203								
Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	2 816	2 901	2 988	347	358	368	380	391	403	415	427	440	453	467	481	495	510	525	541	557	574
в т.ч. отчисления на ФЭП основного персонала	тыс.руб.	2 816	2 901	2 988	347	358	368	380	391	403	415	427	440	453	467	481	495	510	525	541	557	574
Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	903	931	958	18 430	18 430	18 430	18 430	18 430	18 430	18 430	18 430	18 430	18 430	18 430	18 983	19 552	20 139	20 743	21 365	22 006	22 667
<b>Итого неподконтрольных расходов</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>4 133</b>	<b>4 257</b>	<b>4 385</b>	<b>22 641</b>	<b>22 247</b>	<b>21 852</b>	<b>21 458</b>	<b>21 065</b>	<b>20 671</b>	<b>20 279</b>	<b>19 886</b>	<b>19 494</b>	<b>19 102</b>	<b>18 913</b>	<b>19 481</b>	<b>20 065</b>	<b>20 667</b>	<b>21 287</b>	<b>21 926</b>	<b>22 583</b>	<b>23 261</b>
<b>Расходы на приобретение энергетических ресурсов</b>																						
Расходы на топливо	тыс.руб.	27 568	28 395	29 247	22 288	22 956	23 645	24 354	25 085	25 838	26 613	27 411	28 234	29 081	29 953	30 852	31 777	32 730	33 712	34 724	35 765	36 838
Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	1 719	1 771	1 824																		
Расходы на холодную воду	тыс.руб.	72	74	76	79	81	83	86	88	91	94	97	99	102	106	109	112	115	119	122	126	130
<b>ИТОГО</b>		<b>29 359</b>	<b>30 239</b>	<b>31 147</b>	<b>22 366</b>	<b>23 037</b>	<b>23 728</b>	<b>24 440</b>	<b>25 173</b>	<b>25 929</b>	<b>26 707</b>	<b>27 508</b>	<b>28 333</b>	<b>29 183</b>	<b>30 058</b>	<b>30 960</b>	<b>31 889</b>	<b>32 846</b>	<b>33 831</b>	<b>34 846</b>	<b>35 891</b>	<b>36 968</b>
<b>ПРИБЫЛЬ (нормативная, расчетная предпринимательская), в т.ч.:</b>																						
нормативная прибыль (у них списание НДС)	тыс.руб.	5 462	5 626	5 794	14 283	12 855	11 427	9 998	8 570	7 142	5 713	4 285	2 857	1 428	1 471	1 515	1 561	1 608	1 656	1 705	1 757	1 809
<b>ИТОГО НВВ на производство и передачу (или передачу тепловой энергии)</b>	<b>тыс.руб.</b>	<b>2 019</b>	<b>2 020</b>	<b>2 021</b>	<b>2 022</b>	<b>2 023</b>	<b>2 024</b>	<b>2 025</b>	<b>2 026</b>	<b>2 027</b>	<b>2 028</b>	<b>2 029</b>	<b>2 030</b>	<b>2 031</b>	<b>2 032</b>	<b>2 033</b>	<b>2 034</b>	<b>2 035</b>	<b>2 036</b>	<b>2 037</b>	<b>2 038</b>	<b>2 039</b>
Итого НВВ на производство и передачу	тыс.руб.	57 000	58 846	60 586	62 107	61 039	59 995	58 974	57 977	57 006	56 060	55 141	54 250	53 387	54 227	55 854	57 529	59 255	61 033	62 864	64 750	66 692
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	7,338	7,338	7,338	7,338	7,338	7,338	7,338	7,338	7,338	7,338	7,338	7,338	7,338	7,338	7,338	7,338	7,338	7,338	7,338	7,338	7,338
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107
Собственные нужды источника	%	1,46%	1,46%	1,46%	1,46%	1,46%	1,46%	1,46%	1,46%	1,46%	1,46%	1,46%	1,46%	1,46%	1,46%	1,46%	1,46%	1,46%	1,46%	1,46%	1,46%	1,46%
Отпуск в сеть	тыс. Гкал	7,231	7,231	7,231	7,231	7,231	7,231	7,231	7,231	7,231	7,231	7,231	7,231	7,231	7,231	7,231	7,231	7,231	7,231	7,231	7,231	7,231
Потери тепловой энергии	тыс. Гкал		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Потери 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%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Собственное потребление	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Полезный отпуск потребителям, в том числе</b>	<b>тыс. Гкал</b>	<b>7,232</b>																				
прочим (кроме населения)	тыс. Гкал																					
население	тыс. Гкал																					
<b>Тариф по КС - фактический</b>	<b>руб./Гкал</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>8 587,87</b>	<b>8 440,25</b>	<b>8 295,81</b>	<b>8 154,65</b>	<b>8 016,86</b>	<b>7 882,54</b>	<b>7 751,80</b>	<b>7 624,75</b>	<b>7 501,49</b>	<b>7 382,14</b>	<b>7 498,28</b>	<b>7 723,23</b>	<b>7 954,92</b>	<b>8 193,57</b>	<b>8 439,38</b>	<b>8 692,56</b>	<b>8 953,34</b>	<b>9 221,94</b>
<b>Тариф текущий (индекс 3 %) -применяем в КС</b>	<b>руб./Гкал</b>	<b>7 881,80</b>	<b>8 136,96</b>	<b>8 377,59</b>	<b>8 625,4</b>	<b>8 880,7</b>	<b>9 143,7</b>	<b>9 414,5</b>	<b>9 693,5</b>	<b>9 980,8</b>	<b>10 276,7</b>	<b>10 581,5</b>	<b>10 895,5</b>	<b>11 218,9</b>	<b>11 552,0</b>	<b>11 895,1</b>	<b>12 248,4</b>	<b>12 612,4</b>	<b>12 987,3</b>	<b>13 373,5</b>	<b>13 771,2</b>	<b>14 180,8</b>
<b>Прибыль концессионера</b>					<b>271,7</b>	<b>3 185,5</b>	<b>6 131,6</b>	<b>9 111,1</b>	<b>12 125,0</b>	<b>15 174,2</b>	<b>18 260,0</b>	<b>21 383,3</b>	<b>24 545,3</b>	<b>27 747,1</b>	<b>29 316,1</b>	<b>30 170,4</b>	<b>31 050,3</b>	<b>31 956,7</b>	<b>32 890,2</b>	<b>33 851,8</b>	<b>34 842,2</b>	<b>35 862,3</b>

**Таблица 26 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для АО «МЭС» (котельная ТЦ «Росляково Южное»). Сценарий 1 (инвестиционная инициатива ПАО «МРСК Северо-Запада»)**

Наименование показателя	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Полезный отпуск тепловой энергии	Гкал	7 790,00	7 790,00	7 790,00	7 790,00	7 790,00	7 790,00	7 790,00	7 790,00	7 790,00	7 790,00	7 790,00	7 790,00	7 790,00	7 790,00	7 790,00	7 790,00	7 790,00	7 790,00	7 790,00
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	т у.т.	1 919,54	1 919,68	1 919,83	1 919,98	1 920,12	1 920,27	1 920,41	1 920,56	1 920,71	1 920,85	1 921,00	1 921,14	1 921,29	1 921,44	1 921,58	1 921,73	1 921,88	1 922,03	1 922,17
Затраты на выработку тепловой энергии																				
Сырье, основные материалы	тыс.руб.	163,49	168,39	173,45	178,65	184,01	189,53	195,21	201,07	207,10	213,32	219,72	226,31	233,10	240,09	247,29	254,71	262,35	270,22	278,33
Материалы на ремонт	тыс.руб.	1 878,45	1 934,80	1 992,84	2 052,63	2 114,21	2 177,64	2 242,96	2 310,25	2 379,56	2 450,95	2 524,48	2 600,21	2 678,22	2 758,56	2 841,32	2 926,56	3 014,36	3 104,79	3 197,93
Работы и услуги производственного характера	тыс.руб.																			
Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.	838,68	838,68	838,68	838,68	838,68	838,68	838,68	838,68	838,68	838,68	838,68	838,68	838,68	838,68	838,68	838,68	838,68	838,68	838,68
Расходы на топливо:	тыс.руб.	24 178,12	24 661,68	25 154,91	25 658,01	26 171,17	26 694,60	27 228,49	27 773,06	28 328,52	28 895,09	29 472,99	30 062,45	30 663,70	31 276,97	31 902,51	32 540,56	33 191,38	33 855,20	34 532,31
Покупная энергия всего, в том числе:	тыс.руб.	24 178,12	24 661,68	25 154,91	25 658,01	26 171,17	26 694,60	27 228,49	27 773,06	28 328,52	28 895,09	29 472,99	30 062,45	30 663,70	31 276,97	31 902,51	32 540,56	33 191,38	33 855,20	34 532,31
покупная электрическая энергия	тыс.руб.	24 178,12	24 661,68	25 154,91	25 658,01	26 171,17	26 694,60	27 228,49	27 773,06	28 328,52	28 895,09	29 472,99	30 062,45	30 663,70	31 276,97	31 902,51	32 540,56	33 191,38	33 855,20	34 532,31
Расходы на холодную воду	тыс.руб.	315,01	324,46	334,20	344,22	354,55	365,19	376,14	387,43	399,05	411,02	423,35	436,05	449,13	462,61	476,48	490,78	505,50	520,67	536,29
Затраты на оплату труда	тыс.руб.	11 681,15	12 031,58	12 392,53	12 764,31	13 147,24	13 541,65	13 947,90	14 366,34	14 797,33	15 241,25	15 698,49	16 169,44	16 654,53	17 154,16	17 668,79	18 198,85	18 744,82	19 307,16	19 886,38
Прочие затраты без учета инвестиционной составляющей	тыс.руб.	10 606,12	12 359,21	12 306,11	12 261,32	12 225,08	12 197,64	12 179,29	12 170,27	12 170,88	12 181,41	12 202,14	12 398,33	12 770,28	13 153,39	13 547,99	13 954,43	14 373,06	14 804,25	15 248,38
Инвестиционная составляющая	тыс.руб.	14 993,70	14 993,70	14 993,70	14 993,70	14 993,70	14 993,70	14 993,70	14 993,70	14 993,70	14 993,70	0,00								
Арендная плата	тыс.руб.																			
Расчетные расходы по производству продукции (услуг)	тыс.руб.																			
Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.	6 391,06	6 391,06	6 391,06	6 391,06	6 391,06	6 391,06	6 391,06	6 391,06	6 391,06	6 391,06									
Прибыль всего:	тыс.руб.											6 137,98	6 273,15	6 428,76	6 588,45	6 752,31	6 920,46	7 093,01	7 270,10	7 451,83
Необходимая валовая выручка	тыс.руб.	71 045,78	73 703,57	74 577,48	75 482,58	76 419,69	77 389,69	78 393,44	79 431,86	80 505,89	81 616,47	82 761,83	83 944,62	85 166,39	86 427,91	87 725,37	89 058,03	90 426,16	91 829,07	93 267,12
Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал	9 120,13	9 461,31	9 573,49	9 689,68	9 809,97	9 934,49	10 063,34	10 196,64	10 334,52	10 477,08	8 667,24	8 858,10	9 077,84	9 303,33	9 534,71	9 772,15	10 015,81	10 265,86	10 522,48
Рост тарифа в %:	%		1,037%	1,012%	1,012%	1,012%	1,013%	1,013%	1,013%	1,014%	1,014%	0,827%	1,022%	1,025%	1,025%	1,025%	1,025%	1,025%	1,025%	1,025%

**Таблица 27 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для АО «МЭС» (котельные ТЦ «Росляково-1» и ТЦ «Росляково Южное»). Сценарий 1 и 2 (инвестиционная инициатива ООО «Интеллектуальные коммунальные системы»)**

Наименование показателя	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Полезный отпуск тепловой энергии	Гкал	79 340,00	79 084,00	79 084,00	79 084,00	79 084,00	79 084,00	79 084,00	79 084,00	79 084,00	79 084,00	79 084,00	79 084,00	79 084,00	79 084,00	79 084,00	79 084,00	79 084,00	79 084,00	79 084,00
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	т.т.	19 393,12	19 603,10	19 603,10	17 450,94	17 450,94	16 708,49	16 513,81	16 387,12	16 252,86	16 258,82	16 258,82	16 258,82	16 258,82	16 258,82	16 258,82	16 258,82	16 258,82	16 258,82	16 258,82
Затраты на выработку тепловой энергии																				
Сырье, основные материалы	тыс.руб.	177,22	181,22	178,25	188,81	146,55	150,90	155,37	159,99	164,74	169,63	174,67	179,85	185,19	190,69	196,36	202,19	208,19	214,38	220,74
Материалы на ремонт	тыс.руб.	7 694,31	7 867,92	7 738,97	8 197,45	6 362,63	6 551,35	6 745,72	6 945,93	7 152,15	7 364,56	7 583,28	7 808,49	8 040,40	8 279,19	8 525,07	8 778,26	9 038,97	9 307,41	9 583,83
Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.	4 233,90	4 329,43	4 258,47	4 510,76	3 501,13	3 604,97	3 711,93	3 822,09	3 935,57	4 052,45	4 172,80	4 296,73	4 424,34	4 555,74	4 691,04	4 830,36	4 973,81	5 121,53	5 273,64
Расходы на топливо:	тыс.руб.	187 221,6	194 437,4	201 170,1	121 934,6	121 045,3	122 547,3	125 004,4	127 927,3	131 941,2	137 839,6	143 353,1	149 087,3	155 050,8	161 252,8	168 458,1	175 196,4	182 204,3	189 759,5	197 349,9
Покупная энергия всего, в том числе:	тыс.руб.	13 717,23	14 265,91	14 469,67	13 552,40	13 763,59	14 097,04	14 505,21	14 923,47	15 436,21	16 053,65	16 695,80	17 363,63	18 058,18	18 780,50	19 531,72	20 312,99	21 125,51	21 970,53	22 849,35
покупная электрическая энергия	тыс.руб.	13 717,23	14 265,91	14 469,67	13 552,40	13 763,59	14 097,04	14 505,21	14 923,47	15 436,21	16 053,65	16 695,80	17 363,63	18 058,18	18 780,50	19 531,72	20 312,99	21 125,51	21 970,53	22 849,35
Расходы на холодную воду	тыс.руб.	3 672,40	3 817,75	3 954,85	3 687,98	3 738,82	3 834,82	3 949,79	4 067,83	4 209,77	4 378,16	4 553,29	4 735,42	4 924,84	5 121,83	5 326,71	5 539,78	5 761,37	5 991,82	6 231,49
Затраты на оплату труда	тыс.руб.	93 138,88	96 061,62	94 487,21	100 084,86	77 683,15	79 987,19	82 360,35	84 804,74	87 322,52	89 915,91	92 586,32	95 336,04	98 167,43	101 082,90	104 084,96	107 176,18	110 359,21	113 636,77	117 011,66
Прочие затраты без учета инвестиционной составляющей	тыс.руб.	48 003,49	54 813,54	74 689,18	109 484,87	125 853,93	134 738,42	141 470,02	147 954,40	149 131,20	149 890,05	152 147,24	153 108,38	116 559,94	116 373,84	116 775,22	117 320,12	117 197,40	110 414,04	111 427,90
Инвестиционная составляющая	тыс.руб.	7 630,00	5 700,00	0,00	0,00	0,00	0,00	20 000,00	40 000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.	317,46	9 908,10	17 540,74	74 151,04	102 054,16	106 674,85	90 745,31	75 109,51	124 332,71	132 540,21	140 066,05	149 283,14	2 159,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прибыль всего:	тыс.руб.	8 531,87	9 066,87	9 988,83	11 985,36	11 552,49	12 148,23	12 644,92	13 133,92	13 367,61	13 591,22	13 895,67	14 141,43	12 518,02	12 719,24	12 956,55	13 207,99	13 433,22	13 332,82	13 629,93
Необходимая валовая выручка	тыс.руб.	374 338,347	400 449,725	428 476,269	447 778,126	465 701,760	484 335,071	501 292,998	518 849,216	536 993,659	555 795,407	575 228,265	595 340,398	420 089,085	428 356,734	440 545,735	452 564,298	464 301,963	469 748,859	483 578,491
Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал	4 718,15	5 063,60	5 417,99	5 662,06	5 888,70	6 124,31	6 338,74	6 560,74	6 790,17	7 027,91	7 273,64	7 527,95	5 311,94	5 416,48	5 570,61	5 722,58	5 871,00	5 939,87	6 114,74
Рост тарифа в %:	%	8,69%	7,32%	7,00%	4,50%	4,00%	4,00%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	-29,44%	1,97%	2,85%	2,73%	2,59%	1,17%	2,94%

**Таблица 28 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для АО «ММТП». Сценарий 1 и 2**

Показатели	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,50	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т у.т.	3,28	3,28	3,28	3,28	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
Затраты на выработку тепловой энергии																				
Сырье, основные материалы	тыс.руб.	1040,92	1084,64	1132,36	1183,32	1234,2	1286,04	1341,34	1399,02	1459,17	1521,92	1585,84	1652,44	1721,85	1794,17	1867,73	1944,3	2024,02	2107	2193,39
Материалы на ремонт	тыс.руб.	10437,16	10875,52	11354,05	11864,98	12375,17	12894,93	13449,41	14027,73	14630,93	15260,06	15900,98	16568,82	17264,71	17989,83	18727,41	19495,24	20294,54	21126,62	21992,81
Работы и услуги производственного характера	тыс.руб.	31,94	33,28	34,75	36,31	37,87	39,46	41,16	42,93	44,77	46,7	48,66	50,7	52,83	55,05	57,31	59,66	62,11	64,65	67,3
Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.	1627,92	1696,29	1770,93	1850,62	1930,2	2011,26	2097,75	2187,95	2282,03	2380,16	2480,13	2584,29	2692,83	2805,93	2920,98	3040,74	3165,41	3295,19	3430,29
Расходы на топливо:	тыс.руб.	52 334	52 334	52 334	52 334	52 334	52 334	52 334	52 334	52 334	52 334	52 334	52 334	52 334	52 334	52 334	52 334	52 334	52 334	52 334
покупная электрическая энергия	тыс.руб.	5696,08	5923,92	6154,95	6394,99	6650,79	6916,82	7186,58	7466,86	7758,07	8060,63	8374,99	8701,61	9040,97	9393,57	9759,92	10140,56	10540,64	10956,5	11388,77
Расходы на холодную воду	тыс.руб.	428,90	446,92	466,58	487,58	508,54	529,90	552,69	576,45	601,24	627,10	653,43	680,88	709,47	739,27	769,58	801,14	833,98	868,18	903,77
Затраты на оплату труда	тыс.руб.	13802,89	14355,01	14929,21	15526,38	16147,44	16793,34	17465,07	18163,67	18890,22	19645,83	20431,66	21248,93	22098,89	22982,85	23902,16	24858,25	25875,63	26934,65	28037,01
Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	4 180,26	4 355,83	4 547,49	4 752,12	4 956,47	5 164,64	5 386,72	5 618,35	5 859,93	6 111,91	6 368,61	6 636,09	6 914,81	7 205,23	7 500,65	7 808,17	8 128,31	8 461,57	8 808,49
Необходимая валовая выручка	тыс.руб.	102554,11	104436,72	106434,57	108539,01	110690,86	112906,79	115232,7	117654,74	120176,9	122803,32	125507,39	128321,9	131251,37	134300,52	137437,74	140701,58	144133,74	147705,89	151423,75
Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал	6 215	6 330	6 451	6 578	6 709	6 843	6 984	7 131	7 283	7 443	7 607	7 777	7 955	8 139	8 330	8 527	8 735	8 952	9 177
Рост тарифа в %:	%	-	1,84%	1,91%	1,98%	1,98%	2,00%	2,06%	2,10%	2,14%	2,19%	2,20%	2,24%	2,28%	2,32%	2,34%	2,37%	2,44%	2,48%	2,52%

**Таблица 29 – Тарифно-балансовая расчетная модель теплоснабжения для ЖКС №1 (филиала) ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ (котельная 22)**

Показатели	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс.Гкал	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55	17,55
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т у.т.	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51
Затраты на выработку тепловой энергии																				
Расходы на топливо:	тыс.руб.	24 370	25 520	26 740	28 060	29 320	30 640	31 950	33 300	34 660	36 050	37 450	38 880	40 350	41 890	43 480	45 130	46 850	48 640	50 490
Амортизация основных средств	тыс.руб.	647,64	645,09	642,6	640,17	637,79	635,46	633,18	630,95	628,77	365,14	92,66	90,63	88,63	86,68	84,77	82,91	81,09	79,3	77,56
Итого расходов:	тыс.руб.	25017,64	26 165	27382,6	28700,17	29957,79	31275,46	32583,18	33930,95	35288,77	36415,14	37542,66	38970,63	40438,63	41976,68	43564,77	45212,91	46931,09	48719,3	50567,56
Необходимая валовая выручка	тыс.руб.	25017,64	26165,09	27382,6	28700,17	29957,79	31275,46	32583,18	33930,95	35288,77	36415,14	37542,66	38970,63	40438,63	41976,68	43564,77	45212,91	46931,09	48719,3	50567,56
Тариф на производство тепловой энергии	руб./Гкал	1 426	1 491	1 560	1 635	1 707	1 782	1 857	1 933	2 011	2 075	2 139	2 221	2 304	2 392	2 482	2 576	2 674	2 776	2 881
Рост тарифа в %:	%	-	4,59%	4,65%	4,81%	4,38%	4,40%	4,18%	4,14%	4,00%	3,19%	3,10%	3,80%	3,77%	3,80%	3,78%	3,78%	3,80%	3,81%	3,79%

## **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 30.

**Таблица 30 – Удельные расходы условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, кг у.т/Гкал**

Наименование источника	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Мурманская ТЭЦ	181,32	181,45	181,37	181,15	181,35	181,3
Южная котельная	169,75	169,69	169,64	169,57	169,65	169,65
Восточная котельная	172,18	171,90	171,94	171,89	171,30	171,7

Как видно из таблицы 30, удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии от Мурманской ТЭЦ значительно выше, чем на ближайших котельных.

В таблице 31 приведены данные о расходе топлива по источникам АО «Мурманская ТЭЦ» за 2020 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 6,4% 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 31, удельные расходы тепловой энергии на собственные нужды для Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных составляют 11,4%, 7,2% и 9,87% соответственно.

**Таблица 31 – Показатели работы источников АО «Мурманская ТЭЦ» за 2020 г.**

Наименование	Мурманская ТЭЦ	Южная котельная	Восточная котельная
Расход топлива, тыс.т.	87,769	107,09	55,894
Выработка тепловой энергии, Гкал	746 396	910 190	489 184
Собственные нужды, Гкал	85079	65425	58519
Собственные нужды, %	11,4%	7,2%	9,87%
В том числе, расход тепловой энергии на выработку электрической энергии, Гкал	19359	-	-
Покупка тепловой энергии от АО "Завод ТО ТБО"	-	-	72 950
Отпуск тепловой энергии в сеть, Гкал	661 317	844 765	499 417
Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	181,35	169,65	171,3

Расход тепловой энергии на производство электрической энергии составляет 22,7% собственных нужд Мурманской ТЭЦ. 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 оба сценария имеют одинаковые мероприятия, при которых сохраняется вид топлива, модернизируется котельное оборудование с

увеличением мощности. План основных мероприятий по Мурманской ТЭЦ приведен далее:

**2021 г.** – текущий ремонт турбогенераторов №3 и №4;

**2022 – 2023 гг.** – проектные работы по замене паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные;

**2024 – 2025 гг.** – замена паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные котлы КВ-ГМ-58,2-150 ст. №11 и ст.№12. Проектные работы по замене парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-58,2-150 ст. №13;

**2026 год** – замена парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-58,2-150 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 32.

**Таблица 32 – 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	-		412,2
Установленная электрическая мощность источника, МВт			12	-		12



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

Капитальные затраты и технико-экономические показатели Мурманской ТЭЦ представлены в таблицах 33 - 35.

**Таблица 33 – Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности Мурманской ТЭЦ по сценарию 1 и 2**

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-3039
Мероприятие			Проектные работы по замене паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные	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	286,00	286,00	286,00	286,00	286,00	307,12	367,12	412,16	412,16	412,16	412,16	412,16	412,16
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	286,00	286,00	286,00	286,00	286,00	307,12	367,12	412,16	412,16	412,16	412,16	412,16	412,16
ТФУ, РОУ	110,00	110,00	110,00	110,00	110,00	71,12	71,12	56,16	56,16	56,16	56,16	56,16	56,16
ПВК	176,00	176,00	176,00	176,00	176,00	236,00	296,00	356,00	356,00	356,00	356,00	356,00	356,00
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	253,40	252,61	252,61	252,61	252,61	271,26	324,25	364,03	364,03	364,03	364,03	364,03	364,03
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	184,63	184,63	184,63	184,63	184,63	184,63	184,63	184,63	184,63	158,49	158,49	158,49	158,49
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	22,32	20,35	20,61	20,46	20,30	20,30	20,30	20,30	20,30	19,35	19,35	19,35	19,35
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	167,40	166,61	166,61	166,61	166,61	185,26	238,25	278,03	278,03	278,03	278,03	278,03	278,03
Резерв (+), дефицит (-) мощности, Гкал/ч	-39,55	-38,38	-38,63	-38,49	-38,33	-19,68	33,32	73,10	73,10	100,20	100,20	100,20	100,20
Резерв (+), дефицит (-) мощности, %	-23,63%	-23,04%	-23,19%	-23,10%	-23,01%	-10,62%	13,98%	26,29%	26,29%	36,04%	36,04%	36,04%	36,04%

**Таблица 34 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий по 1 и 2 сценарию, млн. руб. (с НДС)**

Наименование мероприятия	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039	Итого
Средний ремонт парового энергетического котла ТП-35 ст.№4	4,946										4,95
Капитальный ремонт парового энергетического котла ГМ-50-1 ст.№7	2,367										2,37
Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№8	0,953										0,95
Средний ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№3		3,74									3,74
Средний ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№5		9,41									9,41
Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№9		7,1									7,10
Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№2			8,32								8,32
Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№8			2,72								2,72
Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№10			13,65								13,65
Средний ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№1				3,58							3,58
Средний ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№6				5,59							5,59
Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№9				7,1							7,10
Проектные работы по замене паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные		5,87	44,80								50,67
Замена паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные котлы КВ-ГМ-58,2-150 ст. №11 и ст.№12				177,35	177,35						354,70
Проектные работы по замене парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-58,2-150 ст. №13					29,35						29,35
Замена парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-58,2-150 ст. №13						143,36					143,36
Текущий ремонт Турбогенератора №3	6,41										6,41
Текущий ремонт Турбогенератора №4	0,29										0,29
Реконструкция РУСН-6кВ – 1 и 2 очередь							20				20,0

<b>Наименование мероприятия</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030-2039</b>	<b>Итого</b>
Реконструкция РУСН-0,4кВ – 1 и 2 очередь							20				<b>20,0</b>
Установка анеморумбометра на территории Мурманской ТЭЦ	0,52										<b>0,5</b>
Модернизация инженерно - технических средств охраны Мурманской ТЭЦ		62,27	62,27								124,5
<b>Итого по источнику</b>	<b>15,48</b>	<b>88,39</b>	<b>131,76</b>	<b>193,62</b>	<b>206,70</b>	<b>143,36</b>	<b>40,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>819,32</b>

**Таблица 35 – Техничко-экономические показатели работы Мурманской ТЭЦ по сценарию 1 и 2**

Наименование	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	184,63	184,63	184,63	184,63	184,63	184,63	184,63	184,63	184,63	158,49	158,49	158,49	158,49
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	167,81	167,81	167,81	167,81	167,81	167,81	167,81	167,81	167,81	144,76	144,76	144,76	144,76
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	16,83	16,83	16,83	16,83	16,83	16,83	16,83	16,83	16,83	13,72	13,72	13,72	13,72
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	32,60	33,39	33,39	33,39	33,39	35,86	42,87	48,13	48,13	48,13	48,13	48,13	48,13
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	22,32	20,35	20,61	20,46	20,30	20,30	20,30	20,30	20,30	19,35	19,35	19,35	19,35
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	746,40	783,48	763,05	776,22	790,74	790,74	790,74	790,74	790,74	676,18	675,66	675,66	675,66
Собственные +хоз.нужды источника	тыс. Гкал	85,08	94,27	91,76	93,34	95,09	95,09	95,09	95,09	95,09	77,32	77,32	77,32	77,32
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	661,32	689,21	671,30	682,88	695,65	695,65	695,65	695,65	695,65	598,86	598,34	598,34	598,34
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	29,85	25,21	25,30	25,30	25,30	25,30	25,30	25,30	25,30	25,00	24,10	24,10	24,10
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	631,47	664,00	646,00	657,58	670,36	670,36	670,36	670,36	670,36	573,86	574,24	574,24	574,24
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%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	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	161,31	160,13	160,14	160,13	160,12	160,12	160,12	160,12	160,12	161,29	161,28	161,28	161,3
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов														
Мазут	кг.т/Гкал	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3
Расход условного топлива	тыс. т.т.	120,4	125,5	122,2	124,3	126,6	126,6	126,6	126,6	126,6	109,1	109,0	109,0	109,0
Мазут	тыс. т.т.	120,4	125,5	122,2	124,3	126,6	126,6	126,6	126,6	126,6	109,1	109,0	109,0	109,0
Удельный расход топлива на ОТПУСК														

Наименование	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
тепловой энергии														
Мазут	кгу.т/Гкал	182,1	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0	182,0	182,1	182,1	182,1	182,1
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	1,37	1,37	1,37
Расход натурального топлива														
Мазут	тыс. т	87,79	91,48	89,10	90,63	92,32	92,32	92,32	92,32	92,32	79,52	79,46	79,46	79,46

## **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 167,45 Гкал/ч. С учетом нового строительства, нагрузка котельной на рассматриваемую перспективу для сценария 1 составит 235,21 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:

### **2021 год**

- Текущий ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№6;
- Текущий ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№3;
- Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№5.

### **2022 год**

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

### **2023 год**

- Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№3;
- Текущий ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№5.

### **2024 год**

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

### **2023 – 2025 год**

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

### **2025 – 2026 год**

- 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).

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 1000 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).

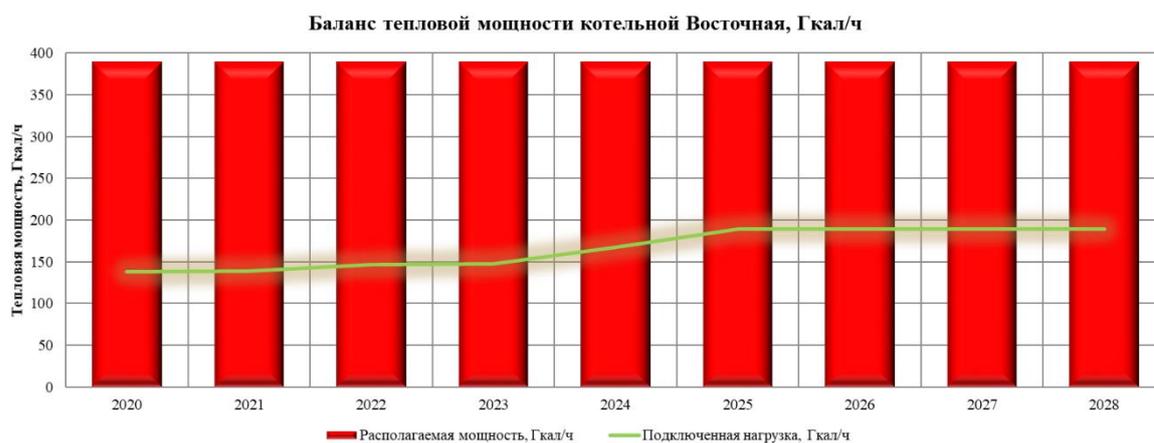
Отличие балансов тепловой мощности Восточной котельной по 1 и 2 сценариям состоит лишь в возможном присоединении к источнику в 2027 году перспективных потребителей комплексной жилой застройки в р-не Больничного городка. По 2-ому сценарию, при строительстве нового источника котельной «Северная-Восточная», данные потребители будут обеспечиваться тепловой энергией от индивидуальных электрических теплогенераторов.

Для сценария 2 предлагается вариант, рассмотренный в КИП, согласно которому предусмотрено строительство нового источника - угольной котельной «Северная-Восточная» на новой площадке. При этом, строительство новой котельной должно завершиться к 2028 году, следовательно, до 2028 года мероприятия и состав оборудования будет соответствовать существующему.

Состав оборудования для сценария 1 и сценария 2 (до 2028г.) представлен в таблице 36.

**Таблица 36 – Существующий и перспективный состав оборудования Восточной котельной для сценария 1 и сценария 2 (до 2028)**

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 Сценария 2 (до 2028)**

**Таблица 37 – Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности Восточной котельной по Сценарию 1 и Сценарию 2 (до 2028)**

Мероприятие	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
		Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№3		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	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	390,0	390,0
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	351,50	346,13	346,13	346,13	346,13	346,13	346,13	346,13	346,13	346,13	346,13	346,13
Тепловая мощность "нетто" ТО ТБО, Гкал/ч	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, Гкал/ч	134,18	134,18	134,18	134,18	134,18	134,18	179,20	179,20	205,34	205,34	205,34	205,34
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	16,04	16,25	16,25	16,25	16,25	16,25	26,19	26,19	27,15	27,15	27,15	27,15
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	246,13	246,13	246,13	246,13	246,13	246,13	246,13	246,13	246,13	246,13	246,13	246,13
Резерв (+), дефицит (-) мощности, Гкал/ч	111,33	111,11	111,11	111,11	111,11	111,11	56,16	56,16	29,05	29,05	29,05	29,05
Резерв (+), дефицит (-) мощности, %	45,23	45,14	45,14	45,14	45,14	45,14	22,82	22,82	11,80	11,80	11,80	11,80

**Таблица 38 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 1 и 2 для Восточной котельной, млн. руб. (с НДС)**

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Итого
Текущий ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№6	11,893						<b>11,89</b>
Текущий ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№3	9,608						<b>9,61</b>
Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№5	2,307						<b>2,31</b>
Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№3		11,44					<b>11,44</b>
Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№4		4,161					<b>4,16</b>
Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№3			8,33				<b>8,33</b>
Текущий ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№5			4,31				<b>4,31</b>
Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№1				7,72			<b>7,72</b>
Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№6				9,76			<b>9,76</b>
Установка частотных преобразователей на тягодутьевых механизмах котлов Восточной котельной с разработкой ПД	4,08	4,10	4,03	4,09			<b>16,30</b>
Реконструкция очистных сооружений Восточной котельной		7,36	33,00	33,00			<b>73,36</b>
Реконструкция приемной железобетонной емкости для мазута V=250 м3 Восточной котельной		1,87	16,80				<b>18,67</b>
Установка анеморумбометра и дооборудование предохранительными клапанами мазутных резервуаров Восточной котельной	1,48						<b>1,48</b>
Техническое перевооружение участков мазутопроводов из котельной и мазутонасосной Восточной котельной	0,77	4,58					<b>5,35</b>
Модернизация инженерно - технических средств охраны Восточной котельной	48,00	24,84					<b>72,84</b>
Реконструкция сетевой установки Восточной котельной (включающая замену внутристанционного 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)*					14,0	186,0	<b>200,0</b>
Реконструкция схемы передачи тепловой энергии от Завода ТО ТБО на котельную			1,44	11,28	11,28		24,0
<b>Итого по источнику</b>	<b>78,14</b>	<b>58,35</b>	<b>67,91</b>	<b>65,85</b>	<b>25,28</b>	<b>186</b>	<b>481,53</b>

\*При реализации сценария 2 предполагается строительство нового источника – котельной «Северная-Восточная», в рамках которого будет выполнено строительство нового участка тепловой сети до новой котельной и проведение указанных мероприятий не потребуется.

**Таблица 39 – Техничко-экономические показатели работы Восточной котельной для Сценария 1 и Сценария 2 (до 2028)**

Наименование	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	134,18	134,18	134,18	134,18	134,18	134,18	134,18	179,20	179,20	205,34	205,34	205,34	205,34
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	118,93	118,93	118,93	118,93	118,93	118,93	118,93	153,11	153,11	176,15	176,15	176,15	176,15
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	15,25	15,25	15,25	15,25	15,25	15,25	15,25	26,09	26,09	29,19	29,19	29,19	29,19
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	38,50	43,87	43,87	43,87	43,87	43,87	43,87	43,87	43,87	43,87	43,87	43,87	43,87
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	16,37	16,04	16,25	16,25	16,25	16,25	16,25	26,19	26,19	27,15	27,15	27,15	27,15
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	489,18	505,37	457,32	456,97	456,97	461,5	457,1	672,5	672,5	770,9	770,9	770,9	770,9
Покупка Энергии у ТО ТБО	тыс. Гкал	58,5	81,00	114,77	114,77	114,77	114,8	114,8	114,8	114,8	114,8	114,8	114,8	114,8
Собственные + хоз.нужды источника	тыс. Гкал	48,3	53,41	52,10	52,07	52,07	52,1	52,1	52,1	52,1	52,1	52,1	52,1	52,1
Отпуск тепловой энергии за счет ТО ТБО	тыс. Гкал	58,5	81,00	114,77	114,77	114,77	114,8	114,8	114,8	114,8	114,8	114,8	114,8	114,8
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	499,42	532,96	519,99	519,67	519,67	524,2	519,8	735,2	735,2	833,6	833,6	833,6	833,6
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	25,3	25,96	25,99	25,99	25,99	25,987	25,987	41,9	41,9	43,4	43,4	43,4	43,4
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	474,1	507,00	494,00	493,69	493,69	498,2	493,8	693,4	693,4	790,2	790,2	790,2	790,2
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%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	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	158,53	154,15	152,77	152,79	152,79	152,97	152,79	158,88	158,88	160,53	160,53	160,53	158,53
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов														
Мазут	кгу.т/Гкал	171,7	171,8	171,8	171,8	171,8	171,8	171,8	171,8	171,8	171,8	171,8	171,8	171,8
Расход условного топлива	тыс. тут.	77,55	79,32	71,86	69,82	69,82	70,60	69,84	106,85	106,85	123,76	123,76	123,76	77,55
Мазут	тыс. тут.	77,55	79,32	71,86	69,82	69,82	70,60	69,84	106,85	106,85	123,76	123,76	123,76	77,55
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии														
Мазут	кгу.т/Гкал	175,9	172,4	172,4	172,4	172,4	172,4	172,4	172,2	172,2	172,2	172,2	172,2	172,2
Переводной коэффициент														
Мазут	тут/тнт	1,387	1,370	1,370	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. т	55,895	56,864	50,997	50,963	50,963	51,532	50,976	77,994	77,994	90,333	90,333	90,333	90,333

## **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 304,96 Гкал/ч. Нагрузка котельной к 2039 году с учетом ввода в эксплуатацию новых объектов капитального строительства составит 322,78 Гкал/ч.

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

### **2021 год**

- Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№1;
- Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№5;
- Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№7.

### **2022 год**

- Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№3;
- Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№4;
- Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№6;
- Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№8.

### **2023 год**

- Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№2;
- Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№5.

### **2024 год**

- Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№1;
- Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№4.

### **2025-2028 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).

Сценарий 2 основан на предложениях КИП и предполагает строительство новой угольной котельной как замены Южной котельной, на промплощадке ранее предполагаемой к строительству Мурманской ТЭЦ-2. Для сценария 2 в качестве основного энергетического оборудования запланированы водогрейные пылеугольные котлы и соответствующая инфраструктура. Полноценный перевод нагрузки на новый

источник планируется осуществить в 2028 году, поэтому, до 2028 года действующую Южную котельную необходимо поддерживать в полном работоспособном состоянии. В связи с этим, для сценария 2, также, как и для сценария 1, запланирован капремонт основного оборудования (состав мероприятий до 2024 включительно).

Состав оборудования для сценариев 1 и 2 представлены в таблицах 40 и 41 соответственно.

Капитальные затраты и технико-экономические показатели Южной котельной для рассматриваемых сценариев представлены в таблицах 42 – 43.

**Таблица 40 – Существующий и перспективный состав оборудования Южной котельной для Сценария 1**

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 41 – Перспективный состав оборудования новой угольной котельной Южная для Сценария 2**

Перспективное положение на расчётный срок			
№	Марка	Год ввода	Установленная мощность
Водогрейные котлы			
1	КВТК-100	2028	100
2	КВТК-100	2028	100
3	КВТК-100	2028	100
4	КВТК-100	2029	100
5	КВТК-100	2029	100
Установленная мощность котельной, Гкал/ч			500,0
Подключенная договорная нагрузка, Гкал/ч			354,5*

\* в т.ч. переключаемая по КИП котельная г.Кола в размере 33 Гкал/ч

**Таблица 42 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 1, млн. руб. (с НДС)**

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Итого
Установка анеморумбометра и дооборудование предохранительными клапанами мазутных резервуаров Южной котельной	1,480								<b>1,48</b>
Модернизация инженерно - технических средств охраны Южной котельной	38,00	74,73	38,29						<b>151,01</b>
Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№1	4,164								<b>4,16</b>
Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№5	15,224								<b>15,22</b>
Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№7	5,954								<b>5,95</b>
Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№3		4,77							<b>4,77</b>
Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№4		4,01							<b>4,01</b>
Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№6		3,13							<b>3,13</b>
Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№8		3,62							<b>3,62</b>
Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№2			5,52						<b>5,52</b>
Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№5			13,71						<b>13,71</b>
Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№1				3,74					<b>3,74</b>
Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№4				12,539					<b>12,54</b>
Реконструкция контура и ввод в эксплуатацию ВК-9,10 КВГМ-100 (с выводом из эксплуатации ВК- 4,5 ПТВМ-100)				24,5	108,5	108,5	108,5		<b>350,0</b>
<b>Итого по источнику</b>	<b>64,82</b>	<b>90,26</b>	<b>57,52</b>	<b>40,78</b>	<b>108,50</b>	<b>108,50</b>	<b>108,50</b>	<b>0</b>	<b>578,87</b>

**Таблица 43 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 2, млн. руб. (с НДС)**

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Итого
Установка анеморумбометра и дооборудование предохранительными клапанами мазутных резервуаров Южной котельной	1,48									1,48
Модернизация инженерно - технических средств охраны Южной котельной	38,00	74,73	38,29							151,01
Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№1	4,16									4,16
Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№5	15,22									15,22
Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№7	5,95									5,95
Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№3		4,77								4,77
Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№4		4,01								4,01
Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№6		3,13								3,13
Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№8		3,62								3,62
Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№2			5,52							5,52
Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№5			13,71							13,71
Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№1				3,74						3,74
Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№4				12,54						12,54
Котельное отделение							808	202		1010,0
Вспомогательное оборудование, топливоподача, ЗШУ							858	214		1072,0
Бак запаса воды							11	3		14,0
Приборы учета тепла							11	3		14,0
ВПУ							58	14		72,0
Закрытый расходный склад угля							195	49		244,0
Подготовка площадки под строительство							67	17		84,0
СМР котельной с дымовой трубой							752	188		940,0
Транспортировка оборудования и материалов							22	6		28,0
ПИР и экспертиза проекта							112	28		140,0
Шефмонтаж и пуско-наладочные работы							52	13		65,0
Первичное заполнение резервуаров и систем							0	0		0,0
Непредвиденные затраты							552	138		690,0
<b>Итого по источнику</b>	<b>64,82</b>	<b>90,26</b>	<b>57,52</b>	<b>16,28</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3498</b>	<b>875</b>	<b>0</b>	<b>4601,87</b>

**Таблица 44 – Техничко-экономические показатели работы Южной котельной для Сценария 1**

Наименование	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	230,70	231,92	233,79	235,33	236,45	236,45	236,45	238,77	238,77	238,77	238,77	238,77	238,77
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	203,68	204,91	206,13	206,56	207,30	207,30	207,30	208,69	208,69	208,69	208,69	208,69	208,69
Нагрузка ГВС	Гкал/ч	27,01	27,01	27,66	28,77	29,15	29,15	29,15	30,08	30,08	30,08	30,08	30,08	30,08
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	33,14	33,85	33,85	33,85	33,85	33,85	33,85	33,85	37,52	37,52	37,52	37,52	37,52
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	22,52	23,79	24,48	24,42	24,54	24,54	24,54	24,92	24,92	24,92	24,92	24,92	24,92
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	910,19	1004,95	972,45	996,94	1002,71	1002,71	1002,71	1015,84	1023,87	1023,87	1023,87	1023,87	1023,87
Собственные + хоз.нужды источника	тыс. Гкал	65,43	73,70	71,26	73,05	73,48	73,48	73,48	73,48	81,45	81,45	81,45	81,45	81,45
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	844,77	931,25	901,19	923,88	929,23	929,23	929,23	942,36	942,42	942,42	942,42	942,42	942,42
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	33,28	40,25	40,19	40,19	40,19	40,19	40,19	40,75	40,82	40,82	40,82	40,82	40,82
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	811,49	891,00	861,00	883,70	889,05	889,05	889,05	901,61	901,61	901,61	901,61	901,61	901,61
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%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	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	157,72	157,55	157,57	157,56	157,56	157,56	157,56	157,71	156,49	156,49	156,49	156,49	156,49
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов														
Мазут	кг.т/Гкал	169,65	169,65	169,65	169,65	169,65	169,65	169,65	169,65	169,65	169,65	169,65	169,65	169,65
Расход условного топлива	тыс. туг.	143,56	158,33	153,23	157,08	157,98	157,98	157,98	160,21	160,22	160,22	160,22	160,22	160,22
Мазут	тыс. туг.	143,56	158,33	153,23	157,08	157,98	157,98	157,98	160,21	160,22	160,22	160,22	160,22	160,22
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии														
Мазут	кг.т/Гкал	169,94	170,01	170,03	170,02	170,02	170,02	170,02	170,01	170,01	170,01	170,01	170,01	170,01
Переводной коэффициент														
Мазут	туг/тнт	1,341	1,370	1,370	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. т	107,09	115,57	111,84	114,65	115,32	115,32	115,32	116,94	116,95	116,95	116,95	116,95	116,95

**Таблица 45 – Техничко-экономические показатели работы новой угольной котельной Южная для Сценария 2**

Наименование	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	230,70	231,92	233,79	235,33	236,45	236,45	236,45	238,77	238,77	238,77	238,77	238,77	238,77
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	203,68	204,91	206,13	206,56	207,30	207,30	207,30	208,69	208,69	208,69	208,69	208,69	208,69
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	27,01	27,01	27,66	28,77	29,15	29,15	29,15	30,08	30,08	30,08	30,08	30,08	30,08
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	33,14	33,85	33,85	33,85	33,85	33,85	33,85	33,85	24,80	24,80	24,80	24,80	24,80
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	22,52	23,79	24,48	24,42	24,54	24,54	24,54	24,92	22,57	22,57	22,57	22,57	22,57
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	910,19	1004,95	972,45	996,94	1002,71	1002,71	1002,71	1015,84	992,40	992,40	992,40	992,40	992,40
Собственные +хоз. нужды источника	тыс. Гкал	65,43	73,70	71,26	73,05	73,48	73,48	73,48	73,48	53,83	53,83	53,83	53,83	53,83
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	844,77	931,25	901,19	923,88	929,23	929,23	929,23	942,36	938,57	938,57	938,57	938,57	938,57
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	33,28	40,25	40,19	40,19	40,19	40,19	40,19	40,75	36,96	36,96	36,96	36,96	36,96
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	811,49	891,00	861,00	883,70	889,05	889,05	889,05	901,61	901,61	901,61	901,61	901,61	901,61
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%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Уголь	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии														
Мазут	кг.т/Гкал	157,72	157,55	157,57	157,56	157,56	157,56	157,56	157,71	-	-	-	-	-
Уголь	кг.т/Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60
Удельный расход топлива на отпуск с коллекторов														
Мазут	кг.т/Гкал	169,65	169,65	169,65	169,65	169,65	169,65	169,65	169,65	-	-	-	-	-
Уголь	кг.т/Гкал	168,0	-	-	-	-	-	-	-	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0
Расход условного топлива	тыс. т.т.	143,56	158,33	153,23	157,08	157,98	157,98	157,98	160,21	177,24	177,24	177,24	177,24	177,24
Мазут	тыс. т.т.	143,56	158,33	153,23	157,08	157,98	157,98	157,98	160,21					
Уголь	тыс. т.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	177,24	177,24	177,24	177,24	177,24
Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии														
Мазут	кг.т/Гкал	169,94	170,01	170,03	170,02	170,02	170,02	170,02	170,01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	кг.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	188,8	188,8	188,8	188,8	188,8
Переводной коэффициент														
Мазут	т.т./т.т.	1,341	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370
Уголь	т.т./т.т.	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
Расход натурального топлива														
Мазут	тыс. т	107,09	115,57	111,84	114,65	115,32	115,32	115,32	116,94	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Уголь	тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	230,18	230,18	230,18	230,18	230,18

### **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 367,7 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» и котельной «Роста»**

В соответствии с ФЗ №190 «О теплоснабжении», для потребителей котельной «Северная» предусмотрен переход на закрытую схему ГВС. Такой переход должен быть осуществлен до 2022 года. 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 2023 году** – планируется вывести из эксплуатации и демонтировать паровые котлы ДКВР-25/13. Демонтаж данных котлов позволит освободить котловые ячейки для установки трех мазутных паровых котлов ДКВР-10/13 в последующие годы.

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

**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.

В 2026 году на котельную «Северная» планируется переключить существующую тепловую нагрузку котельной «Роста» в размере 27,694 Гкал/ч. Такое переключение позволит котельную «Роста» вывести из эксплуатации.

Существующий и перспективный состав оборудования котельной «Северная» по Сценарию 1 представлен в таблице 46.

### **Мероприятия, предусматриваемые Сценарием 2 для котельных «Северная», Восточной котельной и котельной «Роста»**

В 2026 году должно быть принято решение о строительстве на новом месте новой угольной котельной «Северная-Восточная», с объединением зон ныне действующих котельных «Северная», «Роста» и Восточная. И с 2027 года должно быть начато строительство. Срок строительства, согласно КИП, составляет 2 года. Промплощадка новой котельной располагается в кадастровом квартале 51:20:0003186. Суммарная установленная мощность котельной «Северная-Восточная» составит 600 Гкал/ч.

Полноценный переход на новый источник должен состояться в 2028 году.

В связи с этим, до 2028 года на котельной «Северная» предусматриваются сохранение и поддержание в работоспособном состоянии существующего оборудования, а также выполнение мероприятий необходимых для перехода на закрытую схему ГВС:

- 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 7 Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения).

### 2026 год

- Переключение тепловой нагрузки потребителей котельной «Роста» на котельную «Северная», вывод из эксплуатации котельной «Роста».

Баланс тепловой мощности источника и подключенной нагрузки для котельной «Северная» на период актуализации Схемы теплоснабжения при реализации Сценария 1 представлен в таблице 47-48.

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» (для второго сценария период ее функционирования до 2028 года) представлены в таблицах 49 - 50.

**Таблица 46 – Состав оборудования котельной «Северная» по Сценарию 1**

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Паровые котлы						
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)
Водогрейные котлы						
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 источника, Гкал/ч	367,7			317,1		

**Таблица 47 – Планируемые мероприятия на котельной «Северная» и балансы мощность/нагрузка по сценарию 1**

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
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	367,7	389,3	321,6	321,6	278,6	298,6	347,1	317,1
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	341,2	379,3	321,6	321,6	278,6	298,6	347,1	317,1
Паровые котлы	221,2	237,7	180	180	137	107	55,5	25,5
Водогрейные котлы	120	141,6	141,6	141,6	141,6	191,6	291,6	291,6
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	331,1	367,6	309,4	309,3	266,3	283,2	331,7	301,7
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, Гкал/ч	149,1	149,1	155,5	157,1	157,1	182,0	182,0	182,0
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	16,8	16,5	17,5	17,7	17,7	36,5	36,5	36,5
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	301,1	337,6	279,4	279,3	236,3	253,2	301,7	271,7
Резерв (+), дефицит (-) мощности, Гкал/ч	135,3	172,0	106,4	104,6	61,6	34,7	83,2	53,2
Резерв (+), дефицит (-) мощности, %	44,9	51,0	38,1	37,4	26,1	13,7	27,6	19,6

**Таблица 48 – Планируемые мероприятия на котельной «Северная» и балансы мощность/нагрузка по сценарию 2 (до 2028 г.)**

<b>Наименование</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>
Установленная мощность, Гкал/ч	367,7	389,3	389,3	389,3	389,3	389,3	389,3	389,3
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	341,2	362,8	362,8	362,8	362,8	362,8	362,8	362,8
Паровые котлы	221,19	221,19	221,19	221,19	221,19	221,19	221,19	221,19
Водогрейные котлы	120	141,6	141,6	141,6	141,6	141,6	141,6	141,6
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	331,1	351,1	350,6	350,5	350,5	347,4	347,4	347,4
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, Гкал/ч	149,1	149,1	155,5	157,1	157,1	182,0	182,0	182,0
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	16,8	16,5	17,5	17,7	17,7	36,5	36,5	36,5
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	301,1	321,1	320,6	320,5	320,5	317,4	317,4	317,4
Резерв (+), дефицит (-) мощности, Гкал/ч	135,3	155,5	182,6	181,1	181,1	171,9	171,9	171,9
Резерв (+), дефицит (-) мощности, %	44,9	48,4	56,9	56,5	56,5	54,2	54,2	54,2

**Таблица 49 – Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 1 и Сценария 2 (до 2028 года) для котельной «Северная», млн. руб. (без НДС)**

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Всего
Установка двух паровых котлов ДКВР-10/13				5	24			29,00
Капитальный ремонт 2 котлов ПТВМ-30				2	50			52,00
Установка водогрейного котла Eurotherm-58					4	135		139,00
Установка двух водогрейных котлов Eurotherm-58						4	135	139,00
Установка парового котла ДКВР-10/13						3	12	15,00
<b>Итого по источнику</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>7,0</b>	<b>78,0</b>	<b>142,0</b>	<b>147,0</b>	<b>374,0</b>

**Таблица 50 – Перечень мероприятий по переходу на закрытую схему теплоснабжения от котельной "Северная"**

Котельная "Северная", основное и вспомогательное оборудование					
№ п/п	Наименование мероприятий	Наименование оборудования	Режим работы	Электрооборудование	
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.	
ЦТП район № 2 Ленинский АО					
№ п/п	Объект	Наименование мероприятий	Наименование оборудования	Режим работы	Электрооборудование
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	HKY -250	зимний режим	Серийный электродвигатель 5A200L4 У2 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	

**Тепловые сети от котельной "Северная" Ленинский АО**

№ 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	TK-106 Ч. Лучинского	TK-107	магистральная	47	0,309	0,35	Подземная канальная	
14	TK-105 Ч. Лучинского	TK-106		75,5	0,309	0,35	Подземная канальная	
15	TK-9 Свердлова	TK-10	магистральная	95	0,412	0,5	Подземная канальная	
16	TK-8 Свердлова	TK-9		91	0,412	0,5	Подземная канальная	
17	TK-7 Свердлова	TK-8		69	0,412	5	Подземная канальная	
18	TK-6 Свердлова	TK-7		135	0,412	0,5	Подземная канальная	
19	TK-5 Свердлова	TK-6		110	0,412	0,5	Подземная канальная	
20	TK-63 Подстанционного	TK-62	магистральная	60	0,309	0,35	Подземная канальная	
21	TK-63 Подстанционного	TK-62		63,5	0,309	0,35	Подземная канальная	
22	TK-63 Подстанционного	TK-62		40	0,309	0,35	Подземная канальная	
23	TK-14 Подстанционного	TK-60		129	0,309	0,35	Подземная канальная	
24	TK-60 Подстанционного	TK-61		22	0,309	0,35	Подземная канальная	
25	TK-61 Подстанционного	TK-62	143	0,309	0,35	Подземная канальная		
26	Луч 2 в сторону Хлобыстова	до TK-201д	магистральная	910	0,412	0,5	Надземная	
27	TK-208 Невского	TK-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 (до 2028 года) представлены в таблице 51.

**Таблица 51 – Техничко-экономические показатели работы котельной "Северная" для Сценария 1 и Сценария 2 (до 2028 года)**

Наименование	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей,	Гкал/ч	151,68	151,68	151,68	157,59	158,97	158,97	182,24	182,24	182,24	182,24	182,24	182,24	182,24
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	135,8	135,8	135,8	141,7	143,1	143,1	163,8	163,8	163,8	163,8	163,8	163,8	163,8
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	12,85	10,08	11,68	12,20	12,32	12,32	15,40	15,40	15,40	15,40	15,40	15,40	15,40
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	16,78	16,76	16,76	16,76	16,76	16,76	21,08	21,08	21,08	21,08	21,08	21,08	21,08
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	588,0	613,21	608,7	627,5	631,9	631,9	735,7	735,7	735,7	735,7	735,7	735,7	735,7
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	42,2	35,09	40,1	41,9	42,3	42,3	52,9	52,9	52,9	52,9	52,9	52,9	52,9
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	541,7	573,99	564,4	581,2	585,1	585,1	678,4	678,4	678,4	678,4	678,4	678,4	678,4
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	55,2	58,01	56,725	56,7	56,7	56,7	71,4	71,4	71,4	71,4	71,4	71,4	71,4
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	486,5	515,98	507,7	524,5	528,4	528,4	607,0	607,0	607,0	607,0	607,0	607,0	607,0
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%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	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	162,3	163,4	163,4	163,4	163,4	163,4	163,4	163,4	163,4	163,4	163,4	163,4	163,4
Расход условного топлива	тыс. туг.	95,4	100,2	99,1	102,0	102,7	102,7	119,0	119,0	119,0	119,0	119,0	119,0	119,0
Мазут	тыс. туг.	95,43	100,20	99,08	102,05	102,73	102,73	118,98	118,98	118,98	118,98	118,98	118,98	118,98
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии														
Мазут	кгу.т/Гкал	176,17	173,32	174,25	174,25	174,25	174,25	174,25	174,25	174,25	174,25	174,25	174,25	174,25
Переводной коэффициент														
Мазут	тут/тнг	1,36	1,36	1,36	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	70,26	73,8	72,9	75,1	75,6	75,6	87,6	87,6	87,6	87,6	87,6	87,6	87,6

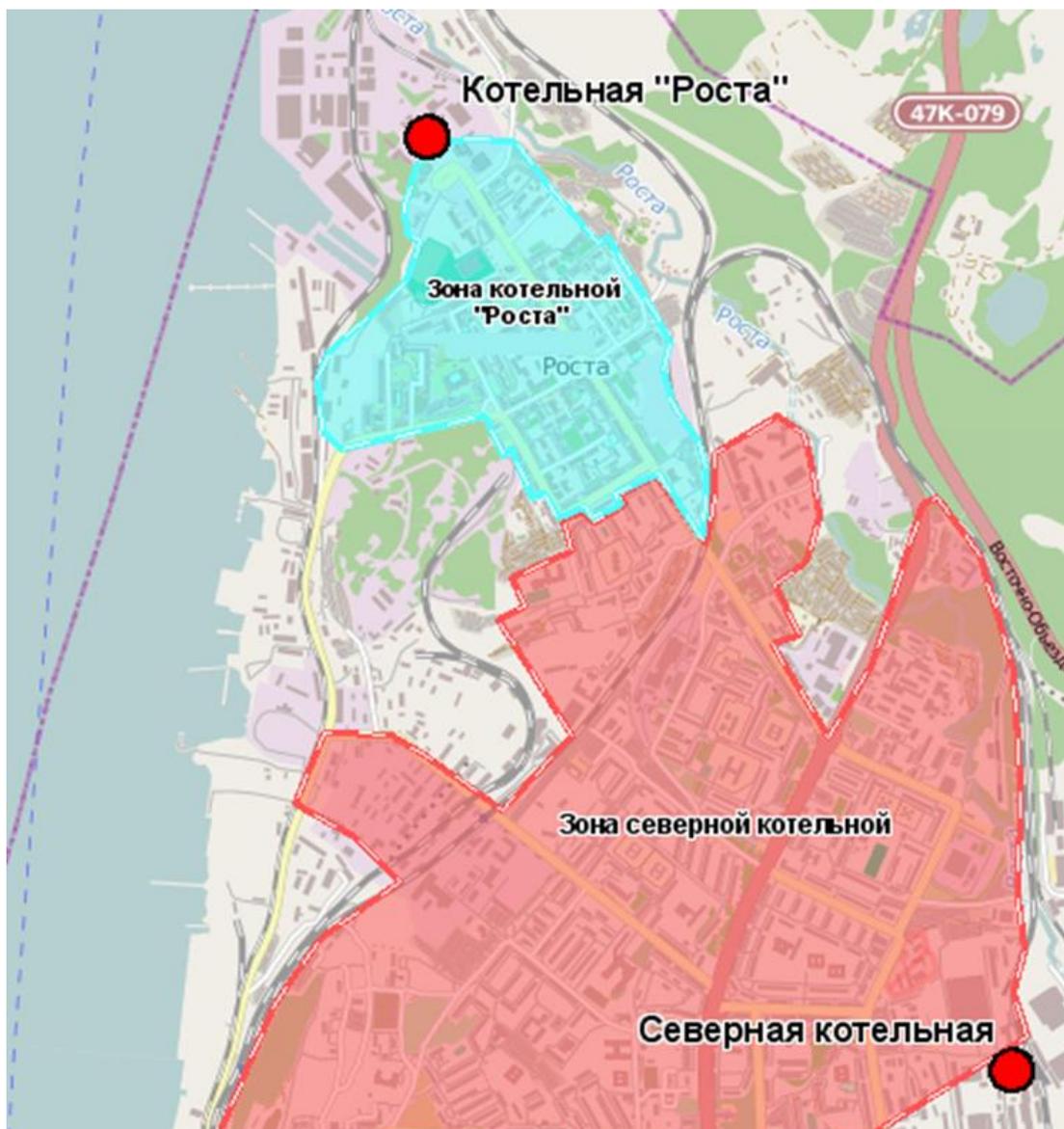
### **Котельная «Роста»**

Котельная «Роста» расположена на севере г. Мурманска. Зоны теплоснабжения котельной «Роста» и котельная «Северная» являются смежными. Данные зоны приведены на рисунке 6.

Удельные расходы топлива на отпуск тепловой энергии от данных котельных отличаются друг от друга, так УРУТ на отпуск тепловой энергии за последние 3 года от котельной «Роста» составляет 181,12 кг у.т/Гкал, а котельной «Северная» – 173,87 кг у.т/Гкал. Высокий удельный расход топлива на котельной «Роста», в первую очередь, объясняется технологической схемой котельной: пар, вырабатываемый паровыми котлами, подогревает сетевую воду в теплообменниках.

Такая схема достаточно инерционна, в связи с чем, изменение мощности котельной сопровождается снижением КПД до момента достижения равновесного состояния.

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. Также, паровые котлы ГМ-50, установленные на котельной в конце 60-х годов, в настоящее время нуждаются в замене.



**Рисунок 6. Зоны теплоснабжения котельной «Роста» и котельная «Северная»**

Вне зависимости от сценарных условий, схемой теплоснабжения предусматривается закрытие котельной «Роста» с переключением существующих нагрузок на котельную «Северная».

В настоящее время на котельной «Северная» существует резерв тепловой мощности в объеме 132,5 Гкал/ч, что достаточно для такого переключения.

До принятия окончательного решения по закрытию котельной «Роста», в качестве мероприятий на источнике рекомендуется выполнить установку дополнительного котла для работы в летний период:

**в 2022 году** – проведение проектно-изыскательских работ;

**2023 год** – установка водогрейного котла мощностью 4 МВт (например, котел ООО «Энтророс» марки ТТ-100).

Балансы тепловой мощности котельных «Северная» и «Роста» приведены в таблице 52, из которой видно, что при аварийном выводе из эксплуатации самого мощного котла, на котельной «Роста» образуется дефицит мощности.

**Таблица 52 – Балансы тепловой мощности котельных**

Наименование	Котельная «Роста»	Котельная «Северная»
Установленная мощность, Гкал/ч	60,0	367,7
Располагаемая мощность, Гкал/ч	55,16	341,19
Присоединенная нагрузка, Гкал/ч	24,91	149,1
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	25,08	298,3
Резерв ("+")/ Дефицит("-"), Гкал/ч	-4,17	132,5
Резерв ("+")/ Дефицит("-"), %	-16,62	44,4

Резерв тепловой мощности на котельной «Северная» вполне достаточен для покрытия существующих нагрузок зоны котельной «Роста».

Мероприятия по сетевому строительству для переключения потребителей на котельную «Северная» и затраты на их реализацию приведены в Главе 8 Обосновывающих материалов «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей».

После закрытия котельной «Роста», участок на котором она расположена, планируется реализовать или перепрофилировать, в связи с чем, мероприятие планируется как беззатратное.

Состав оборудования и технико-экономические показатели работы котельной приведены в таблице 53.

**Таблица 53 – Состав оборудования котельной «Роста»**

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность, Гкал/ч	Марка	Год ввода	Производительность
Водогрейные котлы				Закрытие котельной. Переключение нагрузок на котельную «Северная» в 2026 году		
1	КВГМ-50	1988	50 Гкал/ч (на консервации)			
2	КВГМ-50	1988	50 Гкал/ч (на консервации)			
Паровые котлы						
3	ГМ-50-14/250	1978	30			
4	ГМ-50-14/250	1978	30			
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			60,0			
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			23,29			

**Таблица 54 – Техничко-экономические показатели работы котельной «Роста» вне зависимости от Сценарных условий**

Наименование	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026-2039
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	23,27	23,27	23,27	23,27	23,27	23,27	Закрытие котельной. Переключение нагрузок на котельную «Северная»
Собственные нужды источника	Гкал/ч	2,58	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	4,34	4,26	4,32	4,32	4,32	4,32	
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	101,58	103,40	103,40	103,39	102,96	103,39	
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	8,24	8,57	8,57	8,57	8,57	8,57	
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	93,35	94,83	94,83	94,81	94,39	94,82	
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	13,85	14,02	14,02	14,02	14,02	14,02	
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	79,49	80,81	80,81	80,80	80,37	80,80	
Структура топливного баланса	%	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%	
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии								
Мазут	кгу.т/Гкал	162,6	162,7	163,1	163,1	163,1	163,1	
Расход условного топлива	тыс. тут.	15,6	16,8	16,9	16,9	16,8	16,9	
Мазут	тыс. тут.	15,6	16,8	16,87	16,86	16,79	16,87	
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии								
Мазут	кгу.т/Гкал	166,7	177,4	177,9	177,9	177,9	177,9	
Переводной коэффициент								
Мазут	тут/тнт	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	
Расход натурального топлива								
Мазут	тыс. т	11,4	12,4	12,4	12,4	12,3	12,4	
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки								
Мазут	тыс. руб./т.	16,7	17,4	18,1	18,8	19,6	20,3	
Затраты на топливо	млн руб.	191,1	214,9	224,1	233,0	241,2	252,0	
Мазут	млн руб.	191,1	214,9	224,1	233,0	241,2	252,0	
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2047,5	2266,3	2363,0	2457,6	2555,9	2658,1	

## **Котельная «Северная» и Восточная по 2 сценарию**

Оба рассматриваемые источника – котельная «Северная» и Восточная котельная - используют мазут в качестве основного вида энергоносителя. Суммарная располагаемая мощность источников теплоснабжения составляет 757,7 Гкал/ч, суммарная присоединенная тепловая нагрузка потребителей по договору – 357,51 Гкал/ч, усредненный коэффициент использования установленной мощности по источникам составляет 17%.

Котельная «Северная» в настоящее время имеет резерв располагаемой тепловой мощности, который составляет более 40%, при этом срок службы основного оборудования превышает 45 лет.

Восточная котельная также имеет избыток располагаемой тепловой мощности в 40%, простой негативно сказываются на состоянии неработающих котлоагрегатов. Срок службы основного оборудования превышает 30 лет.

В связи с этим, согласно рекомендациям КИП, для 2 сценария планируется вывести из эксплуатации котельные Восточная и «Северная» с переключением всей подключенной нагрузки (в т.ч. котельной «Роста») на новую угольную котельную «Северная-Восточная».

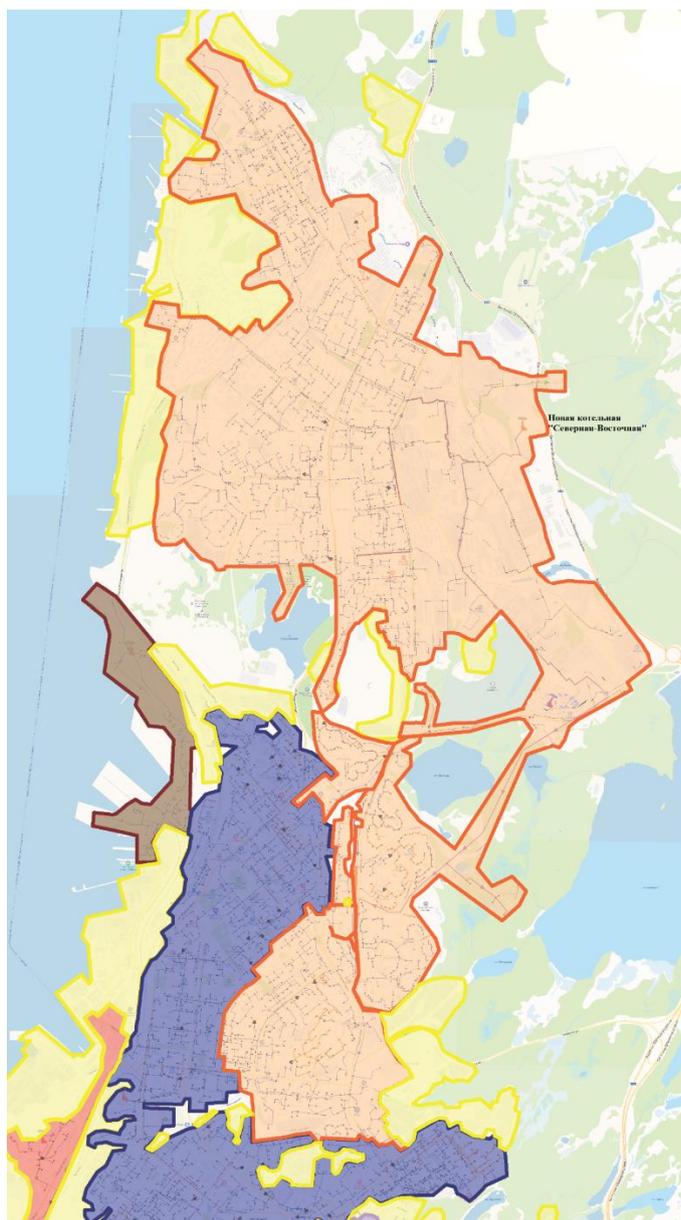
Согласно оценке эффективности реализации данного проекта, выполненной в рамках КИП, суммарный годовой объем выпадающих доходов по альтернативным существующим источникам составляет 240,8 млн руб., что соответствует 214 руб. на 1 Гкал. Срок возврата инвестиций составит от 8 до 14 лет, в зависимости от выбранной экономической модели проекта.

Предполагаемый срок реализации мероприятия по строительству нового источника и переключению нагрузки от других источников – 2026-2028 гг.

### **Строительство угольной котельной «Северная-Восточная» (только для 2 сценария)**

Согласно принятому второму сценарию развития системы теплоснабжения города Мурманска, после 2026 года планируется строительство новой угольной котельной «Северная-Восточная» с переключением в 2028 году на нее нагрузки от котельных Восточная и «Северная» (включая нагрузку выводимой в 2026 году котельной «Роста»).

Объединенная зона теплоснабжения котельной «Северная-Восточная» приведена на рисунке 7.



**Рисунок 7. Объединенная зона теплоснабжения котельной «Северная-Восточная»**

Мероприятия по сетевому строительству для переключения потребителей на новую котельную и затраты на их реализацию приведены Главе 8 Обосновывающих материалов «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей».

Состав оборудования котельной приведен в таблице 55.

Капитальные затраты на реализацию предусмотренных мероприятий по строительству котельной «Северная-Восточная» и технико-экономические показатели работы котельной приведены в таблицах 56 - 57.

**Таблица 55 – Перспективный состав оборудования новой угольной котельной «Северная-Восточная» для Сценария 2**

Перспективное положение на расчётный срок			
№	Марка	Год ввода	Установленная мощность
Водогрейные котлы			
1	КВТК-100	2028	100
2	КВТК-100	2028	100
3	КВТК-100	2028	100
4	КВТК-100	2028	100
5	КВТК-100	2028	100
6	КВТК-100	2028	100
Установленная мощность котельной, Гкал/ч			600,0
Подключенная договорная нагрузка, Гкал/ч			432,1

**Таблица 56 – Капитальные затраты на строительство котельной «Северная-Восточная» для Сценария 2, млн. руб. (без НДС)**

Наименование	2027	2028.
Перенос ЛЭП	71,5	
Котельное отделение	981	245
Вспомогательное оборудование, топливоподача, ЗШУ	1 042	261
Бак запаса воды	13	3
Приборы учета тепла	14	3
ВПУ	70	18
Закрытый расходный склад угля	237	59
Подготовка площадки под строительство	81	20
СМР котельной с дымовой трубой	914	228
Транспортировка оборудования и материалов	27	7
ПИР и экспертиза проекта	136	34
Шефмонтаж и пуско-наладочные работы	64	16
Непредвиденные затраты 3%	671	168
<b>Всего</b>	<b>4 322</b>	<b>1 062</b>

Источник: расчеты ВТИ, ИБ "ФИНИСТ"

**Таблица 57 – Техничко-экономические показатели работы новой угольной котельной «Северная-Восточная»**

Наименование	Единица измерения	2028	2029	2030	2031-2039
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	362,8	389,0	389,0	389,0
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	22,0	22,0	22,0	22,0
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	47,3	48,2	48,2	48,2
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	1323,0	1421,4	1421,4	1421,4
Покупка Энергии у ТО ТБО	тыс. Гкал	114,77	114,77	114,77	114,77
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	26,1	26,1	26,1	26,1
Отпуск тепловой энергии за счет ТО ТБО	тыс. Гкал	114,77	114,77	114,77	114,77
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	1411,7	1510,1	1510,1	1510,1
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	63,0	64,5	64,5	64,5
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	1348,7	1445,6	1445,6	1445,6
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Уголь	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии					
Уголь	кг <sub>у,т</sub> /Гкал	178,6	178,6	178,6	178,6
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов					
Уголь	кг <sub>у,т</sub> /Гкал	182,2	181,9	181,9	181,9
Расход условного топлива	тыс. тут.	236,3	253,9	253,9	253,9
Уголь	тыс. тут.	236,3	253,9	253,9	253,9
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии					
Уголь	кг <sub>у,т</sub> /Гкал	182,2	181,9	181,9	181,9
Переводной коэффициент					
Уголь	тут/тнт	0,770	0,770	0,770	0,770
Расход натурального топлива					
Уголь	тыс. т	306,9	329,7	329,7	329,7
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки					
Уголь	тыс. руб./т.	6,3	6,6	6,8	7,1
Затраты на топливо	млн руб.	1934,9	2161,9	2248,4	2338,4
Уголь	млн руб.	1934,9	2161,9	2248,4	2338,4
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1370,6	1431,7	1489,0	1548,5

### **Дизельная котельная МУП «МУК»**

Основной причиной высокой себестоимости тепловой энергии от дизельной котельной микрорайона Дровяное являются затраты на топливо. Так затраты на топливо, учтенные в тарифе составляют порядка 12 млн. рублей, что составляет около 69% от НВВ. Топливная составляющая в тарифе на тепловую энергию от данной котельной на 2019 год составила 4879,2 руб./Гкал. 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.

Следует отметить, что переход на твердое топливо, не применим для данной котельной, т.к. установленные в 2005-2006 году котлы не могут быть переоборудованы для работы на угле, к тому же территория площадки котельной не позволяет разместить склад твердого топлива.

Схемой теплоснабжения по 1 сценарию для данной котельной предлагаются следующие мероприятия:

#### **2024 - 2025 гг.**

- дополнительная установка на котельной двух электродкотлов ТЭН-300, тепловой мощностью 0,3 Гкал/ч каждый;
- поэтапная замена установленных дизельных котлов.

#### **Установка электродкотлов в котельной**

Применение электрической энергии для подогрева теплоносителя на котельных может быть оправдано, если стоимость электроэнергии в пересчете на 1 Гкал меньше, чем существующая топливная составляющая в тарифе.

В таблице 58 приведены тарифы на электрическую энергию для потребителей, приравненных к населению, с разделением на зоны тарифных суток.



Месяц	январь		февраль		март		апрель		май		июнь		июль		август		сентябрь		октябрь		ноябрь		декабрь	
Часы	зона	тариф, руб./кВт*ч																						
					овая																			
20	полупиковая	1,924	полупиковая	1,924	пиковая	2,308	полупиковая	1,924	пиковая	2,308	пиковая	2,308	пиковая	2,308	полупиковая	1,924								
21	полупиковая	1,924	пиковая	2,308	полупиковая	1,924	полупиковая	1,924	полупиковая	1,924														
22	полупиковая	1,924																						
23	ночная	0,963																						
Средний тариф ночной и полупиковой зоны, руб./кВт*ч		1,497		1,497		1,497		1,497		1,497		1,497		1,497		1,497		1,519		1,519		1,497		1,497
Число часов ночного и полупикового тарифа, ч		18		18		18		18		18		18		18		18		19		19		18		18

Применение дифференцированного по времени тарифа на электрическую энергию позволит потреблять наиболее дешевую электрическую энергию ночной и полупиковой зоны.

Конструкция установленных в котельной чугунных котлов GTE 521 и GTE 511 позволяет применять ежесуточные пуски и остановки без накопления повреждаемости.

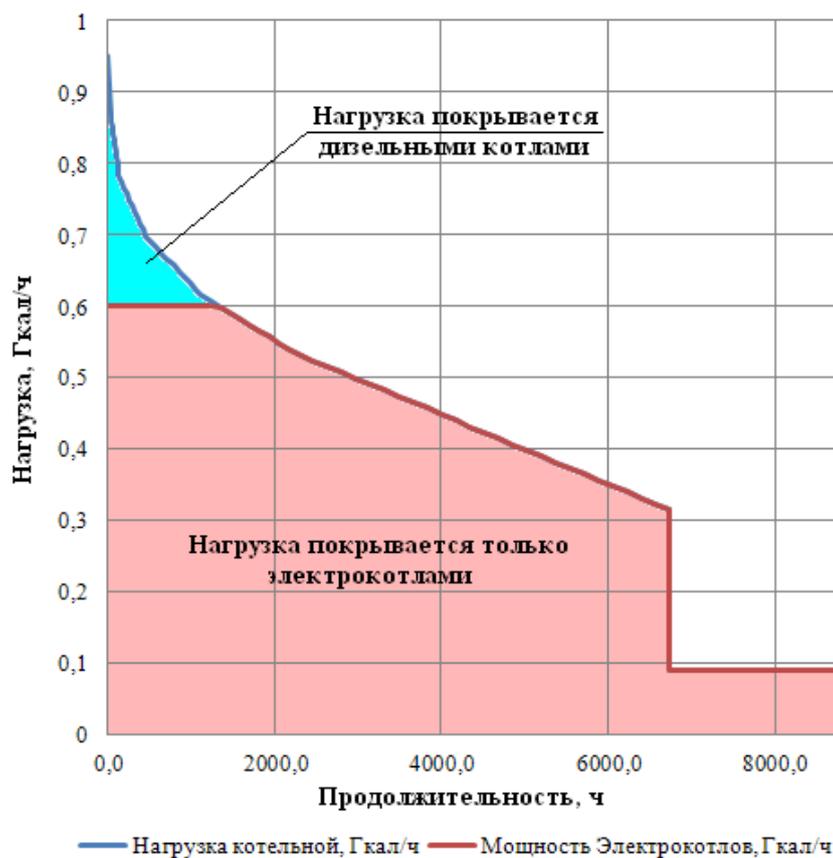
Планируется следующий режим работы котельной:

- в ночной и полупиковой зоне тарифа на электрическую энергию в работе находятся электродкотлы. Дизельные котлы находятся в горячем резерве;
- в пиковой зоне тарифа на электрическую энергию в работе находятся дизельные котлы;
- при температуре наружного воздуха ниже  $-9^{\circ}\text{C}$ , в ночной и полупиковой зоне в работе находятся электродкотлы и дизельные котлы одновременно.

Данный режим работы позволяет установить электродкотлы меньшей мощности, чем подключенная нагрузка.

Планируемая суммарная мощность электродкотлов составляет 0,6 Гкал/ч, что соответствует подключенной нагрузке при температуре наружного воздуха  $-9^{\circ}\text{C}$ . Продолжительность периода температуры наружного воздуха ниже  $-9^{\circ}\text{C}$  составляет 1350 ч. в год. График Россандера для предлагаемого режима работы приведен на рисунке 8.

### график Россандера для дизельной котельной п. Дровяное



**Рисунок 8. График Россандера при работе электрокотлов**

В качестве нагревательных элементов электрокотлов следует рассматривать фланцевые погружные электронагреватели.

Фланцевые погружные электронагреватели - наиболее распространенный вид промышленных электрических нагревателей. Погружные фланцевые электронагреватели представляют собой блок ТЭН, надежно закрепленных на фланце для монтажа в различные емкости, резервуары, циркуляционные системы, проточные сосуды и устройства под давлением. Электрическое подключение фланцевых погружных нагревателей производится с внешней стороны емкости или сосуда.



Фланцевые погружные нагреватели монтируются в котлы или прочие емкости или цистерны, и являются самым



безопасным и надежным решением для технологического нагрева.

Удельная мощность для фланцевых погружных нагревателей может составлять от 0,1 до 40 Вт/см<sup>2</sup>, и зависит от рабочих условий процесса (среда, расход, давление), от коэффициента теплоемкости и теплообменных свойств нагреваемой среды. Максимальная мощность, передаваемая одним фланцевым нагревателем, может достигать нескольких МВт.

Связка ТЭН размещенная на фланце может иметь полностью автоматизированную систему контроля и управления температурой и процессом нагрева.

Состав оборудования дизельной котельной на краткосрочную перспективу приведен в таблице 59.

**Таблица 59 – Состав оборудования дизельной 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	-	-	-	ТЭН-300	2024	0,3 Гкал/ч
5	-	-	-	ТЭН-300	2025	0,3 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч		2,06		Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч		2,66
Подключенная нагрузка, Гкал/ч		0,828		Подключенная нагрузка, Гкал/ч		0,95

Соотношение отпуска тепловой энергии от электродкотлов и дизельных котлов за год планируется как 75/25, т.е. 75% годового отпуска тепла осуществляется от электродкотлов.

С учетом установки электродкотлов на котельной топливная составляющая в 2025 году ориентировочно составит 3129,8 руб./Гкал (с условием индексации цен 2020 года), что на 35% ниже существующего уровня. Годовая экономия на затратах на топливо составит 7,15 млн. рублей. Эффект от экономии ТЭР за период с 2025 по 2031 годы составит 42,9 млн. рублей.

Затраты на закупку электродкотлов и их установку оцениваются в 1,2 млн. рублей.

**Данное мероприятие является эффективным, если реконструкция электрических сетей до котельной не требуется или такая реконструкция предусмотрена прочими программами.**

Затраты на реализацию предлагаемых мероприятий приведены в таблице 60 .

**Таблица 60 – Затраты на реализацию мероприятий, предусмотренных для дизельной котельной микрорайона Дровяное, тыс. руб.**

Мероприятие	Сценарий 1 и 2	
	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.
Установка двух электродвигателей ТЭН-300, тепловой мощностью 0,3 Гкал/ч каждый	2024-2025	1200
Замена котла GTE 521	2024	1 232,5
Замена котла GTE 511	2025	982,5
Замена котла GTE 512	2025	982,5
<b>Всего</b>	<b>-</b>	<b>4397,5</b>

Показатели работы дизельной котельной с учетом реализации предложенных мероприятий приведены в таблице 61.

**Таблица 61 – Показатели работы дизельной котельной микрорайона Дровяное на период актуализации Схемы теплоснабжения**

Наименование	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	0,89	0,88	0,88	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	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	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
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	3,02	3,13	3,13	3,13	3,13	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	2,99	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10
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	0,00	0,00	0,00
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	2,99	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10
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%	100,0%
Дизель	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%
Электроэнергия	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии														
Дизель	кг.т/Гкал	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92
Электроэнергия	кг.т/Гкал	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
Расход условного топлива	тыс. туг.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Дизель	тыс. туг.	0,47	0,5	0,5	0,5	0,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Электроэнергия	тыс. туг.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии														
Дизель	кг.т/Гкал	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4
Электроэнергия	кг.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	144,3	144,3	144,3	144,3	144,3	144,3	144,3	144,3
Переводной коэффициент														
Дизель	туг/тнт	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46
Электроэнергия	г.у.т/кВт*ч	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0
Расход натурального топлива														
Дизель	тыс. т	0,32	0,34	0,33	0,33	0,33	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Электроэнергия	млн. кВт*ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки														
Дизель	тыс. руб./т.	45,83	45,83	47,67	49,57	51,56	53,62	55,76	57,99	60,31	62,73	65,24	67,84	70,56
Электроэнергия	руб./кВт*ч	1,67	1,67	1,74	1,80	1,88	1,95	2,03	2,11	2,20	2,28	2,38	2,47	2,57
Затраты на топливо	млн руб.	20,78	15,58	15,58	16,21	16,85	9,71	10,10	10,50	10,92	11,36	11,81	12,28	12,78
Дизель	млн руб.	14,85	15,58	15,58	16,21	16,85	4,38	4,56	4,74	4,93	5,13	5,33	5,54	5,77
Электроэнергия	млн руб.	5,92	0,00	0,00	0,00	0,00	5,33	5,54	5,76	5,99	6,23	6,48	6,74	7,01
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	6937,9	5023,6	5023,5	5224,4	5433,4	3129,8	3255,0	3385,2	3520,6	3661,5	3807,9	3960,2	4118,7

Сценарий 2 для данного источника основан на инвестиционной инициативе ПАО «МРСК Северо-Запада» «Перевод жилых зданий в мкр.Дровяное г.Мурманск на электроотопление» (возможное концессионное соглашения между Правительством Мурманской области и ПАО «МРСК Северо-запада»).

В соответствии с инициативой предлагается выполнить установку ИТП с электрическими котлами в зданиях жилых многоквартирных домов по ул. Прибрежная, и впоследствии, вывести из эксплуатации дизельную котельную и тепловые сети от нее. Установка ИТП позволит оптимизировать схему теплоснабжения микрорайона Дровяное, а также снизить затраты на топливо и ликвидировать потери тепла при транспортировке от котельной.

Расчет капитальных затрат тепловой части приведен в таблице 62. Стоимость проектных работ оценивается в 650 – 910 тыс. руб.

**Таблица 62 – Расчет капитальных затрат тепловой части**

Параметры ИТП			Жилые дома по ул. Прибрежная (дизельная котельная)	
№ п/п	Мощность ИТП, кВт	Стоимость 1 шт., руб. без НДС	Кол-во, шт.	Кап. затраты, руб. без НДС
1	200-300	3 750 000	1	3 750 000
2	300-400	4 333 333	1	4 333 333
3	400-600	4 916 667	1	4 916 667
<b>Итого по группе:</b>			<b>3</b>	<b>13 000 000</b>

Значение тепловой нагрузки потребителей, а также плановая мощность ИТП в жилых домах по ул. Прибрежная приведены в таблице 63.

**Таблица 63 – Теплоснабжение от ИТП по ул. Прибрежная**

Наименование	Единица измерения	ИТП в жилых домах по ул. Прибрежная
Тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	0,796
Нагрузка на технологию и СН	Гкал/ч	0,016
то же в %	%	2,0%
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,000
то же в %	%	0,0%
Расчетная мощность	Гкал/ч	0,812
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/ч	0,122
	%	15,0%
Плановая мощность ИТП	Гкал/ч	0,934

Основные затраты по переводу потребителей на теплоснабжение от ИТП представлены в таблице 64. Согласно данной таблице, ежегодный эффект для бюджета при реализации предлагаемых мероприятий составит 13,2 млн. руб.

Технико-экономические показатели работы дизельной котельной по сценарию 2 приведены в таблице 65.

**Таблица 64 – Затраты по переводу потребителей на теплоснабжение от ИТП**

№ п/п	Наименование улицы	Договорная тепловая нагрузка, Гкал\час	Предполагаемая установленная мощность ИТП, кВт	Капитальные затраты, тыс. руб. без НДС			Затраты на теплоснабжение текущие, тыс. руб.			Затраты на теплоснабжение планируемые, тыс. руб.		Ежегодный эффект для потребителя, тыс. руб.	Ежегодный эффект для бюджета, тыс. руб.	
				Всего	Тепловая часть	Электрич. часть	Всего	Оплачивается потребителем	Оплачивается бюджетом	Всего	Оплачивается потребителем			
От существующей дизельной котельной														
1	ул. Прибрежная, 6	0,2889	350	9816	4333	5483	9680	4903	4777	2669	2669	2233	4777	
2	ул. Прибрежная, 23	0,3183	400	10959	4917	6042	10680	5409	5271	2945	2945	2464	5271	
3	ул. Прибрежная, 25	0,1892	250	7340	3750	3590	6360	3221	3139	1754	1754	1467	3139	
	<b>ИТОГО</b>	0,7964	1000	28115	13000	15115	26720	13533	13187	7368	7368	6165	13187	
												46%	100%	
												<b>Окупаемость инвестиций, лет</b>		<b>0,47</b>

**Таблица 65 – Техничко-экономические показатели работы дизельной котельной микрорайона Дровяное при реализации сценария 2**

Наименование	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Договорная тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	0,796	0,796	0,796	0,796	0,796	0,796	0,796	0,796	0,796	0,796	0,796	0,796	0,796
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	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	0,000	0,000	0,000
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	3,02	3,13	3,13	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,03	0,03	0,03	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	2,99	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10
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	0,00	0,00	0,00
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	2,99	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10
Структура топливного баланса	%													
Дизель	%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Электроэнергия	%	0,0%	0,0%	0,0%	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														
Дизель	кг.т/Гкал	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92
Электроэнергия	кг.т/Гкал	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
Расход условного топлива	тыс. туг.	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Дизель	тыс. туг.	0,47	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	тыс. туг.	0,0	0,0	0,0	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии														
Дизель	кг.т/Гкал	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4
Электроэнергия	кг.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	144,3	144,3	144,3	144,3	144,3	144,3	144,3	144,3	144,3	144,3
Переводной коэффициент														
Дизель	тут/тнт	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46
Электроэнергия	г.у.т/кВт*ч	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0
Расход натурального топлива														
Дизель	тыс. т	0,32	0,34	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	млн. кВт*ч	0,00	0,00	0,00	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки														
Дизель	тыс. руб./т.	45,83	45,83	45,83	45,83	45,83	45,83	45,83	45,83	45,83	45,83	45,83	45,83	45,83
Электроэнергия	руб./кВт*ч	1,82	1,67	1,74	1,80	1,88	1,95	2,03	2,11	2,20	2,28	2,38	2,47	2,57
Затраты на топливо	млн руб.	14,85	15,58	14,98	6,57	6,83	7,10	7,39	7,68	7,99	8,31	8,64	8,99	9,35
Дизель	млн руб.	14,85	15,58	14,98	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	млн руб.	0,00	0,00	0,00	6,57	6,83	7,10	7,39	7,68	7,99	8,31	8,64	8,99	9,35
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	4960,1	5023,6	4830,2	2116,9	2201,6	2289,7	2381,3	2476,5	2575,6	2678,6	2785,8	2897,2	3013,1

Срок выполнения данной инициативы 2-3 года и может быть реализована в период с 2021 по 2023 гг.

### 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 2020 год составят 6,8 млн. рублей, что соответствует 54% 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. Приток воздуха в таких котлах в подавляющем большинстве случаев регулируется ручной заслонкой, выставляемой «на глаз» кочегара. КПД таких котлов в значительной степени колеблется в зависимости от циклов подачи топлива. Условная циклическая зависимость КПД таких котлов представлена на рисунке 9.

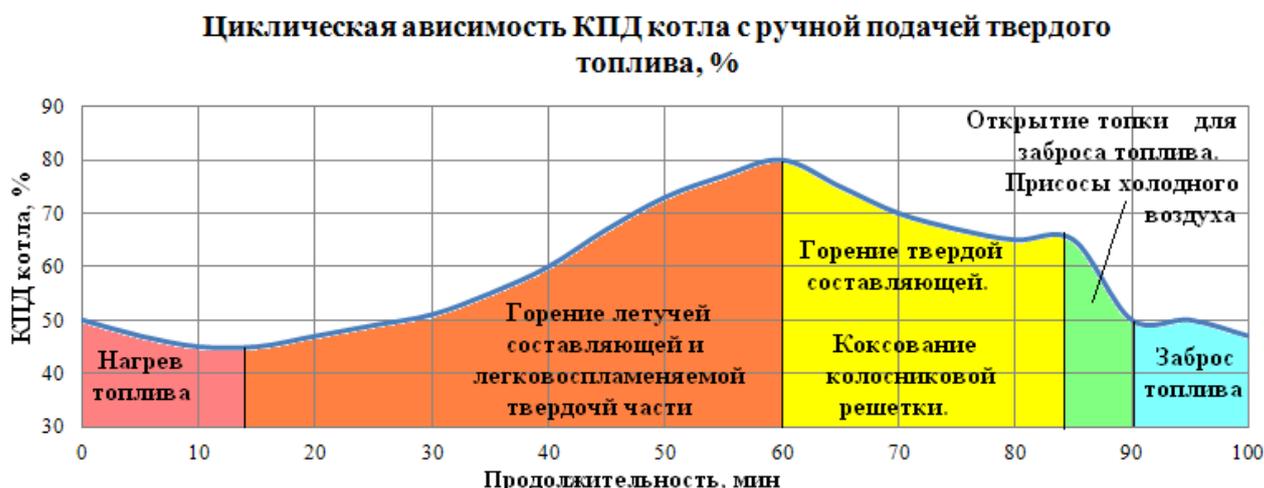


Рисунок 9. Циклическая зависимость КПД котла с ручной подачей топлива

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.

Средний КПД цикла закладки топлива в таких котлах может быть несколько повышен при наличии соответствующих навыков у кочегаров, однако в подавляющем большинстве случаев, у кочегаров нет экономического стимула к экономии топлива.

## Мероприятия, предлагаемые для угольной котельной

Настоящей актуализацией, учитывая необходимость проведения капитального ремонта здания, в котором располагается основное оборудование, а также, удаленное расположение котельной от потребителей, в рамках сценария развития 1 и 2 схемой теплоснабжения предлагается рассмотреть следующие:

- Сценарий 1: Строительство новой блочно-модульной электрокотельной;
- Сценарий 2: Перевод потребителей на теплоснабжение от ИТП с электрическими котлами.

По сценарию 1 развития системы теплоснабжения микрорайона Дровяное предполагается выполнить строительство новой блочно-модульной электрокотельной в непосредственной близости к потребителям тепловой энергии. Суммарная установленная мощность нового источника составит 3,13 Гкал/ч. Срок реализации данного мероприятия – 2023-2025 гг.

Применение электрической энергии для подогрева теплоносителя на котельных может быть оправдано, если стоимость электроэнергии в пересчете на 1 Гкал меньше, чем существующая топливная составляющая в тарифе.

Состав оборудования нового источника на рассматриваемую перспективу представлен в таблице 66.

**Таблица 66 – Существующий и перспективный состав оборудования котельной в районе Дровяное**

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Паровые котлы						
1	ВКВ-300	2011	0,3 Гкал/ч	-	-	-
2	НИИСТУ-5М	2008	0,52 Гкал/ч	-	-	-
3	НИИСТУ-5М	2008	0,52 Гкал/ч	-	-	-
Водогрейные котлы						
4	КСВр	2008	0,69 Гкал/ч	КЭВ 1000/10	2025	0,86 Гкал/ч
5	КВр-0,8КБ	2017	0,52 Гкал/ч	КЭВ 1000/10	2025	0,86 Гкал/ч
6	КВс	2011	1,25 Гкал/ч	КЭВ 1600/10	2025	1,4 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			3,13			3,12
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			0,928			0,928

Расчет капитальных вложений в мероприятия по строительству новой электрокотельной в районе Дровяное приведен в таблице ниже.

**Таблица 67 – Расчет капитальных вложений на строительство новой блочно-модульной электростанции в микрорайоне Дровяное**

Мероприятие	Мощность, МВт	Стоимость 1 МВт, руб.	Затраты на ПИР, руб.	Затраты на СМР, руб.	Затраты на ПНР, руб.	Общая стоимость строительства, руб. (без НДС)
Строительство блочно-модульной электростанции	3,63	2 250 000	816 750	2 450 250	1 225 125	12 659 625

В состав электростанции входит:

- блок котлов;
- блок сетевых насосов;
- блок подпиточных насосов;
- блок автоматического регулирования давления, температуры теплоносителя;
- вводно-распределительный щит напряжением 0,4 кВ.

Основные характеристики блочно-модульной электростанции номинальной мощностью 1,0 МВт представлены в таблице 68.

**Таблица 68 – Основные характеристики блочно-модульной электростанции номинальной мощностью 1,0 МВт**

№ п/п	Параметры	Значения
1	Назначение	Обеспечение теплоснабжения или горячей водой как промышленных объектов, так и объектов жилой сферы
2	Производитель	Промышленная компания
3	Страна производитель	Россия
4	Номинальная теплопроизводительность	1,0 МВт
5	Коэффициент полезного действия	98,0 %
6	Тип устанавливаемых котлов	Водогрейные котлы
7	Количество устанавливаемых котлов	2 шт.
8	Рабочее давление теплоносителя	0,6 МПа
9	Максимальная температура воды на отопление	95,0 град.
10	Температура воды в систему ГВС	60,0 град.
11	Вес котельной	5,0 т
12	Гарантийный срок	12 (мес.)

Технико-экономические показатели работы новой блочно-модульной электростанции приведены в таблице 69.

**Таблица 69 – Техничко-экономические показатели работы новой блочно-модульной электростанции микрорайона Дровяное**

Наименование	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
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	1,16	1,16	1,16
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	4,207	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44
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	0,08	0,08	0,08
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	4,13	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36
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	0,00	0,00	0,00
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	4,13	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36
Структура топливного баланса	%													
Уголь	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Электричество	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии														
Уголь	кг.т/Гкал	462,8	447,4	447,4	447,4	447,4	447,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электричество	кг.т/Гкал	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0
Расход условного топлива	тыс. туг.	1,95	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Уголь	тыс. туг.	1,95	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электричество	тыс. туг.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии														
Уголь	кг.т/Гкал	471,8	456,0	456,0	456,0	456,0	456,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электричество	кг.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	146,74	146,74	146,74	146,74	146,74	146,74	146,74
Переводной коэффициент														
Уголь	тут/тнт	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78
Электричество	г.у.т/кВт*ч	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0
Расход натурального топлива														
Уголь	тыс. т	2,48	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электричество	млн. кВт*ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки														
Уголь	тыс. руб./т.	4,71	4,90	5,10	5,30	5,51	5,73	5,96	6,20	6,45	6,71	6,97	7,25	7,54
Электричество	руб./кВт*ч	1,82	1,82	1,89	1,97	2,05	2,13	2,21	2,30	2,39	2,49	2,59	2,69	2,80
Затраты на топливо	млн руб.	11,69	12,41	12,91	13,43	13,96	14,52	11,52	11,98	12,46	12,96	13,47	14,01	14,57
Уголь	млн руб.	11,69	12,41	12,91	13,43	13,96	14,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электричество	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,52	11,98	12,46	12,96	13,47	14,01	14,57
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2832,0	2847,4	2961,3	3079,8	3203,0	3331,1	2641,7	2747,4	2857,3	2971,6	3090,4	3214,0	3342,6

Топливо-энергетические показатели работы угольной котельной и новой электрокотельной приведены в таблице 70.

**Таблица 70 – Сравнение топливо-энергетических показателей работы угольной котельной и новой электрокотельной в районе Дровяное**

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Значение показателя	
			Угольная котельная	Электрокотельная
1	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	4,44	4,44
2	Собственные нужды в тепловой энергии	тыс. Гкал	0,08	0,08
	то же	%	1,9	1,9
3	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0	0
4	Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	4,36	4,36
5	Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии			
	Уголь	кгу.т/Гкал	447,4	
	Электроэнергия	кгу.т/Гкал		144,0
6	Расход условного топлива			
	Уголь	тыс. туг.	1,99	
	Электроэнергия	тыс. туг.		0,64
7	Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии			
	Уголь	кгу.т/Гкал	456,0	
	Электроэнергия	кгу.т/Гкал		146,8
8	Переводной коэффициент			
	Уголь	тут/тнт	0,77	
	Электроэнергия	г.у.т/кВт*ч		123,0
9	Расход натурального топлива			
	Уголь	тыс. т	2,53	
	Электроэнергия	млн. кВт*ч		5,2
10	Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки			
	Уголь	тыс. руб./т.	5,96	
	Электроэнергия	руб./кВт*ч		2,21
11	Затраты на топливо			
	Уголь	млн руб.	14,52	
	Электроэнергия	млн руб.		11,52
12	Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах			
	Уголь	руб./Гкал	3331,1	
	Электроэнергия	руб./Гкал		2641,70

Таким образом, топливная составляющая новой электрокотельной составит 2641,7 руб./Гкал (в ценах 2020 года с учетом индексации), что на 21% ниже уровня угольной котельной. Годовая экономия на затратах на топливо составит более 3 млн. рублей.

Также снижение затрат в тарифной составляющей будет возможно после оптимизации состава персонала нового источника.

## Сценарий 2: Перевод потребителей на теплоснабжение от ИТП с электрическими котлами

Сценарий 2 для угольной котельной МУП «МУК» основан на инвестиционной инициативе ПАО «МРСК Северо-Запада» «Перевод жилых зданий в мкр.Дровяное г.Мурманск на электроотопление» (возможное концессионное соглашения между Правительством Мурманской области и ПАО «МРСК Северо-запада»).

В соответствии с инициативой предлагается выполнить установку ИТП с электрическими котлами в зданиях жилых многоквартирных домов по ул. Смирнова, и впоследствии, вывести из эксплуатации угольную котельную и тепловые сети от нее. Установка ИТП позволит оптимизировать схему теплоснабжения микрорайона Дровяное, а также снизить затраты на топливо и ликвидировать потери тепла при транспортировке от котельной.

Реализация проекта предполагается в рамках концессионного соглашения в период 2021-2023 гг.

Расчет капитальных затрат тепловой части приведен в таблице 71. Стоимость проектных работ оценивается в 738 – 1033 тыс. рублей.

**Таблица 71 – Расчет капитальных затрат тепловой части**

Параметры ИТП			Жилые дома по ул. Смирнова (угольная котельная)	
№ п/п	Мощность ИТП, кВт	Стоимость 1 шт., руб. без НДС	Кол-во, шт.	Кап. затраты, руб. без НДС
1	400-600	4 916 667	3	14 750 000
<b>Итого по группе:</b>			<b>3</b>	<b>14 750 000</b>

Значение тепловой нагрузки потребителей, а также плановая мощность ИТП в жилых домах по ул. Смирнова приведены в таблице 72.

**Таблица 72 – Теплоснабжение от ИТП по ул. Смирнова**

Наименование	Единица измерения	ИТП в жилых домах по ул. Смирнова
Тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	0,928
Нагрузка на технологию и СН	Гкал/ч	0,019
то же в %	%	2,0%
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,000
то же в %	%	0,0%
Расчетная мощность	Гкал/ч	0,947
Резерв ("+" )/ Дефицит("-")	Гкал/ч	0,142
	%	15,0%
Плановая мощность ИТП	Гкал/ч	1,089

Основные затраты по переводу потребителей на теплоснабжение от ИТП представлены в таблице 73. Согласно данной таблице, ежегодный эффект для бюджета при реализации предлагаемых мероприятий составит 14,2 млн. руб.

Технико-экономические показатели работы угольной котельной по сценарию 2 приведены в таблице 74.

**Таблица 73 – Расчеты по переводу потребителей на теплоснабжение от ИТП**

№ п/п	Наименование улицы	Договорная тепловая нагрузка, Гкал\час	Предполагаемая установленная мощность ИТП, кВт	Капитальные затраты, тыс. руб. без НДС			Затраты на теплоснабжение текущие, тыс. руб.			Затраты на теплоснабжение планируемые, тыс. руб.		Ежегодный эффект для потребителя, тыс. руб.	Ежегодный эффект для бюджета, тыс. руб.	
				Всего	Тепловая часть	Электрич. часть	Всего	Оплачивается потребителем	Оплачивается бюджетом	Всего	Оплачивается потребителем			
От существующей угольной котельной														
1	ул. Смирнова, 16	0,3133	400	10863	4917	5946	7866	3083	4783	2892	2892	191	4783	
2	ул. Смирнова, 20	0,3073	400	10750	4917	5833	7740	3034	4706	2846	2846	188	4706	
3	ул. Смирнова, 22	0,3074	400	10751	4917	5834	7740	3034	4706	2846	2846	188	4706	
	<b>ИТОГО</b>	<b>0,9280</b>	<b>1200</b>	<b>32364</b>	<b>14750</b>	<b>17614</b>	<b>23346</b>	<b>9150</b>	<b>14196</b>	<b>8583</b>	<b>8583</b>	<b>567</b>	<b>14196</b>	
												6%	100%	
												<b>Окупаемость инвестиций, лет</b>		<b>0,44</b>

**Таблица 74 – Техничко-экономические показатели работы угольной котельной микрорайона Дровяное при реализации сценария 2**

Наименование	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Договорная тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,018	0,018	0,018	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	4,207	4,44	4,44	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,08	0,08	0,08	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	4,13	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36
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	0,00	0,00	0,00
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	4,13	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36
Структура топливного баланса	%													
Уголь	%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Электричество	%	0,0%	0,0%	0,0%	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														
Уголь	кг.т/Гкал	462,8	447,4	447,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электричество	кг.т/Гкал	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0
Расход условного топлива	тыс. туг.	1,95	1,99	1,99	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
Уголь	тыс. туг.	1,95	1,99	1,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электричество	тыс. туг.	0,0	0,0	0,0	0,6	0,6	0,6	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии														
Уголь	кг.т/Гкал	471,8	456,0	456,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электричество	кг.т/Гкал	0,000	0,000	0,000	144,51	144,51	144,51	144,51	144,51	144,51	144,51	144,51	144,51	144,51
Переводной коэффициент														
Уголь	туг/тнт	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78
Электричество	г.у.т/кВт*ч	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0
Расход натурального топлива														
Уголь	тыс. т	2,48	2,53	2,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электричество	млн. кВт*ч	0,00	0,00	0,00	5,12	5,12	5,12	5,12	5,12	5,12	5,12	5,12	5,12	5,12
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки														
Уголь	тыс. руб./т.	4,92	4,92	5,11	5,32	5,53	5,75	5,98	6,22	6,47	6,73	7,00	7,28	4,92
Электричество	руб./кВт*ч	1,67	1,67	1,74	1,80	1,88	1,95	2,03	2,11	2,20	2,28	2,38	2,47	1,67
Затраты на топливо	млн руб.	12,20	12,46	12,96	9,25	9,62	10,00	10,40	10,82	11,25	11,70	12,17	12,65	12,20
Уголь	млн руб.	12,20	12,46	12,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	12,20
Электричество	млн руб.	0,0	0,0	0,0	9,2	9,6	10,0	10,40	10,82	11,25	11,70	12,17	12,65	0,0
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2955,3	2857,1	2971,4	2120,7	2205,5	2293,7	2385,5	2480,9	2580,1	2683,3	2790,7	2902,3	2955,3

### 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 10.



Рисунок 10. 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 предполагается использование древесной щепы на котельной, начиная с 2023 г. Требуемые инвестиции в модернизацию системы теплоснабжения микрорайона Абрам-Мыс (согласно расчетам разработчика ТЭО – ООО «Невтехэнерго» г. Санкт-Петербург) представлены в таблице 75.

Схемой теплоснабжения предлагается замена трех существующих паровых котлов ДКВР на три водогрейных котла типа КВм-2,5щг (производства ООО «Балткотломаш» г. Санкт-Петербург) единичной тепловой мощностью 2,5 МВт (2,15 Гкал/ч). Данные котлы эксплуатируются на твердых видах топлива (кора, опилки) и имеют высокое значение КПД – не менее 80%.

Состав оборудования котельной «Абрам-Мыс» на рассматриваемую перспективу представлен в таблице 76. Техничко-экономические показатели работы котельной при реализации сценария 1 представлены в таблице 77.

**Таблица 75 – Требуемые инвестиции в модернизацию системы теплоснабжения микрорайона Абрам-Мыс**

<b>Статьи затрат</b>	<b>Затраты, тыс. руб.</b>
Разработка проектной документации (включая изыскания и согласования)	8 500
Государственная экспертиза	2 500
Электрогенерирующее оборудование	-
Котельные агрегаты	54 345
Система химводоподготовки	1 672
Сетевое тепломеханическое оборудование (насосы, теплообменники и проч.)	7 827
Здание котельной	17 246
Склад топлива	7 562
Дымовая труба с фундаментом	2 123
Благоустройство и система приема топлива	4 909
Система диспетчеризации котельной	1 194
Пусконаладочные работы	2 123
<b>Всего</b>	<b>110 000</b>

**Таблица 76 – Состав оборудования котельной «Абрам-Мыс»**

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Паровые котлы						
1	ДКВР 10/13	1981	10 т/ч	-	-	-
2	ДКВР 25/13р	1980	25 т/ч	-	-	-
3	ДКВР10/13	1980	10 т/ч	-	-	-
Водогрейные котлы						
				КВМ-2,5щг	2023	2,15 Гкал/ч
				КВМ-2,5щг	2023	2,15 Гкал/ч
				КВМ-2,5щг	2023	2,15 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			24,2			6,45
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			3,31			3,31

**Таблица 77 – Технико-экономические показатели работы котельной «Абрам-Мыс» по Сценарию 1**

Наименование	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,41	0,51	0,45	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,56	0,52	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	14,05	15,427	14,691	14,69	14,69	14,69	14,69	14,69	14,69	14,69	14,69	14,69	14,69
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,34	1,79	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	12,713	13,6	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,82	1,84	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	10,88	11,78	11,32	11,32	11,32	11,32	11,32	11,32	11,32	11,32	11,32	11,32	11,32
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%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	50,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Древесная щепа	%	0,0%	0,0%	0,0%	50,0%	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	199,0	195,4	197,1	197,1	197,1	197,1	197,1	197,1	197,1	197,1	197,1	197,1	197,1
Древесная щепа	кг.т/Гкал	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6
Расход условного топлива	тыс. т.т.	2,8	3,0	2,9	2,8	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Мазут	тыс. т.т.	2,80	3,01	2,895	1,448	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Древесная щепа	тыс. т.т.	0,0	0,0	0,0	1,31	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии														
Мазут	кг.т/Гкал	219,6	221,1	219,8	219,8	219,8	219,8	219,8	219,8	219,8	219,8	219,8	219,8	219,8
Древесная щепа	кг.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	199,2	199,2	199,2	199,2	199,2	199,2	199,2	199,2	199,2	199,2
Переводной коэффициент														
Мазут	т.т./т.т.	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36
Древесная щепа	т.т./т.т.	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Расход натурального топлива														
Мазут	тыс. т	2,06	2,2	2,1	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Древесная щепа	тыс. т	0,0	0,0	0,0	4,5	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки														
Мазут	тыс. руб./т.	16,7	17,3	18,0	18,7	19,5	20,3	21,1	21,9	22,8	23,7	24,7	25,7	26,7
Древесная щепа	тыс. руб./т.	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6	1,7	1,8	1,9	1,9	2,0	2,1	2,2
Затраты на топливо	млн руб.	34,3	38,5	38,4	26,9	14,3	14,9	15,5	16,1	16,7	17,4	18,1	18,8	19,6
Мазут	млн руб.	34,3	38,5	38,4	20,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Древесная щепа	млн руб.	0,0	0,0	0,0	6,9	14,3	14,9	15,5	16,1	16,7	17,4	18,1	18,8	19,6
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2697,1	2821,3	2916,4	2038,9	1086,5	1130,0	1175,1	1222,2	1271,0	1321,9	1374,8	1429,7	1486,9

## Сценарий 2

За основу сценария 2 принят сценарий, предложенный комплексной инвестиционной программой (КИП), в рамках которой настоящей актуализацией предлагается рассмотреть 2 варианта (а и б):

1. Сценарий 2а: строительство электростанции «Абрам-Мыс»;
2. Сценарий 2б: инициатива ПАО «МРСК Северо-Запада» на реконструкцию системы теплоснабжения микрорайона Абрам-Мыс.

1. В рамках сценария 2а предполагается осуществить строительство электростанции в микрорайоне Абрам-Мыс с технологическим присоединением на уровне напряжения ВН.

Для этого необходимо создание следующей электросетевой инфраструктуры:

- продлить ВЛ-150 кВ Л-219 до ПС 150/35/10 кВ №100 ориентировочной протяженностью 30 км.
- выполнить реконструкцию ПС 100 с расширением на одну ячейку 150 кВ для подключения Л-219.
- построить новый центр питания 150/20 кВ с установленной мощностью 2х16 МВА.
- новую ПС 150 кВ подключить в разрезку продленной Л-219.
- построить две ВЛ-20 кВ от нового центра питания до микрорайона Абрам-мыс ориентировочной протяженностью 2х3 км.

Стоимость указанных мероприятий составит 610,81 млн руб. без НДС. Предполагается финансирование создания электросетевой инфраструктуры полностью за счет бюджетных средств.

Реализация проекта предполагается в период с 2023 по 2025 года полностью за счет бюджетных инвестиций.

Состав оборудования котельной «Абрам-Мыс» на рассматриваемую перспективу представлен в таблице 79. Техничко-экономические показатели работы котельной при реализации сценария 2 представлены в таблице 80.

**Таблица 78 – Требуемые инвестиции в строительство электростанции «Абрам-Мыс», тыс. руб.**

Наименование	2023	2024
Создание электросетевой инфраструктуры	610810	0
Котельное отделение	6000	2000
Вспомогательное оборудование, топливоподача, ЗШУ	10000	2000
Бак запаса воды	0	0
Приборы учета тепла	0	0
ВПУ	1000	0
Электрошитовая с сопутствующей инфраструктурой	3000	1000
Подготовка площадки под строительство	0	0
СМР котельной с дымовой трубой	5000	1000
Транспортировка оборудования и материалов	0	0
ПИР и экспертиза проекта	1000	0
Шефмонтаж и пуско-наладочные работы	2000	0
Первичное заполнение резервуаров и систем	2000	0
Непредвиденные затраты 3%	6000	1000
<b>Всего</b>	<b>646810</b>	<b>9000</b>

**Таблица 79 – Состав оборудования котельной «Абрам-Мыс» по Сценарию 2**

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Паровые котлы						
1	КЭВ 2500/6	1981	10 т/ч	-	-	-
2	КЭВ 2500/6	1980	25 т/ч	-	-	-
3	КЭВ 2500/6	1980	10 т/ч	-	-	-
Водогрейные котлы						
1				КЭВ 2500/10	2025	2,2 Гкал/ч
2				КЭВ 2500/10	2025	2,2 Гкал/ч
3				КЭВ 2500/10	2025	2,2 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			24,2			6,6
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			3,31			3,31

**Таблица 80 – Технико-экономические показатели работы котельной «Абрам-Мыс» по Сценарию 2а**

Наименование	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,56	0,52	0,54	0,54	0,54	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	14,05	15,427	14,69	14,69	14,69	11,80	11,80	11,80	11,80	11,80	11,80	11,80	11,80
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,34	1,795	1,52	1,52	1,52	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	12,71	13,632	13,171	13,171	13,171	11,675	11,675	11,675	11,675	11,675	11,675	11,675	11,675
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,82	1,844	1,83	1,83	1,83	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	10,88	11,776	11,32	11,32	11,32	11,32	11,32	11,32	11,32	11,32	11,32	11,32	11,32
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%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Электроэнергия	%	0,0%	0,0%	0,0%	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														
Мазут	кг.т/Гкал	199,0	195,4	197,1	197,1	197,1	197,1	197,1	197,1	197,1	197,1	197,1	197,1	197,1
Электроэнергия	кг.т/Гкал	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0
Расход условного топлива	тыс. туг.	2,8	3,0	2,9	2,9	2,9	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Мазут	тыс. туг.	2,80	3,01	2,90	2,90	2,90	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	тыс. туг.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии														
Мазут	кг.т/Гкал	219,9	221,1	219,8	219,8	219,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	кг.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	145,6	145,6	145,6	145,6	145,6	145,6	145,6	145,6
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	1,36	1,36	1,36
Электроэнергия	г.у.т/кВт*ч	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0
Расход натурального топлива														
Мазут	тыс. т	2,06	2,2	2,1	2,1	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	млн. кВт*ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки														
Мазут	тыс. руб./т.	16,7	17,3	18,0	18,7	19,5	20,3	21,1	21,9	22,8	23,7	24,7	25,7	26,7
Электроэнергия	руб./кВт*ч	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6	1,7	1,8	1,9	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3
Затраты на топливо	млн руб.	34,3	38,5	38,4	39,9	41,5	23,6	24,6	25,6	26,6	27,7	28,8	29,9	31,1
Мазут	млн руб.	34,3	38,5	38,4	39,9	41,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	23,6	24,6	25,6	26,6	27,7	28,8	29,9	31,1
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2697,1	2821,3	2916,4	3033,0	3154,4	2024,8	2105,8	2190,0	2277,6	2368,8	2463,5	2562,0	2664,5

2. Сценарий 2б предполагается к реализации в рамках инициативы ПАО «МРСК Северо-Запада» на реконструкцию системы теплоснабжения микрорайона Абрам-Мыс (возможного концессионного соглашения между Правительством Мурманской области и ПАО «МРСК Северо-запада»).

В соответствии с инициативой предлагается выполнить строительство новой электростанции №1 в существующем здании бойлерной по ул.Охотничий, 3а для группы потребителей нежилрой сферы, а также провести установку ИТП с оборудованием электронагрева, насосным и др. оборудованием для подготовки, распределения и подачи теплоносителя в системе отопления жилых зданий потребителей. Для осуществления данных мероприятий необходимо создание электрических распределительных сетей 10\0,4 кВ, в том числе и трансформаторных подстанций.

Реализация данной инициативы может быть выполнена в период с 2022 по 2023 гг. и предполагает вывод из эксплуатации ныне действующей мазутной котельной «Абрам-Мыс».

Перечень потребителей, для которых предусматривается установка ИТП, представлен в таблице 81.

**Таблица 81 – Перечень потребителей, для которых предусматривается установка ИТП**

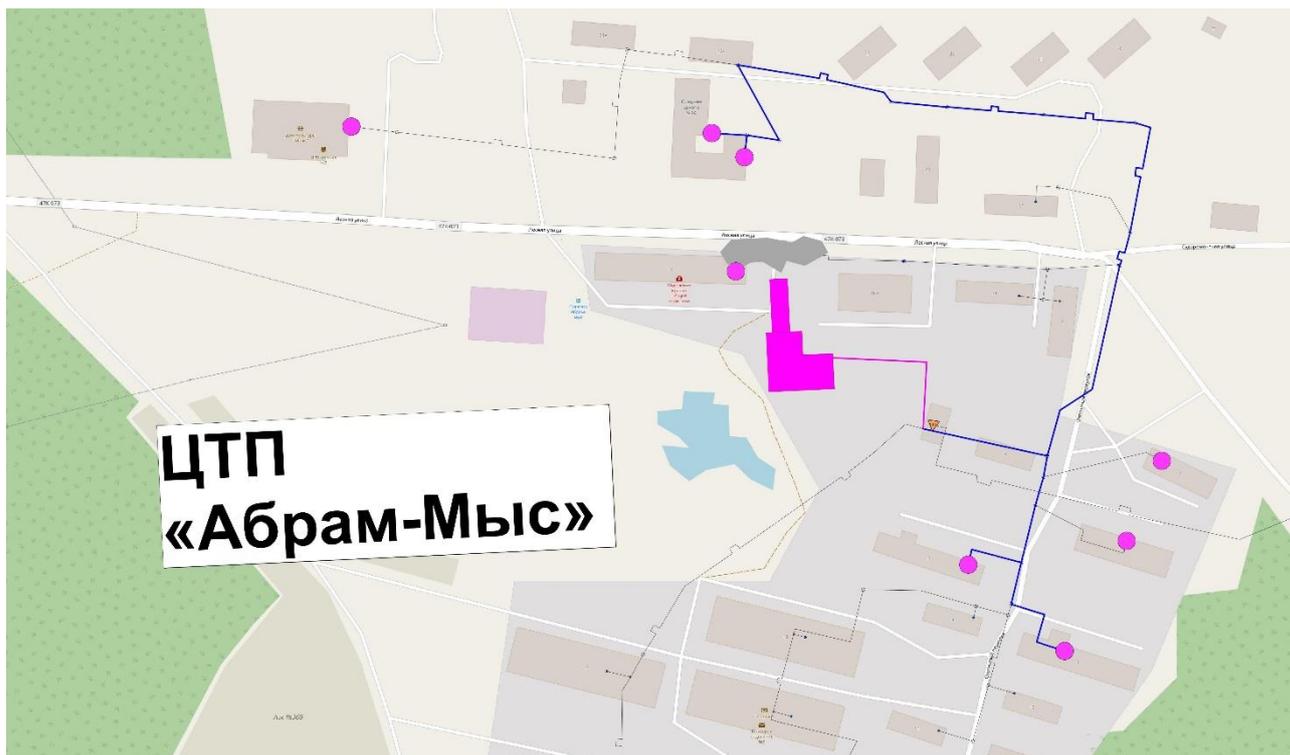
№ п/п	Адрес потребителя	Тип здания	Собственность	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч
<b>ИТП для жилых зданий:</b>				
1	Охотничий, 2	жилое	частн.	0,0580
2	Охотничий, 4	жилое	частн.	0,4104
3	Охотничий, 11	жилое	частн.	0,0510
4	Охотничий, 12	жилое	частн.	0,4800
5	Лесная, 8	жилое	частн.	0,0860
6	Лесная, 10	жилое	частн.	0,0710
7	Лесная, 17	жилое	частн.	0,3376
8	Охотничий, 13	жилое	частн.	0,3436
9	Охотничий, 15	жилое	частн.	0,3516
10	Охотничий, 17	жилое	частн.	0,3376
11	Охотничий, 19	жилое	частн.	0,3346
12	Охотничий, 21	жилое	частн.	0,4152
13	Охотничий, 23	жилое	частн.	0,4162
14	Охотничий, 25	жилое	частн.	0,4172
15	Лесная, 12	жилое	частн.	0,2758

Для группы бюджетных потребителей предусматривается строительство блок-модульной автоматической электростанции с оборудованием электронагрева – центрального теплового пункта (ЦТП). Перечень потребителей, планируемых к подключению от ЦТП №1, представлены в таблице 82.

**Таблица 82 – Перечень потребителей, планируемых к подключению от ЦТП №1**

№ п/п	Адрес потребителя	Тип здания	Собственность	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч
<b>ЦТП №1 (1,1 МВт / 0,946 Гкал/ч):</b>				
1	Охотничий, 5	нежилое	бюдж.	0,0960
2	Охотничий, 6	нежилое	бюдж.	0,0940
3	Лесная, 29	нежилое	бюдж.	0,1710
4	Лесная, 39	нежилое	бюдж.	0,1330

Расположение ЦТП №1 представлено на рисунке 11. Суммарная плановая мощность теплогенерации составит 1,1 МВт (0,86 Гкал/ч).



**Рисунок 11 – Расположение ЦТП №1**

Обеспечение теплоснабжения нежилых зданий от ЦТП №1 возможно с применением части существующих тепловых сетей, суммарная протяженность которых составит 658,7 м в двухтрубном исчислении. Структура тепловых сетей представлена в таблице 83.

**Таблица 83 – Структура тепловых сетей от ЦТП №1**

Диаметр, м	Протяженность в двухтрубном исчислении, м
0,076	35,35
0,089	96,15
0,108	70,5
0,133	24,35
0,159	59,05
0,219	255,6
<b>Итого</b>	<b>658,7</b>

Значения тепловой нагрузки потребителей, а также плановая мощность ЦТП №1 по ул. Охотничий За приведены в таблице 84.

**Таблица 84 – Теплоснабжение от ЦТП №1**

Наименование	Единица измерения	Значение показателя
Тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	0,494
Нагрузка на технологию и СН	Гкал/ч	0,044
то же в %	%	9,0%
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,231
то же в %	%	30,0%
Расчетная мощность	Гкал/ч	0,769
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/ч	0,115
	%	15,0%
Плановая мощность ЦТП	Гкал/ч	0,885

Перечень мероприятий по модернизации системы теплоснабжения микрорайона «Абрам-Мыс» согласно сценарию 2б, а также расходы на их реализацию представлены в таблице 85.

**Таблица 85 – Перечень мероприятий по модернизации системы теплоснабжения микрорайона Абрам-Мыс по сценарию 2б**

№ п/п	Наименование мероприятий	Обоснование необходимости (цель реализации)	Значение показателя мощности, МВт	Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (без НДС)		
				2020	2021	Всего
<b>Группа 1. Строительство, реконструкция или модернизация объектов в целях подключения потребителей</b>						
1	Установка ИТП (индивидуальных тепловых пунктов) для зданий потребителей.	Оптимизация схемы теплоснабжения поселения, в т.ч. схемы транспортировки тепловой энергии к зданиям потребителей, с целью снижения затрат и потерь при транспортировке.	5,9	6 684,56	60 160,77	66 845,33
2	Создание электрических распределительных сетей 10\0,4 кВ.	Обеспечение работы объектов децентрализованной системы теплоснабжения. Создание условий для дифференцированной тарификации электроснабжения.	20,5	8 850,09	79 650,91	88 501,00
<b>Всего по группе 1:</b>				<b>15 534,65</b>	<b>139 811,68</b>	<b>155 346,33</b>
<b>Группа 2. Строительство новых объектов системы теплоснабжения, не связанных с подключением новых потребителей, в том числе строительство новых тепловых сетей</b>						
1	Строительство новой электростанции №1 в существующем здании бойлерной по ул.Охотничий, За.	Оптимизация схемы теплоснабжения поселения, в т.ч. схемы транспортировки тепловой энергии к зданиям потребителей, с целью снижения затрат и потерь при транспортировке.	1,1	1 245,87	11 212,90	12 458,77
2	Мероприятия по	Обеспечение работы	1,1	1 649,48	14 845,42	16 494,90

№ п/п	Наименование мероприятий	Обоснование необходимости (цель реализации)	Значение показателя мощности, МВт	Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (без НДС)		
				2020	2021	Всего
	выдаче эл. мощности, для электростанции №1.	электростанции №1, в части электроснабжения.				
<b>Всего по группе 2:</b>				<b>2 895,35</b>	<b>26 058,32</b>	<b>28 953,67</b>
<b>Итого:</b>				<b>18 430,00</b>	<b>165 870,00</b>	<b>184 300,00</b>

Как видно из таблицы выше, стоимость указанных мероприятий составит 184,3 млн. руб. без НДС. Реализация проекта предполагается за счет средств концессионера ПАО «МРСК Северо-запада».

Все вышеуказанные мероприятия необходимы для решения приоритетных проблем по обеспечению повышения энергетической эффективности, надежности, качества и безопасности теплоснабжения потребителей на территории микрорайона Абрам-Мыс г. Мурманска.

Технико-экономические показатели работы котельной «Абрам-Мыс» при реализации сценария 2б показаны в таблице 86.

**Таблица 86 – Технико-экономические показатели работы котельной «Абрам-Мыс» при реализации сценария 2б**

Наименование	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Договорная тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	4,88	4,88	4,88	4,88	4,88	4,88	4,88	4,88	4,88	4,88	4,88	4,88	4,88
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,40	0,40	0,40	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,56	0,52	0,54	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	14,05	15,427	14,68	11,68	11,68	11,68	11,68	11,68	11,68	11,68	11,68	11,68	11,68
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,34	1,795	1,520	0,076	0,076	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	12,71	13,620	13,16	11,60	11,60	11,60	11,60	11,60	11,60	11,60	11,60	11,60	11,60
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,82	1,844	1,83	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	10,88	11,776	11,32	11,32	11,32	11,32	11,32	11,32	11,32	11,32	11,32	11,32	11,32
Структура топливного баланса	%													
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Электроэнергия	%	0,0%	0,0%	0,0%	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.л/Гкал	198,82	198,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	кг.л/Гкал	0,00	0,00	171,76	171,76	171,76	171,76	171,76	171,76	171,76	171,76	171,76	171,76	171,76
Расход условного топлива	тыс. туг.	2,99	2,99	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10
Мазут	тыс. туг.	2,99	2,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	тыс. туг.	0,00	0,00	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии														
Мазут	кг.л/Гкал	219,9	221,1	219,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	кг.л/Гкал	0,0	0,0	0,0	172,9	172,9	172,9	172,9	172,9	172,9	172,9	172,9	172,9	172,9
Переводной коэффициент														
Мазут	тул/тнт	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36
Электроэнергия	г.ул/кВт*ч	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0
Расход натурального топлива														
Мазут	тыс. т	2,06	2,2	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	млн. кВт*ч	0,0	0,0	0,0	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки														
Мазут	тыс. руб./т.	16,7	17,3	18,0	18,7	19,5	20,3	21,1	21,9	22,8	23,7	24,7	25,7	26,7
Электроэнергия	руб./кВт*ч	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6	1,7	1,8	1,9	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3
Затраты на топливо	млн руб.	34,3	38,4	38,4	25,8	26,8	27,9	29,0	30,2	31,4	32,6	33,9	35,3	36,7
Мазут	млн руб.	34,3	38,4	38,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Электроэнергия	млн руб.	0,0	0,0	0,0	25,79	26,8	27,9	29,0	30,2	31,4	32,6	33,9	35,3	36,7
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2697,1	2821,3	2916,4	2223,1	2312,0	2404,5	2500,7	2600,7	2704,8	2813,0	2925,5	3042,5	3164,2

Альтернативой для сценариев 1 и 2 может являться реализация мероприятий АО «МЭС» на источнике, предусматривающая техническое перевооружение мазутной котельной микрорайона Абрам-Мыс и переоборудование существующей ЦТП в ПНС (подкачивающую насосную станцию).

Срок проведения данного мероприятия – 2021-2023 гг., ориентировочные затраты составят порядка 45,0 млн.руб. Состав оборудования, подлежащий техническому перевооружению на котельной и ЦТП, в настоящее время уточняется.

### **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. Перевод котельной на уголь не рассматривается как технологически нереализуемый. Схемой теплоснабжения предусматривается сохранение существующего оборудования котельной, с проведением капитального ремонта основного и вспомогательного оборудования. Сведения по мероприятиям на источнике и капитальные затраты на них представлены в таблице 87.

**Таблица 87 – Состав мероприятий и капитальные затраты на них при реализации сценариев 1 и 2**

Наименование	Затраты, млн. рублей			
	2020	2021	2022	2023
<b>Капитальный ремонт парового котла ЧКД "ДУКЛА" №1, в т.ч.</b>		<b>156,640</b>		
Экономайзер с заменой коллекторов. Изготовление, демонтаж, монтаж, гидравлические испытания.		21,740		
Пароперегреватель с заменой коллекторов. Изготовление, демонтаж, монтаж, гидравлические испытания.		4,920		
Экраны ДМС, изготовление. Передний, задний, промежуточный, боковые экраны. (60*4)		22,900		
Конвективная часть, с заменой коллекторов. 51*3,5		23,850		
Опускные и переводящие трубы изготовление ДМС		5,790		
Футеровка котла ДМС.		17,580		
Капитальный ремонт валковой решетки с изготовлением колосников 4500шт, ремонтом редукторов К-т 6		31,600		
Капитальный ремонт загрузочной воронки с рубашкой охлаждения		4,140		
ДМС изготовление обшивки котла с заменой наружной теплоизоляции и кирпичной кладки		8,920		
Ремонт барабана котла		0,990		

Наименование	Затраты, млн. рублей			
	2020	2021	2022	2023
Замена газохода от котла до наружной стены с изоляцией		1,960		
ДМС изготовление экономайзерных воронок и провала шнека		1,820		
Капитальный ремонт 2-х винтового шнека с изготовлением шнеков и ремонтом редукторов		5,020		
Капитальный ремонт скребкового транспортера с изготовлением и заменой цепей, лотков и обшивки		5,410		
<b>Капитальный ремонт парового котла ЧКД "ДУКЛА" №2, в т.ч.</b>			<b>166,38</b>	
Экономайзер с заменой коллкторов. Изготовление, демонтаж, монтаж, гидравлические испытания.			21,74	
Пароперегреватель с заменой коллекторов. Изготовление, демонтаж, монтаж, гидравлические испытания.			4,92	
Экраны ДМС, изготовление. Передний, задний, промежуточный, боковые экраны. (60*4)			22,9	
Конвективная часть, с заменой коллекторов. 51*3,5			23,85	
Опускные и переводящие трубы изготовление ДМС			5,79	
Футеровка котла ДМС.			17,58	
Капитальный ремонт валковой решетки с изготовлением колосников 4500шт, ремонтом редукторов К-т 6			31,6	
Капитальный ремонт загрузочной воронки с рубашкой охлаждения			4,14	
ДМС изготовление обшивки котла с заменой наружной теплоизоляции и кирпичной кладки			8,92	
Ремонт барабана котла			0,99	
Замена газохода от котла до наружной стены с изоляцией			1,96	
ДМС изготовление экономайзерных воронок			1,32	
Капитальный ремонт 2-х винтового шнека с изготовлением шнеков и ремонтом редукторов			4,02	
Капитальный ремонт скребкового транспортера с изготовлением и заменой цепей, лотков и обшивки			5,41	
Ремонт барабана котла			0,99	
Замена газохода от котла до наружной стены с изоляцией			1,96	
ДМС изготовление экономайзерных воронок			1,82	
Капитальный ремонт 2-х винтового шнека с изготовлением шнеков и ремонтом редукторов			5,02	
Ремонт (замена) воздухопроводов горячего воздуха Р=3,6т			1,45	
<b>Наружные сети водоснабжения, канализации, системы пожаротушения и теплоснабжения, в т.ч.:</b>		<b>53,515</b>		
Замена участка промышленной канализации L=160п/м Ø500		4,805		
Замена участка паропровода Ø273 заменой опор и теплоизоляции L=390п/м		18,23		
Замена участка конденсатопровода Ø133*6 L=390		4,45		
Прокладка участка паропровода Ø465*8 с монтажом опор и теплоизоляции L=390п/м		26,03		
<b>Газоходы и дымовая труба</b>		<b>19,08</b>		
Котел №1 изготовление и замена газохода: 1). от стены до эл. фильтра; 2).от эл фильтра до дымососной; 3).от дымососной до дымовой трубы. С заменой теплоизоляции.		8,94		
Котел №2 изготовление и замена газохода: 1). от стены до эл. фильтра; 2).от эл фильтра до дымососной; 3).от дымососной до дымовой трубы. С заменой теплоизоляции.		8,94		
Экспертиза безопасности дымовой трубы Н=90п/м		1,2		
<b>Дымососы котлов №1и №2</b>		<b>9,6</b>		
Изготовление и поставка роторов дымососа Д20*2 с корпусами подшипников к-т.2		5,7		
Монтаж роторов дымососов №1 и №2		2,2		
Ремонт роторов дымососов №1и №2		1,7		
<b>Частичная замена насосного и различного теплофикационного оборудования котельной</b>		<b>10,802</b>		
Приобретение и замена: сетевых насосов КМ80 2 шт.; подпиточный насос КС12/50 1 шт.; конденсатный насос К-45/30 1 шт.; питательный насос ЦНСГ 60-230 2 шт.		1,082		

Наименование	Затраты, млн. рублей			
	2020	2021	2022	2023
Приобретение и замена подогревателей сетевой воды ПП-2-17-7-2 2 шт.; подогревателя химочищенной воды 2 шт.		3,68		
Приобретение и замена комплекта аматуры на котельное оборудование		1,12		
Приобретение и замена подогревателей первичного воздуха на котельные агрегаты №1 и №2		4,92		
<b>Устройство перемычки газоходов между котлами</b>		<b>6,82</b>		
Устройство перемычки газоходов между котлами, проект, монтаж.		6,82		
<b>Резерв средств на непредвиденные расходы и затраты</b>		<b>8,93</b>		
<b>Всего по мероприятиям</b>	<b>0,0</b>	<b>265,384</b>	<b>166,380</b>	<b>0,0</b>

Состав оборудования и технико-экономические показатели работы котельной и затраты, представлены в таблицах 88 - 89.

**Таблица 88 – 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

**Таблица 89 – Техничко-экономические показатели работы котельной АО «Завод ТО ТБО»**

Наименование	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
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	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	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	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	0,05	0,05	0,05
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	77,64	111,23	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	29,78	29,78	34,80	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	58,07	81,45	115,20	115,20	115,20	115,20	115,20	115,20	115,20	115,20	115,20	115,20	115,20
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,45	0,45	0,43	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	58,52	81,00	114,77	114,77	114,77	114,77	114,77	114,77	114,77	114,77	114,77	114,77	114,77
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%	100,0%
Мазут	%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
Твердое топливо (ТБО)	%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии														
Мазут	кг.т/Гкал	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8	184,8
Твердое топливо (ТБО)	кг.т/Гкал	125,0	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2
Расход условного топлива	тыс. т.т.	10,3	14,8	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9
Мазут	тыс. т.т.	0,359	0,514	0,693	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69
Твердое топливо (ТБО)	тыс. т.т.	9,96	14,27	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии														
Мазут	кг.т/Гкал	247,1	252,4	240,7	240,7	240,7	240,7	240,7	240,7	240,7	240,7	240,7	240,7	240,7
Твердое топливо (ТБО)	кг.т/Гкал	175,9	179,6	171,3	171,3	171,3	171,3	171,3	171,3	171,3	171,3	171,3	171,3	171,3
Переводной коэффициент														
Мазут	т.т./т.т.	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35
Твердое топливо (ТБО)	т.т./т.т.	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Расход натурального топлива														
Мазут	тыс. т	0,27	0,38	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
Твердое топливо (ТБО)	тыс. т	49,78	71,33	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки														
Мазут	тыс. руб./т.	20,15	20,95	21,79	22,66	23,57	24,51	25,49	26,51	27,57	28,68	29,82	31,02	32,26
Твердое топливо (ТБО)	тыс. руб./т.	0,10	0,11	0,11	0,12	0,12	0,13	0,13	0,14	0,14	0,15	0,15	0,16	0,17
Затраты на топливо	млн руб.	10,5	15,7	22,0	22,9	23,8	24,8	25,7	26,8	27,8	29,0	30,1	31,3	32,6
Мазут	млн руб.	5,4	8,0	11,2	11,6	12,1	12,6	13,1	13,6	14,2	14,7	15,3	15,9	16,6
Твердое топливо (ТБО)	млн руб.	5,2	7,7	10,8	11,3	11,7	12,2	12,7	13,2	13,7	14,2	14,8	15,4	16,0
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	181,4	192,7	191,0	198,7	206,6	214,9	223,5	232,4	241,7	251,4	261,4	271,9	282,8

## 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 основного оборудования источника:

- СМР по замене котла;
- СМР на автоматизацию деаэраторов;
- ПИР и СМР на замену мазутных подогревателей;
- ПИР и СМР на замену насосного оборудования.

Для котельной предусматривается сохранение мазутной зависимости. Перевод котельной на уголь не рассматривается в виду отсутствия свободной площадки.

Состав оборудования котельной, технико-экономические показатели работы котельной и капитальные затраты на мероприятия представлены в таблицах 90 — 92.

**Таблица 90 – 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	-		4,23

**Таблица 91 – Техничко-экономические показатели работы котельной АО «Мурманский морской торговый порт»**

Наименование	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23
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	0,35	0,35	0,35
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	17,86	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,23	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	16,63	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	2,21	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	14,42	16,50	16,50	16,50	16,50	16,50	16,50	16,50	16,50	16,50	16,50	16,50	16,50
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%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	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	167,4	167,4	167,4
Расход условного топлива	тыс. т.т.	3,0	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Мазут	тыс. т.т.	2,99	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии														
Мазут	кг.т/Гкал	179,8	179,8	179,8	179,8	179,8	179,8	179,8	179,8	179,8	179,8	179,8	179,8	179,8
Переводной коэффициент														
Мазут	т.т./т.т.	1,37	1,37	1,37	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	2,18	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки														
Мазут	тыс. руб./т.	20,8	21,7	22,5	23,4	24,4	25,4	26,4	27,4	28,5	29,7	30,8	32,1	33,4
Затраты на топливо	млн руб.	45,5	51,2	53,2	55,4	57,6	59,9	62,3	64,8	67,4	70,1	72,9	75,8	78,8
Мазут	млн руб.	45,5	51,2	53,2	55,4	57,6	59,9	62,3	64,8	67,4	70,1	72,9	75,8	78,8
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2734,7	2844,1	2957,8	3076,1	3199,2	3327,1	3460,2	3598,6	3742,6	3892,3	4048,0	4209,9	4378,3

**Таблица 92 – Капитальные затраты на мероприятия, без НДС**

Мероприятие	Сценарий 1 и 2	
	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.
СМР по замене котла	2021	33000
СМР на автоматизацию деаэраторов	2021	8500
ПИР и СМР на замену мазутных подогревателей	2021	5050
ПИР и СМР на замену насосного оборудования	2021	1100
<b>Всего</b>		<b>47650</b>

**Котельная 22 ЖКС №1 (филиала) ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ**

Котельная №22 обеспечивает теплоснабжение объектов Министерства обороны Российской Федерации и 2х муниципальных 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 93 - 95. Мероприятия по данному источнику не предусмотрены, так как отсутствуют данные по выполненным ремонтам и фактическому техническому состоянию оборудования.

**Таблица 93 – 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

**Таблица 94 – Капитальные затраты на мероприятия, без НДС**

Мероприятие	Сценарий 1 и 2	
	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.
Капитальный ремонт паровых котлов КВВА 6/15 и ДЕ-16/14 ГМ	2020-2021	5000,0
<b>Всего</b>		<b>5000,0</b>

**Таблица 95 – Техничко-экономические показатели работы котельной №22**

Наименование	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
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	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	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	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	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	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	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	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	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%	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%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии														
Мазут	кг.т/Гкал	228,7	228,7	228,7	228,7	228,7	228,7	228,7	228,7	228,7	228,7	228,7	228,7	228,7
Расход условного топлива	тыс. т.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
Мазут	тыс. т.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 топлива на ОТПУСК тепловой энергии														
Мазут	кг.т/Гкал	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0
Переводной коэффициент														
Мазут	т.т./т.т.	1,41	1,41	1,41	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	3,39	3,39	3,39
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки														
Мазут	тыс. руб./м3	16,6	17,3	18,0	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.	56,4	58,6	61,0	63,4	66,0	68,6	71,3	74,2	77,2	80,2	83,4	86,8	90,3
Мазут	млн руб.	56,4	58,6	61,0	63,4	66,0	68,6	71,3	74,2	77,2	80,2	83,4	86,8	90,3
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2935,6	3053,0	3175,2	3302,2	3434,3	3571,6	3714,5	3863,1	4017,6	4178,3	4345,4	4519,3	4700,0

### Котельная «Фестивальная»

Котельная «Фестивальная» введена в эксплуатацию 2019г. 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 96 - 97.

**Таблица 96 – 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

**Таблица 97 – Техничко-экономические показатели работы новой котельной для Сценария 1 и 2**

Наименование	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Нагрузка источника	Гкал/ч	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,08	0,10	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,38	0,36	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	10,894	11,437	11,8360	11,84	11,84	11,76	11,76	11,76	11,76	11,76	11,76	11,76	11,76
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,24	0,386	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	10,659	11,142	11,58	11,58	11,58	11,50	11,50	11,50	11,50	11,50	11,50	11,50	11,50
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,26	1,224	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	9,32	9,827	10,14	10,14	10,14	10,14	10,14	10,14	10,14	10,14	10,14	10,14	10,14
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%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	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	160,6	155,4	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1	160,1
Расход условного топлива	тыс. тунт.	1,75	1,78	1,90	1,90	1,90	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88
Мазут	тыс. тунт.	1,75	1,78	1,90	1,90	1,90	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии														
Мазут	кг.т/Гкал	164,1	159,48	163,7	163,7	163,7	163,8	163,8	163,8	163,8	163,8	163,8	163,8	163,8
Переводной коэффициент														
Мазут	тунт/тнт	1,36	1,36	1,36	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. м3	1,29	1,31	1,40	1,40	1,40	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки														
Мазут	тыс. руб./м3	16,54	17,20	17,89	18,60	19,34	20,12	20,92	21,76	22,63	23,54	24,48	25,46	26,47
Затраты на топливо	млн руб.	21,29	22,50	24,96	25,95	26,99	27,88	29,00	30,16	31,37	32,62	33,93	35,28	36,69
Мазут	млн руб.	21,29	22,50	24,96	25,95	26,99	27,88	29,00	30,16	31,37	32,62	33,93	35,28	36,69
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	1997,5	2019,0	2155,8	2242,1	2331,7	2425,4	2522,4	2623,3	2728,2	2837,4	2950,9	3068,9	3191,6

### **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.

Использование мазута в качестве топлива влечет за собой высокие требования к очистке уходящих газов. Тем не менее, выбросы от существующей котельной содержат большое количество оксидов серы, азота и ванадия. Данные вещества являются причиной образования кислотных дождей, которые наносят существенный вред человеку и объектам окружающей среды.

Дополнительно стоит отметить опасность эксплуатации старых мазутохранилищ, подверженных риску разлива топлива, что, в свою очередь, может стать причиной экологической катастрофы.

С другой стороны, использование мазута в качестве топлива влечет за собой высокую топливную составляющую в расчете тарифа на тепловую энергию.

В рамках актуализации схемы теплоснабжения были рассмотрены сценарии перехода от использования мазута на твердое топливо – уголь.

### **Мероприятия, предлагаемые для мазутной котельной ТЦ «Росляково-1» схемой теплоснабжения (сценарий, предложенный в КИП)**

Для снижения себестоимости тепловой энергии в данном районе к реализации предлагается сценарий, предложенный в КИП, согласно которому вместо существующей предлагается строительство новой котельной на угле.

Установленная мощность новой котельной с учетом существующей и перспективной тепловой нагрузки составит 36,2 Гкал/ч.

Затраты на капитальное строительство и сроки реализации для угольной котельной, приведены в таблице 98, технико-экономические показатели приведены в таблице 99.

**Таблица 98 – Затраты на строительство котельной ТЦ «Росляково – 1», тыс. руб.**

Мероприятие	Сценарий КИП	
	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб.
Котельное отделение	2024	74000
Вспомогательное оборудование, топливоподача, ЗШУ	2024	79000
Бак запаса воды	2024	1000
Приборы учета тепла	2024	1000
ВПУ	2024	5000
Закрытый расходный склад угля	2023	18000
Подготовка площадки под строительство	2023	6000
СМР котельной с дымовой трубой	2023	69000
Транспортировка оборудования и материалов	2023	2000
ПИР и экспертиза проекта	2023	10000
Шефмонтаж и пуско-наладочные работы	2024	5000
Первичное заполнение резервуаров и систем	2024	300
Непредвиденные затраты	2024	51000
<b>Всего</b>	-	<b>321001</b>

**Таблица 99 – Технико-экономические показатели работы системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково-1» (сценарий, предложенный в КИП)**

Наименование	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Нагрузка источника	Гкал/ч	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	1,44	2,03	1,54	1,54	1,54	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	2,64	3,11	3,02	3,02	3,02	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	85,10	88,48	84,12	84,12	84,12	84,90	84,90	84,90	84,90	84,90	84,90	84,90	84,90
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	4,72	6,67	4,92	4,92	4,92	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	80,38	81,81	79,20	79,20	79,20	79,93	79,93	79,93	79,93	79,93	79,93	79,93	79,93
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	8,70	10,22	9,64	9,64	9,64	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	71,68	71,59	69,57	69,57	69,57	69,57	69,57	69,57	69,57	69,57	69,57	69,57	69,57
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%	100,0%
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Уголь	%	0,0%	0,0%	0,0%	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														
Мазут	кг.т/Гкал	164,8	174,8	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Уголь	кг.т/Гкал	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5	190,5
Расход условного топлива	тыс. т.т.	14,0	15,5	15,0	15,0	15,0	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2
Мазут	тыс. т.т.	14,03	15,47	15,0	15,0	15,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	тыс. т.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии														
Мазут	кг.т/Гкал	191,5	189,0	189,98	190,0	190,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	кг.т/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6
Переводной коэффициент														
Мазут	т.т./т.т.	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36
Уголь	т.т./т.т.	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
Расход натурального топлива														
Мазут	тыс. м3	10,28	11,3	11,0	11,0	11,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки														
Мазут	тыс. руб./м3	16,7	17,4	18,1	18,8	19,5	20,3	21,1	22,0	22,9	23,8	24,7	25,7	26,8
Уголь	тыс. руб./т.	3,3	3,5	3,6	3,7	3,9	4,0	4,2	4,4	4,6	4,7	4,9	5,1	5,3
Затраты на топливо	млн руб.	171,7	196,9	199,2	207,2	215,5	85,0	88,4	92,0	95,7	99,5	103,5	107,6	111,9
Мазут	млн руб.	171,7	196,9	199,2	207,2	215,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Уголь	млн руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	85,0	88,4	92,0	95,7	99,5	103,5	107,6	111,9
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2136,5	2407,0	2515,7	2616,3	2721,0	1063,9	1106,4	1150,7	1196,7	1244,6	1294,4	1346,2	1400,0

**Мероприятия, предлагаемые для мазутной котельной ТЦ «Росляково-1»  
по инвестиционному проекту от ООО «ИКС»**

В период проведения актуализации схемы теплоснабжения на 2022 год в администрацию Мурманска от ООО «Интеллектуальные коммунальные системы» была направлена заявка на инвестиционную инициативу по проекту модернизации системы теплоснабжения на территории района Росляково города Мурманск, согласно которой вместо существующей мазутной котельной предлагается строительство новой угольной котельной (установленной мощностью 32,5 Гкал/ч), проведение реконструкции существующих и строительство новых тепловых сетей, создание материально-технической базы и вывод из эксплуатации котельной ТЦ «Росляково-1».

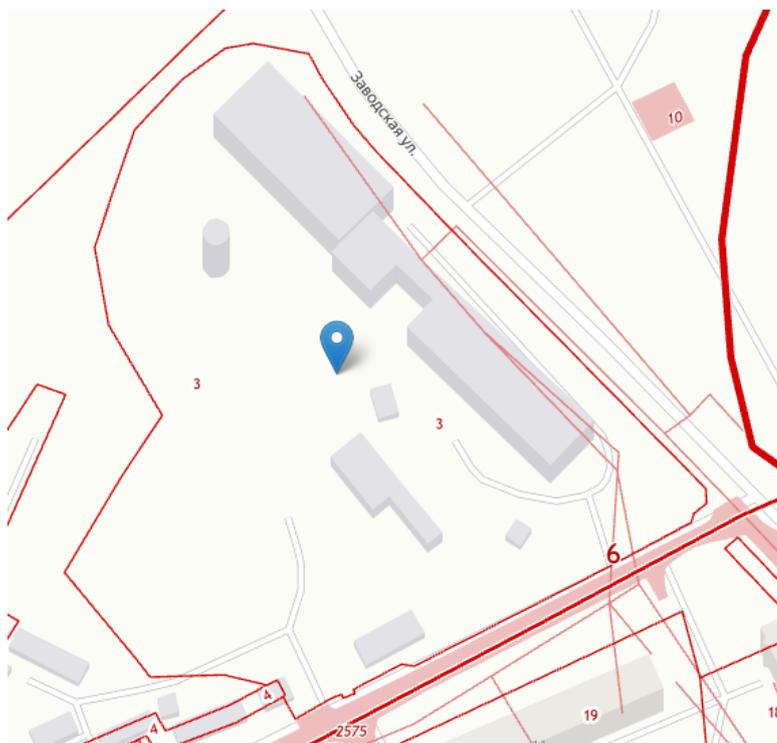
Состав оборудования нового источника на рассматриваемую перспективу представлен в таблице 100.

**Таблица 100 – Существующий и перспективный состав оборудования котельной ТЦ «Росляково-1»**

Существующее положение			Перспективное положение на расчетный срок		
Марка	Год ввода	Производительность, Гкал/ч	Марка	Год ввода	Производительность, Гкал/ч
ДЕ-25/14-ГМ	1987	14	КВ-ТС-7,56	2023	6,5
ДЕ-25/14-ГМ	2002	14	КВ-ТС-7,56	2023	6,5
ДКВР 10-13	1970	5,6	КВ-ТС-7,56	2023	6,5
ДКВР 10-13	1974	5,6	КВ-ТС-7,56	2023	6,5
ДКВР 10-13	2013	5,6	КВ-ТС-7,56	2023	6,5
ДКВР 10-13	1984	5,6			
Установленная мощность, Гкал/ч		50,4			32,5
Подключенная нагрузка, Гкал/ч		24,745			24,745

Расположение новой котельной ТЦ «Росляково-1» предлагается выполнять вблизи существующей для снижения объемов строительства новых тепловых сетей. В таком случае требуется прокладка 0,4 км новых сетей, из которых: 0,2 км - Ду400, 0,2 км - Ду200.

Участок, на котором планируется возведение новой котельной, представлен на рисунке 12.



**Рисунок 12 – Участок под размещение новой котельной ТЦ «Росляково-1», кадастровый номер 51:06:0010201:3**

Сводные данные по затратам на реализацию проекта представлены в таблице 101. Проект предлагается осуществлять за счет собственных средств концессионера (ООО «ИКС»).

**Таблица 101 – Инвестиционная программа для котельной ТЦ «Росляково-1» в ценах соответствующих лет с разбивкой по годам (с учетом НДС), тыс. руб.**

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование мероприятий</b>	<b>Всего в ценах базового года</b>	<b>Всего</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>
<b>1.</b>	<b>Строительство котельных</b>	506 646,70	578 005,98	0	0	32 234,65	301 716,34	244 054,99	0	0	0	0	0
	Росляково 1	506 646,70	578 005,98	0	0	32 234,65	301 716,34	244 054,99	0	0	0	0	0
<b>2.</b>	<b>Строительство сетей</b>	7 248,71	8 153,82	0	0	0	8 153,82	0	0	0	0	0	0
	Росляково 1	7 248,71	8 153,82	0	0	0	8 153,82	0	0	0	0	0	0
<b>3.</b>	<b>Реконструкция сетей</b>	341930,09	435032,59	0	0	12061,12	0	3603,99	130 407,32	106 138,08	104 152,40	78 669,69	0
<b>4.</b>	<b>Создание материально-техн. базы</b>	35 800,00	40 408,02	0	6 240,00	13 481,06	0	14 852,52	2 046,41	1 467,77	1 526,48	793,77	0
<b>5.</b>	<b>Вывод из эксплуатации котельных</b>	14 901,37	18 129,80	0	0	0	0	0	18 129,80	0	0	0	0
<b>6.</b>	<b>Вывод из эксплуатации сетей</b>	35902,66	45678,42	0	0	1266,42	0	378,42	13 692,77	11 144,50	10 936,00	8 260,32	0
<b>7.</b>	<b>ИТОГО</b>	<b>942 429,53</b>	<b>1 125 408,63</b>	<b>0</b>	<b>6 240,00</b>	<b>59 043,25</b>	<b>309 870,16</b>	<b>262 889,92</b>	<b>164 276,30</b>	<b>118 750,35</b>	<b>116 614,88</b>	<b>87 723,78</b>	<b>0</b>

Сравнительные характеристики объекта до и после реализации проекта ООО «ИКС» представлены в таблицах 102 – 104.

**Таблица 102 – Сравнение балансов мощности котельной ТЦ «Росляково-1»**

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Показатели до реализации	Показатели после реализации проекта ООО «ИКС»
1	Установленная мощность	Гкал/ч	50,40	32,50
2	Располагаемая мощность	Гкал/ч	47,59	32,50
3	Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	1,57	1,14
		%	5,25%	3,91%
4	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	46,02	31,36
5	Потери в ТС	Гкал/ч	3,57	3,32
		%	12,61%	11,83%
6	Расчетная (фактическая) нагрузка	Гкал/ч	24,75	24,75
7	Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/ч	28,32	28,07
8	Резерв/дефицит	Гкал/ч	17,70	3,29
		%	35,1%	10,1%
9	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на СН) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	37,70	24,86
10	Резерв/дефицит при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	12,60	0,01
		%	33,4%	0,04%

**Таблица 103 – Сравнение топливно-энергетических показателей работы мазутной котельной и новой угольной котельной ТЦ «Росляково-1» по проекту ООО «ИКС»**

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Значение показателя	
			Мазутная котельная	Новой угольной котельной
1	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	86,41	84,45
2	Собственные нужды в тепловой энергии	тыс. Гкал	4,54	3,30
		то же	%	5,25%
3	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	10,32	9,60
4	Полезный отпуск источника	тыс. Гкал	71,55	71,55
5	Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии			
		Мазут	кг.т/Гкал	180,05
	Уголь	кг.т/Гкал		178,58
6	Расход условного топлива			
		Мазут	тыс. т.т.	15,56
	Уголь	тыс. т.т.		15,08
7	Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии			
		Мазут	кг.т/Гкал	190,03
	Уголь	кг.т/Гкал		185,84
8	Переводной коэффициент			
		Мазут	т.т./т.т.	1,36

№	Наименование	Единица	Значение показателя	
	Уголь	тун/тнт		0,77
9	Расход натурального топлива			
	Мазут	тыс. куб.м	11,44	
	Уголь	тыс. т		19,59
10	Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки			
	Мазут	тыс. руб./куб. м.	16,067	
	Уголь	тыс. руб./т		3,2
11	Затраты на топливо			
	Мазут	млн руб.	183,81	
	Уголь	млн руб.		62,68
12	Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах			
	Мазут	руб./Гкал	2245,05	
	Уголь	руб./Гкал		772,34

Таким образом, топливная составляющая новой угольной котельной ТЦ «Росляково-1» составит 772,34 руб./Гкал (в ценах 2020 года), что на 65,6% ниже уровня мазутной котельной. Годовая экономия на затратах на топливо составит более 121 млн. рублей.

**Таблица 104 – Технико-экономические показатели работы системы теплоснабжения котельной ТЦ «Росляково-1» по сценарию проекта ООО «ИКС»**

Наименование	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Нагрузка источника	Гкал/ч	24,745	24,745	24,745	24,745	24,745	24,745	24,745	24,745	24,745	24,745	24,745	24,745	24,745
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	1,57	1,57	1,57	1,56	1,56	1,14	1,11	1,09	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	3,57	3,53	3,53	3,37	3,37	3,32	3,10	2,92	2,75	2,62	2,62	2,62	2,62
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	86,41	86,30	86,30	85,80	85,80	84,45	83,73	83,16	82,60	82,20	82,20	82,20	82,20
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	4,54	4,53	4,53	4,51	4,51	3,30	3,22	3,16	3,10	3,07	3,07	3,07	3,07
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	81,87	81,77	81,76	81,29	81,29	81,15	80,51	80,00	79,50	79,13	79,13	79,13	79,13
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	10,32	10,22	10,21	9,74	9,74	9,60	8,96	8,45	7,95	7,58	7,58	7,58	7,58
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	71,55	71,55	71,55	71,55	71,55	71,55	71,55	71,55	71,55	71,55	71,55	71,55	71,55
Структура топливного баланса	%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Мазут	%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Уголь	%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии														
Мазут	кг.т/Гкал	180,05	180,05	180,05	180,05	180,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Уголь	кг.т/Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	178,58	178,58	178,58	178,58	179,47	179,47	179,47	179,47
Расход условного топлива	тыс. т.т.	15,56	15,54	15,54	15,45	15,45	15,08	14,95	14,85	14,75	14,75	14,75	14,75	14,75
Мазут	тыс. т.т.	15,56	15,54	15,54	15,45	15,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Уголь	тыс. т.т.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	15,08	14,95	14,85	14,75	14,75	14,75	14,75	14,75
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии														
Мазут	кг.т/Гкал	190,03	190,03	190,03	190,03	190,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Уголь	кг.т/Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	185,84	185,72	185,63	185,55	186,43	186,43	186,43	186,43
Переводной коэффициент														
Мазут	т.т./т.т.	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36
Уголь	т.т./т.т.	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
Расход натурального топлива														
Мазут	тыс. м3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	0	0	0	0	0	0	0	0
Уголь	тыс. т	0	0	0	0	0,00	19,59	19,42	19,29	19,16	19,16	19,16	19,16	19,16
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки														
Мазут	тыс. руб./м3	16,067	16,71	17,38	18,07	18,80	19,55	20,33	21,14	21,99	22,87	23,78	24,73	25,72
Уголь	тыс. руб./т.	3,2	3,33	3,46	3,60	3,74	3,89	4,05	4,21	4,38	4,55	4,74	4,93	5,12
Затраты на топливо	млн руб.	183,81	183,57	183,56	182,5	182,5	62,68	62,14	61,72	61,3	61,31	61,31	61,31	61,31
Мазут	млн руб.	183,16	190,49	198,11	206,03	214,28	0	0	0	0	0	0	0	0
Уголь	млн руб.	0	0	0	0	0	76,27	78,63	81,23	83,91	87,27	90,76	94,39	98,16
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2245,14	2244,96	2245,11	2245,05	2245,05	772,40	771,83	771,50	771,07	774,80	774,80	774,80	774,80

### Экологические последствия

Ввиду значительных выбросов токсичных веществ при сжигании мазута оказывается серьезное экологическое воздействие на окружающую среду. При переходе на угольное топливо котельной «Росляково-1» эти показатели снизятся на ощутимую величину.

Сравнение выбросов с уходящими газами в зависимости от используемого на котельной топлива представлено в таблице 105.

**Таблица 105 – Сравнение выбросов от мазутной и угольной котельных**

Вид топлива	Выбросы NOx, т/год	Выбросы CO2, т/год	Выбросы SOx, т/год	Выбросы оксидов ванадия, т/год	Выбросы твердых веществ (зола), т/год
Существующая котельная (Мазут М-100)	19,96	29,35	428,89	2,56	-
Альтернативная котельная (Уголь ДР)	8,85	210,06	92,60	-	110,26

Снижение по выбросам оксидов азота составит около 55%, оксидов серы – 78%. Полностью исключены выбросы оксидов ванадия. С другой стороны, при переходе на угольное топливо заметно увеличение выбросов углекислого газа и золы. Данная проблема в значительной степени решается установкой системы очистки уходящих газов, одним из вариантов которой является батарейный циклон в сочетании со скруббером Вентури. Эффективность такой двухступенчатой системы очистки доходит до значений около 90-95%.

Предполагаемый срок реализации проекта – 2021-2028 гг.

### **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 договорная нагрузка котельной составляет 2,947 Гкал/ч и на рассматриваемую перспективу ее значение увеличится на 0,32 Гкал/ч.

Основной причиной высокой себестоимости тепловой энергии 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.

Вариант перевода источника на работу от электроэнергии предложен в рамках КИП.

Сценарий 1 для данной котельной основан на инвестиционной инициативе ПАО «МРСК Северо-Запада» «Модернизация Схемы теплоснабжения мкр.Южное Росляково г.Мурманск» (возможное концессионное соглашения между Правительством Мурманской области и ПАО «МРСК Северо-запада»).

Концептуальным решением Модернизации – является перевод системы теплоснабжения микрорайона с угольной теплогенерации на электрогенерацию теплоты.

Предлагается выполнить техническое перевооружение существующей угольной котельной, заменив основное оборудование (оборудование теплогенерации, насосное оборудование, и т.п.) на более современное, технологически прогрессивное, экологически чистое, энергоэффективное оборудование, создав источник теплоты на основе электрогенерации.

Возможен альтернативный (по компоновке) вариант исполнения - размещение на территории существующей котельной (на земельном участке, отведенном под размещение существующей котельной) отдельного производственного модуля (блока) электротеплогенерации.

Техническое решение по переводу (о варианте исполнения) на электрогенерацию – будет принято в составе проектной документации, на основании данных инженерных изысканий (проектного технического обследования).

Предусматривается мощность оборудования теплогенерации, обеспечивающая потребности теплоснабжения и ГВС фактически существующих потребителей. Суммарная установленная мощность нового источника составит 6 МВт.

Состав оборудования – будет принят на стадии проектирования, по техническому решению, согласованному с заказчиком. В качестве возможных, рассматриваются электродкотлы КЭВ-1000\6 (6 штук) производства АО «ЗСТЭМИ-2» (г.Иркутск), или иного производителя, соответствующего проектным техническим решениям.

В рамках данного мероприятия предусматривается выполнить:

- реконструкцию котельной с заменой основного и вспомогательного оборудования;
- строительство отдельной линии электроснабжения ВЛ-6 кВ протяженность 2,2 км от точки присоединения до объекта теплогенерации;
- замена существующих тепловых сетей на трубопроводы из сшитого армированного полиэтилена (РЕХ-а) промышленной теплоизоляцией (ИЗОПРОФЛЕКС-95А).

Срок реализации данного мероприятия – 2021-2023 гг.

Суммарные затраты на модернизацию системы теплоснабжения оцениваются в 179,684 млн. рублей.

**Таблица 106 – Расчет инвестиционной стоимости электродкотельной вместо котельной ТЦ «Росляково Южное»**

№п/п	Плановое мероприятие	Год осуществления	Затраты на мероприятие, тыс. руб с НДС
1	Техническое перевооружение котельной (перевод на электрогенерацию тепла).	2021-2023	65947,32
2	Замена (ремонт) наружных тепловых сетей	2021-2023	86677,78
3	Обеспечение электроснабжения (технологическое присоединение, строительство объектов электроснабжения для объектов теплогенерации)	2021-2023	27059,06

Расчет затрат на реализацию предлагаемых мероприятий приведены в таблицах 107 – 109.

Показатели работы угольной котельной с учетом реализации предложенных мероприятий приведены в таблице 110.

**Таблица 107 – Расчет инвестиционной стоимости переоборудования котельной ТЦ «Росляково Южное»**

№п/п	Наименование объекта строительства	Расположение (адрес)	Кол-во (плановая мощность)	Ед. измерения	Строительство			Комплектация оборудованием электронагрева					Всего стоимость строительства и комплектации оборудованием на 2020г., тыс.руб.
					Обоснование	Норматив цены строительства на 01.01.2020г., тыс.руб.	Стоимость на 2020г., тыс.руб.	Обоснование	Наименование	Кол-во, ед.	Цена на 2021г., тыс.руб.	Стоимость на 2021г., тыс.руб.	
<b>ЦЕНТРАЛЬНАЯ КОТЕЛЬНАЯ</b>													
1	Центральная котельная	на территории земельного участка существующей угольной котельной	6	МВт	НЦС 81-02-19-2020, табл. 19-02-003 "Центральные тепловые пункты", код показателя 19-02-003-01	3 327,75	19966,50	прайс ООО НПП "Термические технологии"	Терманик-125	48	455,76667	21876,80016	41843,30
2	Всего по расчету, стоимость строительства и комплектации оборудованием											41843,30	
3	Нормативный учет строительства в стесненных условиях застроенной части городов (обоснование : п.16 НЦС 81-02-19-2020), с к=1,03											43098,60	
4	Нормативный переход от цен базового района (МСК) к уровню цен субъектов РФ (обоснование: п. 17 НЦС 81-02-19-2020, Табл.1, Мурманская область), с к=1,25											53873,25	
5	Нормативное приведение показателей НЦС к условиям субъектов РФ, учитывающих отличия климатических условий, компенсирующих доп затраты при СМР в зимний период (обоснование: п.18 НЦС 81-02-19-2020, Табл.2, п.51(б), Мурманская область), с к=1,01											54411,98	
6	Нормативный учет затрат на мероприятия по снегоборьбе (обоснование : п.19 НЦС 81-02-19-2020, Табл.3), с к=1,01											54956,10	
7	<b>ИТОГО БЕЗ НДС ,в ценах 2021г.</b>											<b>54956,10</b>	
8	НДС 20% (обоснование : п.26 НЦС 81-02-19-2020)											10991,22	
9	<b>ВСЕГО ПО РАСЧЕТУ ЦЕНТРАЛЬНАЯ КОТЕЛЬНАЯ , С НДС, в ценах 2021г., тыс.руб.</b>											<b>65947,32</b>	

**Таблица 108 – Строительство КТП, РП 10(6) кВ**

№ п/п	Наименование	Технические характеристики (параметры) инвестиционного проекта				Объем финансовых потребностей на реализацию инвестиционного проекта				
		Напряжение, кВ	Технические характеристики	Количество	Единицы измерения	Номер расценки	Укрупненный норматив цены, тыс рублей (без НДС)	Региональный коэффициент	Укрупненный норматив цены с учетом регионального коэффициента, тыс рублей (без НДС)	Величина затрат, тыс рублей (без НДС)
1	2	10	11	12	13	14	15.1	15.2	15.3	16
1										11523
1.1	Здание РП (СП, РТП, ТП) блочного типа 6-20 кВ	6-20		1		Э4-01	1 615	1	1 615	1 615
1.2	Ячейка трансформатора 6-35 кВ	6(10,15)/0,4	масляный Т 6(10,15)/НН кВ; 2500 кВА	4	1 ячейка	Т5-24-1	2 477	1	2 477	9 908
2	Проектные работы									1 500
2.1	Затраты на проектно-изыскательские работы для отдельных элементов электрических сетей		от 11 до 20,9 млн. руб.	1	1 объект	П6-08	1 500	1	1 500	1 500
	Итого объем финансовых потребностей, тыс рублей (без НДС)									13023

**Таблица 109 – Строительство (реконструкция) ВЛ 6-750 кВ**

№ п/п	Наименование	Технические характеристики (параметры) инвестиционного проекта				Объем финансовых потребностей на реализацию инвестиционного проекта				
		Напряжение, кВ	Технические характеристики	Количество	Единицы измерения	Номер расценки	Укрупненный норматив цены, тыс рублей (без НДС)	Региональный коэффициент	Укрупненный норматив цены с учетом регионального коэффициента, тыс рублей (без НДС)	Величина затрат, тыс рублей (без НДС)
1	2	10	11	12	13	14	15.1	15.2	15.3	16
1										8 292,02
1.1	ВЛ 0,4-750 кВ, строительно- монтажные работы без опор и провода	6-20	двухцепная, все типы опор за исключением многогранных	2,2	1 км	Л1-02-2	1 151	1,46	1 680,46	3 697,012
1.2	УНЦ опор ВЛ 0,4- 750 кВ (тыс. руб.)	6-20	двухцепная, все типы опор за исключением многогранных	2,2	1 км	Л3-02-2	784	1,22	956,48	2 104,256
1.3	Провод СИП ВЛ 0,4-35 кВ	0,4-35	СИП-3; фазный провод - 1; 150 мм <sup>2</sup>	4,4	1 км	Л7-07-3	464	1,22	566,08	2 490,752
2	Демонтаж ВЛ									нд
3	Проектные работы									1 234,2
3.1	Затраты на проектно- изыскательские работы по ВЛ	0,4-20	Протяженность, до 5 км	2,2	1 ед.	П3-03	561	1	561	1 234,2
	Итого объем финансовых потребностей, тыс рублей (без НДС)									9 526,22

**Таблица 110 – Показатели работы котельной ТЦ «Росляково Южное»**

Наименование	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Нагрузка источника	Гкал/ч	2,195	2,929	2,929	2,929	2,929	2,929	2,929	2,929	2,929	2,929	2,929	2,929	2,929
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,1	0,205	0,205	0,205	0,205	0,205	0,205	0,205	0,205	0,205	0,205	0,205	0,205
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,33	1,343	1,343	1,343	1,343	1,343	1,343	1,343	1,343	1,343	1,343	1,343	1,343
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	8218,0	13 033	13 034	13 035	13 036	13 037	13 038	13 039	13 040	13 041	13 042	13 043	13 044
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	302,0	597,4	598,0	598,6	599,2	599,8	600,4	601,0	601,6	602,2	602,8	603,4	604,0
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	7916,0	12 436,0	12 436,4	12 436,8	12 437,2	12 437,6	12 438,0	12 438,3	12 438,7	12 439,1	12 439,5	12 439,9	12 440,3
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1089,0	3 910,1	3 910,5	3 910,9	3 911,3	3 911,7	3 912,1	3 912,5	3 912,9	3 913,2	3 913,6	3 914,0	3 914,4
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	6827,0	8 525,9	8 525,9	8 525,9	8 525,9	8 525,9	8 525,9	8 525,9	8 525,9	8 525,9	8 525,9	8 525,9	8 525,9
Структура топливного баланса	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Электрогенерация	%	0%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Уголь	%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии	кгу.т/Гкал	369,7	147,3	147,3	147,3	147,3	147,3	147,3	147,3	147,3	147,3	147,3	147,3	147,3
Электрогенерация	кгу.т/Гкал	-	147,3	147,3	147,3	147,3	147,3	147,3	147,3	147,3	147,3	147,3	147,3	147,3
Уголь	кгу.т/Гкал	369,7												
Расход условного топлива	т уг.	3039,0	1 919,54	1 919,68	1 919,83	1 919,98	1 920,12	1 920,27	1 920,41	1 920,56	1 920,71	1 920,85	1 921,00	1 921,14
Электрогенерация	т уг.	-	1 919,5	1 919,7	1 919,8	1 920,0	1 920,1	1 920,3	1 920,4	1 920,6	1 920,7	1 920,9	1 921,0	1 921,1
Уголь	т уг.	3039,0												
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии		383,8	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4
Электрогенерация	кгу.т/Гкал		154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4	154,4
Уголь	кгу.т/Гкал	383,8												
Переводной коэффициент		0,7	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Электрогенерация	тут/тыс. кВт*час	-	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Уголь	тут/тнт	0,7												
Расход натурального топлива														
Электрогенерация	тыс. кВт*час		16 292	16 293	16 294	16 295	16 297	16 298	16 299	16 300	16 302	16 303	16 304	16 305
Уголь	тыс. т	4,22												
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки														
Электрогенерация	тыс.руб./кВт*час	-	0,0023	0,0024	0,0025	0,0026	0,0027	0,0028	0,0029	0,0030	0,0031	0,0033	0,0034	0,0035
Уголь	тыс. руб./т	4,61												
Затраты на топливо	млн руб.	19,44	37,42	39,84	40,74	42,06	43,74	45,50	47,32	49,22	51,19	53,24	55,38	57,60
Электрогенерация	млн руб.	-	37,42	39,84	40,74	42,06	43,74	45,50	47,32	49,22	51,19	53,24	55,38	57,60
Уголь	млн руб.	19,44												
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2456,2	3 009,26	3 203,35	3 275,79	3 381,69	3 517,11	3 657,96	3 804,45	3 956,80	4 115,26	4 280,06	4 451,46	4 629,73

## Сценарий 2: Перевооружение существующей котельной ТЦ «Росляково Южное» в рамках инвестиционной инициативы от ООО «ИКС»

В период проведения актуализации схемы теплоснабжения на 2022 год в администрацию Мурманска от ООО «Интеллектуальные коммунальные системы» была направлена заявка на инвестиционную инициативу по проекту модернизации системы теплоснабжения на территории района Росляково города Мурманск, согласно которой предусмотрено перевооружение существующей котельной ТЦ «Росляково Южное» с установкой автоматизированных угольных котлов типа «Терморобот» (установленная мощность источника 4,8 МВт) и проведение реконструкции существующих ветхих тепловых сетей.

Реализация проекта предполагается в рамках концессионного соглашения в период 2021-2022 гг.

Состав оборудования котельной на рассматриваемый период представлен в таблице 111.

**Таблица 111 – Существующий и перспективный состав оборудования котельной ТЦ «Росляково Южное»**

Существующее положение			Перспективное положение на расчетный срок		
Марка	Год ввода	Производительность, Гкал/ч	Марка	Год ввода	Производительность, Гкал/ч
Паровые котлы					
«НЕВА» КП 26-1,0 пар №1	2005	0,5			
«НЕВА» КП 26-1,0 пар №2	2007	0,5			
Е-0,7-1,2 «Лотос» пар №3	1997	0,8			
Водогрейные котлы					
КВТ 1/95 вод №1	1996	1	ТР-800	2022	0,688
КВТ 1/95 вод №2	1990	1	ТР-800	2022	0,688
КВТ 1/95 вод №3	1996	1	ТР-800	2022	0,688
СТН-0,8 вод №1	1997	0,8	ТР-800	2022	0,688
СТН-0,8 вод №2	1997	0,8	ТР-800	2022	0,688
СТН-0,8 вод №3	1997	0,6	ТР-800	2022	0,688
СТН-0,8 вод №4	1997	0,6			
Установленная мощность, Гкал/ч		7,6			4,127
Подключенная нагрузка, Гкал/ч		2,947			3,267

Инвестиционная программа ООО «ИКС», по части перевооружения котельной и реконструкции существующих тепловых сетей (по причине высокой степени износа и ветхости), представлена в таблице 112. Осуществлять проект предполагается за счет средств концессионера (ООО «ИКС»).

**Таблица 112 – Инвестиционная программа для котельной ТЦ «Росляково Южное» в ценах соответствующих лет с разбивкой по годам, тыс. руб. (с учетом НДС)**

№ п/п	Наименование мероприятий	Всего в ценах базового года	Всего	2020	2021	2022	2023	2024	2025-2029
1.	Реконструкция сетей	80 138,04	91 288,94	0,00	0,00	30 161,98	0,00	61 126,96	0,00
2.	Реконструкция котельной	143 561,40	154 678,79	0	14 930,39	139 748,40	0	0	0
	Росляково Южное	143 561,40	154 678,79	0	14 930,39	139 748,40	0	0	0
3.	Вывод из эксплуатации сетей	8 414,49	9 585,34	0,00	0,00	3 167,01	0,00	6 418,33	0,00
4.	<b>ИТОГО</b>	<b>232 113,93</b>	<b>255 553,07</b>	<b>0,00</b>	<b>14 930,39</b>	<b>173 077,39</b>	<b>0,00</b>	<b>67 545,29</b>	<b>0,00</b>

### Технико-экономические показатели

Сравнительные характеристики объектов до и после реализации инвестиционного проекта приведены в таблицах 113 – 114.

**Таблица 113 – Сравнение балансов мощности котельной ТЦ «Росляково Южное»**

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Показатели до реализации	Показатели после реализации проекта ООО «ИКС»
1	Установленная мощность	Гкал/ч	7,60	4,13
2	Располагаемая мощность	Гкал/ч	7,34	4,13
3	Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,13	0,13
		%	3,76%	3,41%
4	Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	7,21	4,00
5	Потери в ТС	Гкал/ч	0,43	0,43
		%	12,79%	11,64%
6	Расчетная (фактическая) нагрузка	Гкал/ч	2,95	3,27
7	Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/ч	3,38	3,70
8	Резерв/дефицит	Гкал/ч	3,83	0,30
		%	50,4%	7,2%
9	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на СН) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	6,64	3,31
10	Резерв/дефицит при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	3,64	0,04
		%	54,9%	1,1%

**Таблица 114 – Сравнение топливно-энергетических показателей работы котельной до и после перевооружения (по сценарию ООО «ИКС»)**

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Значение показателя	
			до	после
1	Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	9,30	9,13
2	Собственные нужды в тепловой энергии	тыс. Гкал	0,37	0,31
3	Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,14	1,03
4	Полезный отпуск источника	тыс. Гкал	7,79	7,79
5	Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии			
	Уголь	кг/т/Гкал	404,48	178,58
6	Расход условного топлива			
	Уголь	тыс. т/т.	3,76	1,63
7	Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии			
	Уголь	кг/т/Гкал	421,1	184,9
8	Переводной коэффициент			
	Уголь	т/т/тнт	0,7	0,7
9	Расход натурального топлива			
	Уголь	тыс. т	5,37	2,33
10	Стоимость топлива с учетом его доставки на площадки			
	Уголь	тыс. руб./т.	4,791	4,983
11	Затраты на топливо			
	Уголь	млн руб.	25,73	11,61
12	Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах			
	Уголь	руб./Гкал	2881,3	1316,4

Таким образом, топливная составляющая переоборудованной угольной котельной ТЦ «Росляково Южное» после реализации мероприятий и увеличения подключенной нагрузки составит 1316,4 руб./Гкал (в ценах 2020 года), что на 54% ниже уровня существующей котельной. Годовая экономия на затратах на топливо составит около 14 млн. рублей.

Технико-экономические показатели на срок действия схемы теплоснабжения с учетом осуществляемых мероприятий приведены в таблице 115.

**Таблица 115 – Техничко-экономические показатели работы системы теплоснабжения котельной ТЦ «Росляково Южное» в случае реализации варианта ООО «ИКС»**

Наименование	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039
Нагрузка источника	Гкал/ч	2,947	3,267	3,267	3,267	3,267	3,267	3,267	3,267	3,267	3,267	3,267	3,267	3,267
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,13	0,15	0,15	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,43	0,48	0,48	0,43	0,43	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	9,28	9,30	9,30	9,13	9,13	9,01	9,01	9,01	9,01	9,01	9,01	9,01	9,01
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,35	0,37	0,37	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	8,93	8,93	8,93	8,82	8,82	8,70	8,70	8,70	8,70	8,70	8,70	8,70	8,70
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,14	1,14	1,14	1,03	1,03	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	7,79	7,79	7,79	7,79	7,79	7,79	7,79	7,79	7,79	7,79	7,79	7,79	7,79
Структура топливного баланса	%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Уголь	%	100,00%	100,00%	100,00%	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														
Уголь	кг.т/Гкал	404,48	404,48	404,48	178,58	178,58	178,58	178,58	179,47	179,47	179,47	179,47	179,47	179,47
Расход условного топлива	тыс. т.т.	3,75	3,76	3,76	1,63	1,63	1,61	1,61	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62
Уголь	тыс. т.т.	3,75	3,76	3,76	1,63	1,63	1,61	1,61	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии														
Уголь	кг.т/Гкал	420,3	421,1	421,1	184,9	184,9	184,9	184,9	185,8	185,8	185,8	185,8	185,8	185,8
Переводной коэффициент														
Уголь	т.т./тнт	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Расход натурального топлива														
Уголь	тыс. т	5,36	5,37	5,37	2,33	2,33	2,30	2,30	2,31	2,31	2,31	2,31	2,31	2,31
Стоимость топлива с учетом его доставки на площадку														
Уголь	тыс. руб./т.	4,43	4,607	4,791	4,983	5,182	5,390	5,605	5,830	6,063	6,305	6,557	6,820	7,093
Затраты на топливо														
Уголь	млн руб.	23,74	24,74	25,73	11,61	12,08	12,40	12,89	13,47	14,00	14,57	15,15	15,75	16,38
Удельная топливная составляющая в себестоимости топлива на коллекторах	руб./Гкал	2659,0	2770,5	2881,3	1316,4	1369,1	1424,9	1481,9	1547,9	1609,8	1674,2	1741,1	1810,8	1883,2

#### **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 тепломагистрали, 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**

Вне зависимости от сценарных условий, схемой теплоснабжения предусматривается закрытие котельной «Роста» с переключением существующих нагрузок на котельную «Северная» в 2026 году.

#### **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 Южной и Восточной котельных, не предполагается (предлагается сохранение текущих температурных графиков отпуска тепловой энергии). По Южной и Восточной котельным изменение температурного графика (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.

**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 2019 по 2039 г.

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.

**Таблица 116 – Сводные финансовые потребности для реализации проектов группы №1 в разрезе ТСО**

<b>АО «Мурманская ТЭЦ»</b>															
<b>Наименование работ/статьи затрат</b>	<b>Ед. изм.</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</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 - 2039</b>	<b>Всего</b>
ПИР и ПСД	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
Оборудование	млн. руб.	0	203,71	224,68	212,24	8,42	8,42	0	0	0	0	0	0	0	657,48
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	0	79,34	87,51	82,67	3,28	3,28	0	0	0	0	0	0	0	256,08
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0	283,05	312,19	294,91	11,70	11,70	0	0	0	0	0	0	0	913,56
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
НДС	млн. руб.	0	56,61	62,44	58,98	2,34	2,34	0	0	0	0	0	0	0	182,71
Всего стоимость проекта	млн. руб.	0	339,66	374,63	353,89	14,04	14,04	0	0	0	0	0	0	0	1096,27

**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 117.

**Таблица 117 – Состав группы проектов №2 для развития схемы теплоснабжения**

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Протяженность участка, м	Диаметр труба, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, 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
<b>Мурманская ТЭЦ</b>										
т/п 1204	Малозэтажная жилая застройка по пр. Кирова	9,89	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	32333,00	1,14	1,02	1,06	394,14	2022
106/2А	Среднеэтажные ж/д	47,48	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	32333,00	1,14	1,02	1,06	1892,20	2023
т/п 440	Драмтеатр, Ленина, 49	57,43	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	36194,63	1,14	1,02	1,06	2562,09	2021
УТ-П-15	Школа на 500 мест	36,45	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	40707,38	1,14	1,02	1,06	1828,86	2022
ТК-37/1а	Кинотеатр "Родина"	31,99	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	36194,63	1,14	1,02	1,06	1427,15	2024
УТ-П-16	ОАО "РЖД"	138,83	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	36194,63	1,14	1,02	1,06	6193,53	2024
Тк-4/9	Многоэтажная жилая застройка по ул.Фрунзе	50,53	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	35142,60	1,14	1,02	1,06	2188,74	2023
<b>Восточная котельная</b>										
ТК-25	МФК (Плазма) 2я очередь	101,17	0,2	Подземная, в непроходных каналах канальная	52872,58	1,14	1,02	1,06	6593,15	2025
ТК-П2	Многоэтажные ж/д	143,51	0,2	Подземная, в непроходных каналах канальная	52872,58	1,14	1,02	1,06	9352,41	2025
ТК-9в	ООО «Берелех»	100,07	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	40707,38	1,14	1,02	1,06	5020,97	2025
УТ-П-44	Реконструкция незавершенного строительством здания со строительств	223,48	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	36194,63	1,14	1,02	1,06	9969,97	2022
УТ-П-14	Школа в районе улиц Скальная – Маклакова	79,14	0,15	Подземная, в непроходных каналах канальная	45489,38	1,14	1,02	1,06	4437,28	2024
УТ 173	Для многоэтажной застройки	302,73	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	36194,63	1,14	1,02	1,06	13505,49	2025
УТ-П-18	ГУ «УКС СФ» Для многоэтажной застройки	72,48	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	36194,63	1,14	1,02	1,06	3233,50	2023
П-11/1	УТ-П-19	925,81	0,5	Подземная, в непроходных каналах канальная	95549,00	1,14	1,02	1,06	109033,24	2024
УТ-П-19	УТ-П-20	201,96	0,3	Подземная, в непроходных каналах канальная	66914,07	1,14	1,02	1,06	16656,88	2024
УТ-П-20	Для многоэтажной застройки	39,57	0,15	Подземная, в непроходных каналах канальная	45489,38	1,14	1,02	1,06	2218,64	2025
УТ-П-20	УТ-П-21	286,63	0,25	Подземная, в непроходных каналах канальная	61819,69	1,14	1,02	1,06	21840,34	2024

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Протяженность участка, м	Диаметр труба, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс.руб.	Год ввода
УТ-П-21	Для многоэтажной застройки	46,75	0,2	Подземная, в непроходных каналах канальная	52872,58	1,14	1,02	1,06	3046,65	2025
УТ-П-21	Для многоэтажной застройки	29,34	0,15	Подземная, в непроходных каналах канальная	45489,38	1,14	1,02	1,06	1645,06	2025
УТ-П-21	Для многоэтажной застройки	176,77	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	36194,63	1,14	1,02	1,06	7886,12	2025
ТК-37/3	Комплексная жилая застройка в р-не Больничного городка	247,28	0,3	Подземная, в непроходных каналах канальная	66914,07	1,14	1,02	1,06	20394,70	2027
<b>Южная котельная</b>										
УТ 19	Детский сад на 80 мест	13,54	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	40707,38	1,14	1,02	1,06	679,36	2023
63а	Среднеэтажные ж/д	130,59	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	35142,60	1,14	1,02	1,06	5656,59	2023
т/п 1017	Строительство детского сада на 190 мест в районе домов № 31, 32	84,17	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	40707,38	1,14	1,02	1,06	4223,20	2024
УТ 55	Многофункциональный комплекс "Северное нагорное" (3 очередь)	144,94	0,15	Подземная, в непроходных каналах канальная	45489,38	1,14	1,02	1,06	8126,61	2024
т/п 1571	Спартака, 11 Перспектива	50,21	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	32333,00	1,14	1,02	1,06	2001,00	2024
т/п 2383	Кольский, 172а	78,99	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	36194,63	1,14	1,02	1,06	3523,93	2024
УТ 58/1	УТ-П-48	23,83	0,15	Подземная, в непроходных каналах канальная	45489,38	1,14	1,02	1,06	1336,12	2022
УТ-П-48	Пограничное управление ФСБ РФ - 1 этап	39,33	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	40707,38	1,14	1,02	1,06	1973,37	2022
УТ-П-48	Пограничное управление ФСБ РФ - 2 этап	47,81	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	40707,38	1,14	1,02	1,06	2398,85	2022
ТК-28	«Быстровозводимый спортивный комплекс с плавательным бассейном»	58,11	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	40707,38	1,14	1,02	1,06	2915,65	2023
УТ-П-26	МЖД-2	29,61	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	35142,60	1,14	1,02	1,06	1282,58	2027
УТ-П-25	ТК-18	98,48	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	35142,60	1,14	1,02	1,06	4265,72	2027
УТ-П-10	УТ-П-43	107,58	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	35142,60	1,14	1,02	1,06	4659,90	2027
УТ-П-43	МЖД-1	90,75	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	35142,60	1,14	1,02	1,06	3930,89	2027
ТК-18	УТ-П-43	31,69	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	32333,00	1,14	1,02	1,06	1262,93	2027

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Протяженность участка, м	Диаметр труба, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс.руб.	Год ввода
УТ-П-43	ТК-19	44,9	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	32333,00	1,14	1,02	1,06	1789,38	2027
ТК-18	ЗА	1,2	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	40707,38	1,14	1,02	1,06	60,21	2027
ЗА	ж/д	11,66	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	40707,38	1,14	1,02	1,06	585,04	2027
ТК-19	ж/д	12,53	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	35142,60	1,14	1,02	1,06	542,75	2027
УТ-П-42	ТК-22	33,46	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	32333,00	1,14	1,02	1,06	1333,47	2027
завдвижка ТК-14	УТ-П-40	228,82	0,15	Подземная, в непроходных каналах канальная	45489,38	1,14	1,02	1,06	12829,65	2027
УТ-П-40	УТ-П-42	32,41	0,2	Подземная, в непроходных каналах канальная	52872,58	1,14	1,02	1,06	2112,13	2027
УТ-П-40	Предприятие торговли	19,48	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	35142,60	1,14	1,02	1,06	843,79	2027
УТ-П-42	УТ-П-39	42,11	0,2	Подземная, в непроходных каналах канальная	52872,58	1,14	1,02	1,06	2744,27	2027
УТ-П-39	УТ-П-38	21,42	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	40707,38	1,14	1,02	1,06	1074,74	2027
УТ-П-38	МЖД-14	10,91	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	35142,60	1,14	1,02	1,06	472,57	2027
УТ-П-38	УТ-П-50	55,56	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	40707,38	1,14	1,02	1,06	2787,70	2027
УТ-П-50	МЖД-12	15,95	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	35142,60	1,14	1,02	1,06	690,88	2027
УТ-П-50	УТ-П-37	16,22	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	36194,63	1,14	1,02	1,06	723,61	2027
УТ-П-37	МЖД-12	16,99	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	35142,60	1,14	1,02	1,06	735,93	2027
УТ-П-37	МЖД-11	38,32	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	35142,60	1,14	1,02	1,06	1659,86	2027
УТ-П-39	УТ-П-36	11	0,2	Подземная, в непроходных каналах канальная	52872,58	1,14	1,02	1,06	716,86	2027
УТ-П-36	УТ-П-41	27,09	0,2	Подземная, в непроходных каналах канальная	52872,58	1,14	1,02	1,06	1765,43	2027
УТ-П-41	УТ-П-35	10,24	0,2	Подземная, в непроходных каналах канальная	52872,58	1,14	1,02	1,06	667,33	2027
УТ-П-35	УТ-П-34	64,92	0,125	Подземная, в непроходных каналах канальная	42435,01	1,14	1,02	1,06	3395,58	2027
УТ-П-34	МЖД-6	15,91	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	35142,60	1,14	1,02	1,06	689,15	2027
УТ-П-34	УТ-П-33	45,1	0,125	Подземная, в непроходных	42435,01	1,14	1,02	1,06	2358,91	2027

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Протяженность участка, м	Диаметр труба, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-13-2020, 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
				каналах канальная						
УТ-П-33	УТ-П-32	12,86	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	40707,38	1,14	1,02	1,06	645,25	2027
УТ-П-32	МЖД-7	15,76	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	35142,60	1,14	1,02	1,06	682,65	2027
УТ-П-32	УТ-П-13	39,56	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	35142,60	1,14	1,02	1,06	1713,57	2027
УТ-П-13	МЖД-8	15,43	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	35142,60	1,14	1,02	1,06	668,36	2027
УТ-П-33	УТ-П-31	136,06	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	40707,38	1,14	1,02	1,06	6826,76	2027
УТ-П-31	УТ-П-29	23,65	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	35142,60	1,14	1,02	1,06	1024,41	2027
УТ-П-29	МЖД-4	25,26	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	35142,60	1,14	1,02	1,06	1094,15	2027
УТ-П-27	МЖД-3	23,72	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	35142,60	1,14	1,02	1,06	1027,45	2027
УТ-П-27	УТ-П-26	68,08	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	32333,00	1,14	1,02	1,06	2713,17	2027
УТ-П-35	УТ-П-1	69,86	0,125	Подземная, в непроходных каналах канальная	42435,01	1,14	1,02	1,06	3653,96	2027
УТ-П-1	УТ-П-2	23,58	0,125	Подземная, в непроходных каналах канальная	42435,01	1,14	1,02	1,06	1233,33	2027
УТ-П-2	МЖД-13	33,27	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	35142,60	1,14	1,02	1,06	1441,11	2027
УТ-П-2	УТ-П-3	37,2	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	40707,38	1,14	1,02	1,06	1866,50	2027
УТ-П-3	МЖД-17	16,71	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	35142,60	1,14	1,02	1,06	723,80	2027
УТ-П-3	УТ-П-4	18,93	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	40707,38	1,14	1,02	1,06	949,81	2027
УТ-П-4	УТ-П-5	15,93	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	36194,63	1,14	1,02	1,06	710,67	2027
УТ-П-4	МЖД-18	20,45	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	35142,60	1,14	1,02	1,06	885,80	2027
УТ-П-5	МЖД-16	19,06	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	35142,60	1,14	1,02	1,06	825,60	2027
УТ-П-5	МЖД-15	48,3	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	35142,60	1,14	1,02	1,06	2092,15	2027
УТ-П-35	УТ-П-7	34,85	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	40707,38	1,14	1,02	1,06	1748,59	2027
УТ-П-7	МЖД-5	7,32	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	35142,60	1,14	1,02	1,06	317,07	2027

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Протяженность участка, м	Диаметр труба, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс.руб.	Год ввода
УТ-П-7	УТ-П-25	195,75	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	40707,38	1,14	1,02	1,06	9821,68	2027
УТ-П-1	УТ-П-9	108,89	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	40707,38	1,14	1,02	1,06	5463,51	2027
УТ-П-9	МЖД-19, 20	85,37	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	36194,63	1,14	1,02	1,06	3808,56	2027
УТ-П-9	УТ-П-25	51,29	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	32333,00	1,14	1,02	1,06	2044,04	2027
УТ-П-25	УТ-П-10	23,58	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	35142,60	1,14	1,02	1,06	1021,38	2027
УТ-П-10	УТ-П-11	25,65	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	32333,00	1,14	1,02	1,06	1022,22	2027
УТ-П-11	Нежилое	15,53	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	32333,00	1,14	1,02	1,06	618,91	2027
УТ-П-11	ул. Бондарная д.28	21,58	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	32333,00	1,14	1,02	1,06	860,02	2027
УТ-П-25	УТ-П-26	84,49	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	35142,60	1,14	1,02	1,06	3659,74	2027
УТ-П-28	УТ-П-27	23,82	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	32333,00	1,14	1,02	1,06	949,29	2027
УТ-П-29	УТ-П-28	47,89	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	35142,60	1,14	1,02	1,06	2074,39	2027
УТ-П-28	УТ-П-25	174,21	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	32333,00	1,14	1,02	1,06	6942,73	2027
УТ-П-29	УТ-П-28	47,93	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	35142,60	1,14	1,02	1,06	2076,12	2027
ТК-22	ТК-22а	43,03	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	35142,60	1,14	1,02	1,06	1863,87	2021
ТК-22а	Детские сады	8,41	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	50703,48	1,14	1,02	1,06	525,59	2021
УТ-П-13	Нежилое здание	41,06	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	50703,48	1,14	1,02	1,06	2566,06	2027
УТ	задвижка ТК-14	158,98	0,6	Подземная, в непроходных каналах канальная	109597,00	1,14	1,02	1,06	21475,93	2027
т/п 1561/1	УТ-П-36	47,2	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	36194,63	1,14	1,02	1,06	2105,70	2027
ТК-72/3	Для многоэтажной застройки	99,56	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	36194,63	1,14	1,02	1,06	4441,60	2022
Тк-2	Для среднеэтажной застройки	700	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	32333,00	1,14	1,02	1,06	27896,83	2023
Тк-32/2(32а)	Склад автотехнического центра	284,98	0,04	Подземная, в непроходных каналах канальная	30928,20	1,14	1,02	1,06	10863,75	2021
ТК-74/3Б	ООО «Аванта»	57,53	0,08	Подземная, в непроходных	36194,63	1,14	1,02	1,06	2566,55	2024

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Протяженность участка, м	Диаметр труба, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-13-2020, 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
				каналах канальная						
Тк-11	ул. Шевченко	61,57	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	35142,60	1,14	1,02	1,06	2666,94	2024
ТК-8г	ОАО «Мурманск-промстрой»	104,6	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	36194,63	1,14	1,02	1,06	4666,45	2023
ТК-4/3	Для малоэтажной застройки ООО «Старвэй»	117,95	0,05	Подземная, в непроходных каналах канальная	32333,00	1,14	1,02	1,06	4700,62	2023
<b>Котельная «Северная»</b>										
УТ-1	Булдаков Валерий Николаевич	96,2	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	36194,63	1,14	1,02	1,06	4291,71	2022
т/п 14	ГУ «УКС СФ» (ранее в/ч 69007) Для объектов жилой застройки	111,69	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	36194,63	1,14	1,02	1,06	4982,75	2024
ТК-115	Для многоэтажной застройки ГУ «УКС СФ» (ранее в/ч 69007)	32,51	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	36194,63	1,14	1,02	1,06	1450,35	2024
ТК-114/1	Многоэтажная жилая застройка по ул. Успенского	103,04	0,25	Подземная, в непроходных каналах канальная	61819,69	1,14	1,02	1,06	7851,34	2023
т/п 1335	Булдаков Валерий Николаевич	47,47	0,125	Подземная, в непроходных каналах канальная	42435,01	1,14	1,02	1,06	2482,87	2022

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».

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

Капитальные затраты на реализацию группы проектов №2 приведены в таблицах 118-119. 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 520,74 млн. руб. и по второму – 500,35 млн.руб. (без НДС). Проекты предполагаются к реализации в течение 2021 – 2027 гг.

**Таблица 118 – Финансовые потребности в реализацию проектов группы №2 в разрезе ТСО для сценария 1**

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039	2020-2039
АО «Мурманская ТЭЦ»															
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0,0	1075,0	1518,8	3659,1	12418,8	3349,0	0,0	11945,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	33965,9
Оборудование	тыс. руб.	0,0	10307,1	14561,3	35081,9	119066,5	32109,1	0,0	114526,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	325652,3
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0,0	4433,2	6262,9	15089,0	51211,4	13810,4	0,0	49258,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	140065,5
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0,0	15815,3	22342,9	53829,9	182696,6	49268,5	0,0	175730,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	499683,7
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	0,0	0,0	0,0
НДС	тыс. руб.	0,0	3163,1	4468,6	10766,0	36539,3	9853,7	0,0	35146,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	99936,7
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0,0	18978,4	26811,5	64595,9	219236,0	59122,2	0,0	210876,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	599620,4
АО «МЭС»															
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0	0,0	460,5	533,7	437,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1431,5
Оборудование	тыс. руб.	0	0,0	4415,1	5116,8	4192,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13724,5
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0	0,0	1899,0	2200,8	1803,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5903,0
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0	0	6774,6	7851,336	6433,1	0	0	0	0	0	0	0	0	21059,0
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	0,0	0,0	0,0
НДС	тыс. руб.	0	0,0	1354,9	1570,3	1286,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4211,8
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0	0,0	8129,5	9421,6	7719,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	25270,8

**Таблица 119 – Финансовые потребности в реализацию проектов группы №2 в разрезе ТСО для сценария 2**

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039	2020-2039
<b>АО «Мурманская ТЭЦ»</b>															
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0,0	1075,0	1518,8	3659,1	12418,8	3349,0	0,0	10558,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	32579,6
Оборудование	тыс. руб.	0,0	10307,1	14561,3	35081,9	119066,5	32109,1	0,0	101234,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	312360,7
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0,0	4433,2	6262,9	15089,0	51211,4	13810,4	0,0	43541,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	134348,7
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0,0	15815,3	22342,9	53829,9	182696,6	49268,5	0,0	155335,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	479289,0
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	0,0	0,0	0,0
НДС	тыс. руб.	0,0	3163,1	4468,6	10766,0	36539,3	9853,7	0,0	31067,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	95857,8
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0,0	18978,4	26811,5	64595,9	219236,0	59122,2	0,0	186402,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	575146,8
<b>АО «МЭС»</b>															
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0	0,0	460,5	533,7	437,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1431,5
Оборудование	тыс. руб.	0	0,0	4415,1	5116,8	4192,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13724,5
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0	0,0	1899,0	2200,8	1803,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5903,0
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0	0	6774,6	7851,3	6433,1	0	0	0	0	0	0	0	0	21059,0
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	0,0	0,0	0,0
НДС	тыс. руб.	0	0,0	1354,9	1570,3	1286,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4211,8
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0	0,0	8129,5	9421,6	7719,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	25270,8

### **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 2039-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 Сценарию 1, группа проектов включает следующие мероприятия:

- переключение потребителей от котельной «Роста» к тепловым сетям котельной «Северная», с последующим закрытием котельной «Роста»;
- переключение потребителей котельной ТЦ «Росляково-1» на новую котельную ТЦ «Росляково-1»;
- полную замену существующих стальных труб централизованного ГВС от котельной ТЦ «Росляково-1» на теплоизолированные полимерные трубы, с прокладкой линии рециркуляции;
- ремонт (замена трубопроводов) всех фактически участвующих в теплоснабжении трубопроводов от котельной «Росляково-Южное», на трубопроводы из сшитого армированного полиэтилена (РЕХ-а) индустриальной теплоизоляцией (ИЗОПРОФЛЕКС-95А) диаметром, соответствующим расчетной пропускной способности (50-150 мм).

Подключение к зоне котельной «Северная» зоны котельной «Роста» возможно при проведении следующих мероприятий на тепловых сетях:

- перекладка участка тепломагистрали от узла установки расходомеров в районе котельной до ТК-201д с Ду400мм на Ду500мм протяженностью 829 м;
- открыть запорную арматуру в ТК-22.

Полный перечень мероприятий на тепловых сетях представлен в таблице 120.

На котельной «Северная»:

- понижение давления на входе в котельную в обратном трубопроводе с 28,0 до 20,0 м вод.ст. и, соответственно, увеличение располагаемого перепада с 70,0 до 78,0 м вод.ст.;

Согласно инвестиционной инициативе ООО «ИКС», новая угольная котельная ТЦ «Росляково-1» будет располагаться на новой площадке. Для переключения всей нагрузки котельной ТЦ «Росляково-1» на новую котельную необходимо построить участок тепловой сети длиной 0,1 км Ду 500 мм.

Для Сценария 2, помимо мероприятий, предусмотренных для Сценария 1, предусматривается объединение зон действия котельных «Северная» и Восточная с переключением на новый источник – котельная «Северная-Восточная».

Также, по Сценарию 2 запланировано строительство котельных на новых площадках, взамен существующих котельных Южная, «Абрам-Мыс» и ТЦ «Росляково-1». Для реализации данных мероприятий потребуются строительство магистральных участков тепловых сетей, от новых котельных до существующих.

Помимо строительства тепловых сетей, реализация Сценария 2 потребует строительства трех насосных станций (рассмотрено в составе группы проектов №7).

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 120–121.

**Таблица 120 – Состав группы проектов №5 для Сценария 1**

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труба, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт сгесённости	Итоговая строит. трубо-да, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
<b>Котельная «Северная», котельная «Роста»</b>													
ТК-67	ТК-68	75	0,207	0,25	Подземная, в непроходных каналах	61819,69	1,14	1,02	1,06	5714,77	1714,43	7429,20	2025
ЗА 68	ТК-60	130	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	81501,00	1,14	1,02	1,06	13059,22	3917,77	16976,98	2025
ТК-208	ТК-209	69	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	81501,00	1,14	1,02	1,06	6931,43	2079,43	9010,86	2025
ТК-106	ТК-107	37,37	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	81501,00	1,14	1,02	1,06	3754,02	1126,21	4880,23	2025
ТК-60	ТК-61	22	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	81501,00	1,14	1,02	1,06	2210,02	663,01	2873,03	2025
ТК-61	ТК-62	162	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	81501,00	1,14	1,02	1,06	16273,79	4882,14	21155,93	2025
ТК-62	ТК-63	40	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	81501,00	1,14	1,02	1,06	4018,22	1205,47	5223,69	2025
ТК-63	УТ 97	60	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	81501,00	1,14	1,02	1,06	6027,33	1808,20	7835,53	2025
ТК-5	ТК-6	110	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	95549,00	1,14	1,02	1,06	12954,77	3886,43	16841,20	2025
ТК-6	Регулятор давления	140	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	95549,00	1,14	1,02	1,06	16487,89	4946,37	21434,26	2025
ТК-7	ЗА 37	69	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	95549,00	1,14	1,02	1,06	8126,17	2437,85	10564,03	2025
ТК-8	ТК-9	91	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	95549,00	1,14	1,02	1,06	10717,13	3215,14	13932,27	2025
ТК-9	ТК-10	99	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	95549,00	1,14	1,02	1,06	11659,29	3497,79	15157,08	2025
Пав.	ТК-201д	6	0,412	0,5	Подземная, в	95549,00	1,14	1,02	1,06	706,62	211,99	918,61	2025

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труба, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итоговая строит. трубо-да, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
					непроходных каналах								
т/п 1522	т/п 2229	66	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	95549,00	1,14	1,02	1,06	7772,86	2331,86	10104,72	2025
т/п 1523	т/п 1524	101,46	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	95549,00	1,14	1,02	1,06	11949,01	3584,70	15533,71	2025
т/п 1524	К-1	167	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	95549,00	1,14	1,02	1,06	19667,70	5900,31	25568,01	2025
К-1	К-2	72	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	95549,00	1,14	1,02	1,06	8479,49	2543,85	11023,33	2025
К-2	Пав.	340	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	95549,00	1,14	1,02	1,06	40042,02	12012,61	52054,62	2025
т/п 2229	т/п 1523	36	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	95549,00	1,14	1,02	1,06	4239,74	1271,92	5511,67	2025
Регулятор давления	ТК-7	1	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	95549,00	1,14	1,02	1,06	117,77	35,33	153,10	2025
Регулятор давления	т/п 1522	33,5	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	95549,00	1,14	1,02	1,06	3945,32	1183,59	5128,91	2025
<b>Котельная ТЦ "Росляково-1"</b>													
УТ1/1	УТ1	74,11	0,2	0,2	Надземная	19704,26	1,14	1,02	1,06	1799,90	-	-	2023-2024
УТ1/1	ТК1	59,3	0,4	0,4	Надземная	33408,30	1,14	1,02	1,06	2441,86	-	-	2023-2024
Котельная ТЦ "Росляково-1"	ТК1-П	96,4	0,5	0,5	Надземная	40032,70	1,14	1,02	1,06	4756,67	-	-	2023-2024
ТК1-П	УТ1/1	5,68	0,5	0,5	Надземная	40032,70	1,14	1,02	1,06	280,27	-	-	2023-2024
<b>Сеть ГВС от котельной ТЦ "Росляково-1"</b>													
1	ТЦ-ТК12	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротлекс	16020,91	1,14	1,02	1,06	3139,75	941,93	4081,68	2023-2024
2	ТК12-ТК15	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротлекс	16020,91	1,14	1,02	1,06	3139,75	941,93	4081,68	2023-2024
3	ТК15-ТК16	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротлекс	16020,91	1,14	1,02	1,06	3139,75	941,93	4081,68	2023-2024
4	ТК16-ТК17	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротлекс	45489,38	1,14	1,02	1,06	8914,93	2674,48	11589,41	2023-2024
5	ТК17-ТК18	159	0,15	0,15	Бесканальная,	45489,38	1,14	1,02	1,06	8914,93	2674,48	11589,41	2023-2024

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труба, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итоговая строит. трубо-да, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
					изопрофлекс								
6	TK18-TK19	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	45489,38	1,14	1,02	1,06	8914,93	2674,48	11589,41	2023-2024
7	TK19-TK20	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	40707,38	1,14	1,02	1,06	5418,86	1625,66	7044,52	2023-2024
8	TK20-TK21	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	40707,38	1,14	1,02	1,06	5418,86	1625,66	7044,52	2023-2024
9	TK 21-TK22	133	0,125	0,125	Бесканальная, изопрофлекс	42435,01	1,14	1,02	1,06	6956,44	2086,93	9043,37	2023-2024
10	TK 22-TK23	133	0,125	0,125	Бесканальная, изопрофлекс	42435,01	1,14	1,02	1,06	6956,44	2086,93	9043,37	2023-2024
11	TK 23- TK24	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	40707,38	1,14	1,02	1,06	5418,86	1625,66	7044,52	2023-2024
12	TK24-Североморское шоссе д.16	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	36194,63	1,14	1,02	1,06	3970,50	1191,15	5161,65	2023-2024
13	Североморское шоссе д.18	75	0,07	0,07	Бесканальная, изопрофлекс	35142,60	1,14	1,02	1,06	3248,67	974,60	4223,28	2023-2024
14	ул.Советская д.19	57	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	32333,00	1,14	1,02	1,06	2271,60	681,48	2953,08	2023-2024
15	ул. Школьная д.15	57	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	32333,00	1,14	1,02	1,06	2271,60	681,48	2953,08	2023-2024
16	ул.Школьная д.17	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	36194,63	1,14	1,02	1,06	3970,50	1191,15	5161,65	2023-2024
17	ул.Советская д.17	75	0,07	0,07	Бесканальная, изопрофлекс	11547,78	1,14	1,02	1,06	1067,51	320,25	1387,76	2023-2024
18	ул. Советская д.15	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	13302,18	1,14	1,02	1,06	1459,23	437,77	1897,00	2023-2024
19	ул. Советская д.13	57	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	32333,00	1,14	1,02	1,06	2271,60	681,48	2953,08	2023-2024
20	пожарное депо ул. Советская	45	0,04	0,04	Бесканальная, изопрофлекс	30928,20	1,14	1,02	1,06	1715,45	514,63	2230,08	2023-2024
21	TK15-ул. Советская д.11 ТРАНЗИТ	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	40707,38	1,14	1,02	1,06	5418,86	1625,66	7044,52	2023-2024
22	ул.Советская д.11- д.7 транзит	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	13396,24	1,14	1,02	1,06	1783,27	534,98	2318,25	2023-2024
23	ул.Советская д.5, д.5а гастроном	75	0,07	0,07	Бесканальная, изопрофлекс	11547,78	1,14	1,02	1,06	1067,51	320,25	1387,76	2023-2024
24	ул.Советская д.11- д.7 транзит	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	13396,24	1,14	1,02	1,06	1783,27	534,98	2318,25	2023-2024

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труба, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итоговая строит. трубо-да, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
25	ул.Советская д.7	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	13396,24	1,14	1,02	1,06	1783,27	534,98	2318,25	2023-2024
26	ул.Советская д.11 -ТК26	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	36194,63	1,14	1,02	1,06	3970,50	1191,15	5161,65	2023-2024
27	ТК26- ул.Советская д.9/2	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	13302,18	1,14	1,02	1,06	1459,23	437,77	1897,00	2023-2024
28	Д/С№14 ул. Школьная д.10	75	0,07	0,07	Бесканальная, изопротфлекс	35142,60	1,14	1,02	1,06	3248,67	974,60	4223,28	2023-2024
29	ТК 12-ТК 13	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	36194,63	1,14	1,02	1,06	3970,50	1191,15	5161,65	2023-2024
30	ТК13 - ТК14	75	0,07	0,07	Бесканальная, изопротфлекс	35142,60	1,14	1,02	1,06	3248,67	974,60	4223,28	2023-2024
31	ТК 14- ул. Заводская д.13	75	0,07	0,07	Бесканальная, изопротфлекс	35142,60	1,14	1,02	1,06	3248,67	974,60	4223,28	2023-2024
32	ввод ул. Заводская д.13	57	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	32333,00	1,14	1,02	1,06	2271,60	681,48	2953,08	2023-2024
33	ул. Заводская д.11	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	36194,63	1,14	1,02	1,06	3970,50	1191,15	5161,65	2023-2024
34	ул. Советская д.6	75	0,07	0,07	Бесканальная, изопротфлекс	35142,60	1,14	1,02	1,06	3248,67	974,60	4223,28	2023-2024
35	ул. Советская д.6 ТП2	57	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	10222,90	1,14	1,02	1,06	718,22	215,47	933,69	2023-2024
36	ул. Советская д.6 ТП1	57	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	10222,90	1,14	1,02	1,06	718,22	215,47	933,69	2023-2024
37	ТЦ- ТК2	273	0,25	0,25	Бесканальная, изопротфлекс	23728,10	1,14	1,02	1,06	7984,29	2395,29	10379,58	2023-2024
38	ТК2-ТК3	273	0,25	0,25	Бесканальная, изопротфлекс	23728,10	1,14	1,02	1,06	7984,29	2395,29	10379,58	2023-2024
39	ТК3-ТК4	273	0,25	0,25	Бесканальная, изопротфлекс	23728,10	1,14	1,02	1,06	7984,29	2395,29	10379,58	2023-2024
40	ТК4 -УТ1	219	0,2	0,2	Бесканальная, изопротфлекс	52872,58	1,14	1,02	1,06	14272,02	4281,61	18553,63	2023-2024
41	УТ 1- ТК38	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	45489,38	1,14	1,02	1,06	8914,93	2674,48	11589,41	2023-2024
42	ТК 38-ТК39	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	45489,38	1,14	1,02	1,06	8914,93	2674,48	11589,41	2023-2024
43	ТК 39- ул.Зеленая д.1	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	45489,38	1,14	1,02	1,06	8914,93	2674,48	11589,41	2023-2024
44	ТК 39- Североморское шоссе д.7 транзит	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	45489,38	1,14	1,02	1,06	8914,93	2674,48	11589,41	2023-2024
45	Североморское шоссе д.9	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	36194,63	1,14	1,02	1,06	3970,50	1191,15	5161,65	2023-2024

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труба, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итоговая строит. трубо-да, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
46	Североморское шоссе д.7	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	13302,18	1,14	1,02	1,06	1459,23	437,77	1897,00	2023-2024
47	УТ 1-ТК5	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	45489,38	1,14	1,02	1,06	8914,93	2674,48	11589,41	2023-2024
48	ТК5-ТК6	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	45489,38	1,14	1,02	1,06	8914,93	2674,48	11589,41	2023-2024
49	ТК6-Североморское шоссе д.8 транзит	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	45489,38	1,14	1,02	1,06	8914,93	2674,48	11589,41	2023-2024
50	Североморское шоссе д.8-ТК7	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	40707,38	1,14	1,02	1,06	5418,86	1625,66	7044,52	2023-2024
51	ТК7-Североморское шоссе д.10 транзит	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	13396,24	1,14	1,02	1,06	1783,27	534,98	2318,25	2023-2024
52	Североморское шоссе д.10-д.12 транзит	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	13396,24	1,14	1,02	1,06	1783,27	534,98	2318,25	2023-2024
53	Североморское шоссе д.14	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	13302,18	1,14	1,02	1,06	1459,23	437,77	1897,00	2023-2024
54	Североморское шоссе д.12	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	13396,24	1,14	1,02	1,06	1783,27	534,98	2318,25	2023-2024
55	Североморское шоссе д.10-д.12 транзит	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	13396,24	1,14	1,02	1,06	1783,27	534,98	2318,25	2023-2024
56	Центр матери и реб. Североморское шоссе д.8а	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	16020,91	1,14	1,02	1,06	1757,47	527,24	2284,71	2023-2024
57	Североморское шоссе д.8	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	36194,63	1,14	1,02	1,06	3970,50	1191,15	5161,65	2023-2024
58	ТК 6-ул.Школьная д.5 транзит	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	16020,91	1,14	1,02	1,06	1757,47	527,24	2284,71	2023-2024
59	ул.Школьная д.5/2	75	0,07	0,07	Бесканальная, изопротфлекс	35142,60	1,14	1,02	1,06	3248,67	974,60	4223,28	2023-2024
60	ул.Школьная д.5 1ТП	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	16020,91	1,14	1,02	1,06	1757,47	527,24	2284,71	2023-2024
61	ул.Школьная д.5 2ТП	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	16020,91	1,14	1,02	1,06	1757,47	527,24	2284,71	2023-2024
62	ТК 6-ул.Советская д.1 транзит	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	16020,91	1,14	1,02	1,06	3139,75	941,93	4081,68	2023-2024
63	ул.Советская	108	0,1	0,1	Бесканальная,	13396,24	1,14	1,02	1,06	1783,27	534,98	2318,25	2023-2024

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труба, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итоговая строит. трубо-да, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
	д.1-д.3 транзит				изопротфлекс								
64	ул.Советская д.9/1	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	36194,63	1,14	1,02	1,06	3970,50	1191,15	5161,65	2023-2024
65	ул.Советская д.3	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	40707,38	1,14	1,02	1,06	5418,86	1625,66	7044,52	2023-2024
66	ул.Советская д.1	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	40707,38	1,14	1,02	1,06	5418,86	1625,66	7044,52	2023-2024
67	ТК 5- ул.Школьная д.6 транзит	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	40707,38	1,14	1,02	1,06	5418,86	1625,66	7044,52	2023-2024
68	ул.Советская д.2	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	36194,63	1,14	1,02	1,06	3970,50	1191,15	5161,65	2023-2024
69	ул.Школьная д.6	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	13396,24	1,14	1,02	1,06	1783,27	534,98	2318,25	2023-2024
70	ул.Школьная д.6а	57	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	10222,90	1,14	1,02	1,06	718,22	215,47	933,69	2023-2024
71	ул.Заводская д.5	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	36194,63	1,14	1,02	1,06	3970,50	1191,15	5161,65	2023-2024
72	ДК ул. Заводская д.1	75	0,07	0,07	Бесканальная, изопротфлекс	35142,60	1,14	1,02	1,06	3248,67	974,60	4223,28	2023-2024
73	ул. Заводская д.3	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	36194,63	1,14	1,02	1,06	3970,50	1191,15	5161,65	2023-2024
74	ТК 4- ул. Заводская д.4 транзит	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	45489,38	1,14	1,02	1,06	8914,93	2674,48	11589,41	2023-2024
75	ул.Заводская д.4 -ТК 28	75	0,07	0,07	Бесканальная, изопротфлекс	35142,60	1,14	1,02	1,06	3248,67	974,60	4223,28	2023-2024
76	ТУ28-ТК29	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	45489,38	1,14	1,02	1,06	8914,93	2674,48	11589,41	2023-2024
77	ТК 29-ТК30	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	45489,38	1,14	1,02	1,06	8914,93	2674,48	11589,41	2023-2024
78	ТК 30-ТК31	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	45489,38	1,14	1,02	1,06	8914,93	2674,48	11589,41	2023-2024
79	ТК31-ТК 33	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	45489,38	1,14	1,02	1,06	8914,93	2674,48	11589,41	2023-2024
80	ТК 33-ТК34	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	45489,38	1,14	1,02	1,06	8914,93	2674,48	11589,41	2023-2024
81	ТК34-ТК35	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	45489,38	1,14	1,02	1,06	8914,93	2674,48	11589,41	2023-2024
82	ТК35-ТК36	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	40707,38	1,14	1,02	1,06	5418,86	1625,66	7044,52	2023-2024
83	ТК36-ТК37	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	40707,38	1,14	1,02	1,06	5418,86	1625,66	7044,52	2023-2024
84	ул.Приморская	89	0,08	0,08	Бесканальная,	36194,63	1,14	1,02	1,06	3970,50	1191,15	5161,65	2023-2024

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труба, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итоговая строит. трубо-да, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
	д.3				изопрофлекс								
85	ТК37-ТК 37А	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	40707,38	1,14	1,02	1,06	5418,86	1625,66	7044,52	2023-2024
86	ТК 37 А-ТК 37Б	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	36194,63	1,14	1,02	1,06	3970,50	1191,15	5161,65	2023-2024
87	обк ул. Приморская д.2	57	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	10222,90	1,14	1,02	1,06	718,22	215,47	933,69	2023-2024
88	общежитие ул. Приморская д.2	57	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	10222,90	1,14	1,02	1,06	718,22	215,47	933,69	2023-2024
89	уч. Корп ул. Приморская д.2	57	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	10222,90	1,14	1,02	1,06	718,22	215,47	933,69	2023-2024
90	ул.Школьная д.2	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	36194,63	1,14	1,02	1,06	3970,50	1191,15	5161,65	2023-2024
91	ул.Приморская д.1	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	36194,63	1,14	1,02	1,06	3970,50	1191,15	5161,65	2023-2024
92	Североморское шоссе д.2	57	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	32333,00	1,14	1,02	1,06	2271,60	681,48	2953,08	2023-2024
93	школа №3 ул. Школьная д.1	57	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	32333,00	1,14	1,02	1,06	2271,60	681,48	2953,08	2023-2024
94	Североморское шоссе д.4	75	0,07	0,07	Бесканальная, изопрофлекс	35142,60	1,14	1,02	1,06	3248,67	974,60	4223,28	2023-2024
95	ул.Заводская д.2	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	36194,63	1,14	1,02	1,06	3970,50	1191,15	5161,65	2023-2024
96	ул.Школьная д.4	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	13302,18	1,14	1,02	1,06	1459,23	437,77	1897,00	2023-2024
97	ул.Заводская д.4/1	57	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	32333,00	1,14	1,02	1,06	2271,60	681,48	2953,08	2023-2024
98	спорт шк. Ул. Заводская д.6	45	0,04	0,04	Бесканальная, изопрофлекс	30928,20	1,14	1,02	1,06	1715,45	514,63	2230,08	2023-2024
99	ул.Заводская д.4	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	45489,38	1,14	1,02	1,06	8914,93	2674,48	11589,41	2023-2024
100	ул. Заводская д.9	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	36194,63	1,14	1,02	1,06	3970,50	1191,15	5161,65	2023-2024

№ п/п	Плановый Объект	Назначение Объекта	Плановое расположение объекта	Плановые показатели				Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс.руб. ( без НДС)		
				Наименование показателя	Ед.изм.	Значение показателя		Всего	2021	2022
						до реализации	после реализации		2021	2022
<b>Котельная ТЦ "Росляково-Южное"</b>										
2.1	Трубопроводы теплоснабжения диаметром 63 мм	Осуществление транспортировки теплоносителя в целях передачи тепловой энергии	Территория городского поселения, в соответствии со схемой теплоснабжения поселения.	протяженность	п.м. трубопровода	500	500	8379,225087	4189,612544	4189,612544
2.2	Трубопроводы теплоснабжения диаметром 110 мм	Осуществление транспортировки теплоносителя в целях передачи тепловой энергии	Территория городского поселения, в соответствии со схемой теплоснабжения поселения.	протяженность	п.м. трубопровода	600	600	18254,25723	9127,128616	9127,128616
2.3	Трубопроводы теплоснабжения диаметром 150 мм	Осуществление транспортировки теплоносителя в целях передачи тепловой энергии	Территория городского поселения, в соответствии со схемой теплоснабжения поселения.	протяженность	п.м. трубопровода	600	600	26531,69547	13265,84773	13265,84773
2.4	Трубопроводы теплоснабжения диаметром 200 мм	Осуществление транспортировки теплоносителя в целях передачи тепловой энергии	Территория городского поселения, в соответствии со схемой теплоснабжения поселения.	протяженность	п.м. трубопровода	600	600	15310,76269	7655,381343	7655,381343
2.5	Камеры тепловых сетей	Осуществление транспортировки теплоносителя в целях передачи тепловой энергии	Территория городского поселения, в соответствии со схемой теплоснабжения поселения.	количество	шт (камер)	5	5	3755,540867	1877,770433	1877,770433
	Итого: элементы тепловых сетей				п.м. трубопровода	<b>2300</b>	<b>2300</b>	<b>72231,48134</b>	<b>36115,74067</b>	<b>36115,74067</b>

**Таблица 121 – Состав группы проектов №5 для Сценария 2**

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труба, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт сгесённости	Итоговая строит. трубо-да, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
<b>Котельная «Северная», котельная «Роста»</b>													
ТК-67	ТК-68	75	0,207	0,25	Подземная, в непроходных каналах	61819,69	1,14	1,02	1,06	5714,77	1714,43	7429,20	2025
ЗА 68	ТК-60	130	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	81501,00	1,14	1,02	1,06	13059,22	3917,77	16976,98	2025
ТК-208	ТК-209	69	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	81501,00	1,14	1,02	1,06	6931,43	2079,43	9010,86	2025
ТК-106	ТК-107	37,37	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	81501,00	1,14	1,02	1,06	3754,02	1126,21	4880,23	2025
ТК-60	ТК-61	22	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	81501,00	1,14	1,02	1,06	2210,02	663,01	2873,03	2025
ТК-61	ТК-62	162	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	81501,00	1,14	1,02	1,06	16273,79	4882,14	21155,93	2025
ТК-62	ТК-63	40	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	81501,00	1,14	1,02	1,06	4018,22	1205,47	5223,69	2025
ТК-63	УТ 97	60	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	81501,00	1,14	1,02	1,06	6027,33	1808,20	7835,53	2025
ТК-5	ТК-6	110	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	95549,00	1,14	1,02	1,06	12954,77	3886,43	16841,20	2025
ТК-6	Регулятор давления	140	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	95549,00	1,14	1,02	1,06	16487,89	4946,37	21434,26	2025
ТК-7	ЗА 37	69	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	95549,00	1,14	1,02	1,06	8126,17	2437,85	10564,03	2025
ТК-8	ТК-9	91	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	95549,00	1,14	1,02	1,06	10717,13	3215,14	13932,27	2025
ТК-9	ТК-10	99	0,412	0,5	Подземная, в непроходных	95549,00	1,14	1,02	1,06	11659,29	3497,79	15157,08	2025

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труба, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итоговая строит. трубо-да, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
					каналах								
Пав.	ТК-201д	6	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	95549,00	1,14	1,02	1,06	706,62	211,99	918,61	2025
т/п 1522	т/п 2229	66	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	95549,00	1,14	1,02	1,06	7772,86	2331,86	10104,72	2025
т/п 1523	т/п 1524	101,46	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	95549,00	1,14	1,02	1,06	11949,01	3584,70	15533,71	2025
т/п 1524	К-1	167	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	95549,00	1,14	1,02	1,06	19667,70	5900,31	25568,01	2025
К-1	К-2	72	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	95549,00	1,14	1,02	1,06	8479,49	2543,85	11023,33	2025
К-2	Пав.	340	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	95549,00	1,14	1,02	1,06	40042,02	12012,61	52054,62	2025
т/п 2229	т/п 1523	36	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	95549,00	1,14	1,02	1,06	4239,74	1271,92	5511,67	2025
Регулятор давления	ТК-7	1	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	95549,00	1,14	1,02	1,06	117,77	35,33	153,10	2025
Регулятор давления	т/п 1522	33,5	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	95549,00	1,14	1,02	1,06	3945,32	1183,59	5128,91	2025
<b>Котельная ТЦ "Росляково-1"</b>													
УТ1/1	УТ1	74,11	0,2	0,2	Надземная	19704,26	1,14	1,02	1,06	1799,90	-	-	2023-2024
УТ1/1	ТК1	59,3	0,4	0,4	Надземная	33408,30	1,14	1,02	1,06	2441,86	-	-	2023-2024
Котельная ТЦ "Росляково-1"	ТК1-П	96,4	0,5	0,5	Надземная	40032,70	1,14	1,02	1,06	4756,67	-	-	2023-2024
ТК1-П	УТ1/1	5,68	0,5	0,5	Надземная	40032,70	1,14	1,02	1,06	280,27	-	-	2023-2024
<b>Н.О.</b>													
Новая кот Северная-Восточная	ТК1п	700,65	1	1	Подземная, в непроходных каналах	108855,10	1,14	1,02	1,06	94007,13	-	-	2026-2028
ТК1п	кот.Северная	137,65	0,8	0,8	Подземная, в непроходных каналах	95899,90	1,14	1,02	1,06	23361,41	-	-	2026-2028

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труба, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итоговая строит. трубо-да, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
ТК1п	Восточная	2491,5	0,8	0,8	Подземная, в непроходных каналах	95899,90	1,14	1,02	1,06	422847,38	-	-	2026-2028
Южная кот.	НС Южная	7048,92	1	1	Подземная, в непроходных каналах	108855,10	1,14	1,02	1,06	945762,85	-	-	2026-2028
<b>Сеть ГВС от котельной ТЦ "Росляково-1"</b>													
1	ТЦ-ТК12	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротлекс	16020,91	1,14	1,02	1,06	3139,75	941,93	4081,68	2023-2024
2	ТК12-ТК15	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротлекс	16020,91	1,14	1,02	1,06	3139,75	941,93	4081,68	2023-2024
3	ТК15-ТК16	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротлекс	16020,91	1,14	1,02	1,06	3139,75	941,93	4081,68	2023-2024
4	ТК16-ТК17	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротлекс	45489,38	1,14	1,02	1,06	8914,93	2674,48	11589,41	2023-2024
5	ТК17-ТК18	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротлекс	45489,38	1,14	1,02	1,06	8914,93	2674,48	11589,41	2023-2024
6	ТК18-ТК19	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротлекс	45489,38	1,14	1,02	1,06	8914,93	2674,48	11589,41	2023-2024
7	ТК19-ТК20	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопротлекс	40707,38	1,14	1,02	1,06	5418,86	1625,66	7044,52	2023-2024
8	ТК20-ТК21	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопротлекс	40707,38	1,14	1,02	1,06	5418,86	1625,66	7044,52	2023-2024
9	ТК 21-ТК22	133	0,125	0,125	Бесканальная, изопротлекс	42435,01	1,14	1,02	1,06	6956,44	2086,93	9043,37	2023-2024
10	ТК 22-ТК23	133	0,125	0,125	Бесканальная, изопротлекс	42435,01	1,14	1,02	1,06	6956,44	2086,93	9043,37	2023-2024
11	ТК 23- ТК24	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопротлекс	40707,38	1,14	1,02	1,06	5418,86	1625,66	7044,52	2023-2024
12	ТК24-Североморское шоссе д.16	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротлекс	36194,63	1,14	1,02	1,06	3970,50	1191,15	5161,65	2023-2024
13	Североморское шоссе д.18	75	0,07	0,07	Бесканальная, изопротлекс	35142,60	1,14	1,02	1,06	3248,67	974,60	4223,28	2023-2024
14	ул.Советская д.19	57	0,05	0,05	Бесканальная, изопротлекс	32333,00	1,14	1,02	1,06	2271,60	681,48	2953,08	2023-2024
15	ул. Школьная д.15	57	0,05	0,05	Бесканальная, изопротлекс	32333,00	1,14	1,02	1,06	2271,60	681,48	2953,08	2023-2024
16	ул.Школьная д.17	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротлекс	36194,63	1,14	1,02	1,06	3970,50	1191,15	5161,65	2023-2024
17	ул.Советская д.17	75	0,07	0,07	Бесканальная, изопротлекс	11547,78	1,14	1,02	1,06	1067,51	320,25	1387,76	2023-2024
18	ул. Советская д.15	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротлекс	13302,18	1,14	1,02	1,06	1459,23	437,77	1897,00	2023-2024

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труба, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итоговая строит. трубо-да, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
19	ул. Советская д.13	57	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	32333,00	1,14	1,02	1,06	2271,60	681,48	2953,08	2023-2024
20	пожарное депо ул. Советская	45	0,04	0,04	Бесканальная, изопротфлекс	30928,20	1,14	1,02	1,06	1715,45	514,63	2230,08	2023-2024
21	ТК15-ул. Советская д.11 ТРАНЗИТ	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	40707,38	1,14	1,02	1,06	5418,86	1625,66	7044,52	2023-2024
22	ул.Советская д.11- д.7 транзит	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	13396,24	1,14	1,02	1,06	1783,27	534,98	2318,25	2023-2024
23	ул.Советская д.5, д.5а гастроном	75	0,07	0,07	Бесканальная, изопротфлекс	11547,78	1,14	1,02	1,06	1067,51	320,25	1387,76	2023-2024
24	ул.Советская д.11- д.7 транзит	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	13396,24	1,14	1,02	1,06	1783,27	534,98	2318,25	2023-2024
25	ул.Советская д.7	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	13396,24	1,14	1,02	1,06	1783,27	534,98	2318,25	2023-2024
26	ул.Советская д.11 -ТК26	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	36194,63	1,14	1,02	1,06	3970,50	1191,15	5161,65	2023-2024
27	ТК26- ул.Советская д.9/2	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	13302,18	1,14	1,02	1,06	1459,23	437,77	1897,00	2023-2024
28	Д/С№14 ул. Школьная д.10	75	0,07	0,07	Бесканальная, изопротфлекс	35142,60	1,14	1,02	1,06	3248,67	974,60	4223,28	2023-2024
29	ТК 12-ТК 13	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	36194,63	1,14	1,02	1,06	3970,50	1191,15	5161,65	2023-2024
30	ТК13 - ТК14	75	0,07	0,07	Бесканальная, изопротфлекс	35142,60	1,14	1,02	1,06	3248,67	974,60	4223,28	2023-2024
31	ТК 14- ул. Заводская д.13	75	0,07	0,07	Бесканальная, изопротфлекс	35142,60	1,14	1,02	1,06	3248,67	974,60	4223,28	2023-2024
32	ввод ул. Заводская д.13	57	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	32333,00	1,14	1,02	1,06	2271,60	681,48	2953,08	2023-2024
33	ул. Заводская д.11	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	36194,63	1,14	1,02	1,06	3970,50	1191,15	5161,65	2023-2024
34	ул. Советская д.6	75	0,07	0,07	Бесканальная, изопротфлекс	35142,60	1,14	1,02	1,06	3248,67	974,60	4223,28	2023-2024
35	ул. Советская д.6 ТП2	57	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	10222,90	1,14	1,02	1,06	718,22	215,47	933,69	2023-2024
36	ул. Советская д.6 ТП1	57	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	10222,90	1,14	1,02	1,06	718,22	215,47	933,69	2023-2024
37	ТЦ- ТК2	273	0,25	0,25	Бесканальная, изопротфлекс	23728,10	1,14	1,02	1,06	7984,29	2395,29	10379,58	2023-2024
38	ТК2-ТК3	273	0,25	0,25	Бесканальная, изопротфлекс	23728,10	1,14	1,02	1,06	7984,29	2395,29	10379,58	2023-2024
39	ТК3-ТК4	273	0,25	0,25	Бесканальная, изопротфлекс	23728,10	1,14	1,02	1,06	7984,29	2395,29	10379,58	2023-2024
40	ТК4 -УТ1	219	0,2	0,2	Бесканальная, изопротфлекс	52872,58	1,14	1,02	1,06	14272,02	4281,61	18553,63	2023-2024

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труба, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итоговая строит. трубо-да, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
41	УТ 1- ТК38	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	45489,38	1,14	1,02	1,06	8914,93	2674,48	11589,41	2023-2024
42	ТК 38-ТК39	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	45489,38	1,14	1,02	1,06	8914,93	2674,48	11589,41	2023-2024
43	ТК 39-ул.Зеленая д.1	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	45489,38	1,14	1,02	1,06	8914,93	2674,48	11589,41	2023-2024
44	ТК 39-Североморское шоссе д.7 транзит	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	45489,38	1,14	1,02	1,06	8914,93	2674,48	11589,41	2023-2024
45	Североморское шоссе д.9	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	36194,63	1,14	1,02	1,06	3970,50	1191,15	5161,65	2023-2024
46	Североморское шоссе д.7	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	13302,18	1,14	1,02	1,06	1459,23	437,77	1897,00	2023-2024
47	УТ 1-ТК5	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	45489,38	1,14	1,02	1,06	8914,93	2674,48	11589,41	2023-2024
48	ТК5-ТК6	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	45489,38	1,14	1,02	1,06	8914,93	2674,48	11589,41	2023-2024
49	ТК6-Североморское шоссе д.8 транзит	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	45489,38	1,14	1,02	1,06	8914,93	2674,48	11589,41	2023-2024
50	Североморское шоссе д.8-ТК7	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	40707,38	1,14	1,02	1,06	5418,86	1625,66	7044,52	2023-2024
51	ТК7-Североморское шоссе д.10 транзит	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	13396,24	1,14	1,02	1,06	1783,27	534,98	2318,25	2023-2024
52	Североморское шоссе д.10-д.12 транзит	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	13396,24	1,14	1,02	1,06	1783,27	534,98	2318,25	2023-2024
53	Североморское шоссе д.14	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	13302,18	1,14	1,02	1,06	1459,23	437,77	1897,00	2023-2024
54	Североморское шоссе д.12	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	13396,24	1,14	1,02	1,06	1783,27	534,98	2318,25	2023-2024
55	Североморское шоссе д.10-д.12 транзит	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	13396,24	1,14	1,02	1,06	1783,27	534,98	2318,25	2023-2024
56	Центр матери и реб. Североморское шоссе д.8а	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	16020,91	1,14	1,02	1,06	1757,47	527,24	2284,71	2023-2024
57	Североморское шоссе д.8	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	36194,63	1,14	1,02	1,06	3970,50	1191,15	5161,65	2023-2024
58	ТК 6-ул.Школьная д.5 транзит	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	16020,91	1,14	1,02	1,06	1757,47	527,24	2284,71	2023-2024
59	ул.Школьная	75	0,07	0,07	Бесканальная,	35142,60	1,14	1,02	1,06	3248,67	974,60	4223,28	2023-2024

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труба, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итоговая строит. трубо-да, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
	д.5/2				изопротфлекс								
60	ул.Школьная д.5 1ТП	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	16020,91	1,14	1,02	1,06	1757,47	527,24	2284,71	2023-2024
61	ул.Школьная д.5 2ТП	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	16020,91	1,14	1,02	1,06	1757,47	527,24	2284,71	2023-2024
62	ТК 6- ул.Советская д.1 транзит	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	16020,91	1,14	1,02	1,06	3139,75	941,93	4081,68	2023-2024
63	ул.Советская д.1- д.3 транзит	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	13396,24	1,14	1,02	1,06	1783,27	534,98	2318,25	2023-2024
64	ул.Советская д.9/1	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	36194,63	1,14	1,02	1,06	3970,50	1191,15	5161,65	2023-2024
65	ул.Советская д.3	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	40707,38	1,14	1,02	1,06	5418,86	1625,66	7044,52	2023-2024
66	ул.Советская д.1	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	40707,38	1,14	1,02	1,06	5418,86	1625,66	7044,52	2023-2024
67	ТК 5- ул.Школьная д.6 транзит	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	40707,38	1,14	1,02	1,06	5418,86	1625,66	7044,52	2023-2024
68	ул.Советская д.2	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	36194,63	1,14	1,02	1,06	3970,50	1191,15	5161,65	2023-2024
69	ул.Школьная д.6	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	13396,24	1,14	1,02	1,06	1783,27	534,98	2318,25	2023-2024
70	ул.Школьная д.6а	57	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	10222,90	1,14	1,02	1,06	718,22	215,47	933,69	2023-2024
71	ул.Заводская д.5	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	36194,63	1,14	1,02	1,06	3970,50	1191,15	5161,65	2023-2024
72	ДК ул. Заводская д.1	75	0,07	0,07	Бесканальная, изопротфлекс	35142,60	1,14	1,02	1,06	3248,67	974,60	4223,28	2023-2024
73	ул. Заводская д.3	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	36194,63	1,14	1,02	1,06	3970,50	1191,15	5161,65	2023-2024
74	ТК 4- ул. Заводская д.4 транзит	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	45489,38	1,14	1,02	1,06	8914,93	2674,48	11589,41	2023-2024
75	ул.Заводская д.4 - ТК 28	75	0,07	0,07	Бесканальная, изопротфлекс	35142,60	1,14	1,02	1,06	3248,67	974,60	4223,28	2023-2024
76	ТУ28-ТК29	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	45489,38	1,14	1,02	1,06	8914,93	2674,48	11589,41	2023-2024
77	ТК 29-ТК30	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	45489,38	1,14	1,02	1,06	8914,93	2674,48	11589,41	2023-2024
78	ТК 30-ТК31	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	45489,38	1,14	1,02	1,06	8914,93	2674,48	11589,41	2023-2024
79	ТК31-ТК 33	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	45489,38	1,14	1,02	1,06	8914,93	2674,48	11589,41	2023-2024

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труба, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2020, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итоговая строит. трубо-да, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
80	TK 33-TK34	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	45489,38	1,14	1,02	1,06	8914,93	2674,48	11589,41	2023-2024
81	TK34-TK35	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	45489,38	1,14	1,02	1,06	8914,93	2674,48	11589,41	2023-2024
82	TK35-TK36	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	40707,38	1,14	1,02	1,06	5418,86	1625,66	7044,52	2023-2024
83	TK36-TK37	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	40707,38	1,14	1,02	1,06	5418,86	1625,66	7044,52	2023-2024
84	ул.Приморская д.3	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	36194,63	1,14	1,02	1,06	3970,50	1191,15	5161,65	2023-2024
85	TK37-TK 37А	108	0,1	0,1	Бесканальная, изопротфлекс	40707,38	1,14	1,02	1,06	5418,86	1625,66	7044,52	2023-2024
86	TK 37 А-TK 37Б	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	36194,63	1,14	1,02	1,06	3970,50	1191,15	5161,65	2023-2024
87	обк ул. Приморская д.2	57	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	10222,90	1,14	1,02	1,06	718,22	215,47	933,69	2023-2024
88	общежитие ул. Приморская д.2	57	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	10222,90	1,14	1,02	1,06	718,22	215,47	933,69	2023-2024
89	уч. Корп ул. Приморская д.2	57	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	10222,90	1,14	1,02	1,06	718,22	215,47	933,69	2023-2024
90	ул.Школьная д.2	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	36194,63	1,14	1,02	1,06	3970,50	1191,15	5161,65	2023-2024
91	ул.Приморская д.1	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	36194,63	1,14	1,02	1,06	3970,50	1191,15	5161,65	2023-2024
92	Североморское шоссе д.2	57	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	32333,00	1,14	1,02	1,06	2271,60	681,48	2953,08	2023-2024
93	школа №3 ул. Школьная д.1	57	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	32333,00	1,14	1,02	1,06	2271,60	681,48	2953,08	2023-2024
94	Североморское шоссе д.4	75	0,07	0,07	Бесканальная, изопротфлекс	35142,60	1,14	1,02	1,06	3248,67	974,60	4223,28	2023-2024
95	ул.Заводская д.2	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	36194,63	1,14	1,02	1,06	3970,50	1191,15	5161,65	2023-2024
96	ул.Школьная д.4	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	13302,18	1,14	1,02	1,06	1459,23	437,77	1897,00	2023-2024
97	ул.Заводская д.4/1	57	0,05	0,05	Бесканальная, изопротфлекс	32333,00	1,14	1,02	1,06	2271,60	681,48	2953,08	2023-2024
98	спорт шк. Ул. Заводская д.6	45	0,04	0,04	Бесканальная, изопротфлекс	30928,20	1,14	1,02	1,06	1715,45	514,63	2230,08	2023-2024
99	ул.Заводская д.4	159	0,15	0,15	Бесканальная, изопротфлекс	45489,38	1,14	1,02	1,06	8914,93	2674,48	11589,41	2023-2024
100	ул. Заводская д.9	89	0,08	0,08	Бесканальная, изопротфлекс	36194,63	1,14	1,02	1,06	3970,50	1191,15	5161,65	2023-2024

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 122 - 125. Сводные капитальные затраты данной группы проектов составят по первому сценарию 891,687 млн. руб. и по второму – 2377,6 млн.руб. (без НДС). Проекты предполагаются к реализации в течение 2022 – 2028 гг.

**Таблица 122 – Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №5 по Сценарию 1**

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039	Итого
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0	0	2320,5	19652,8	19652,8	18986	0	0	0	0	0	0	0	60612,2
Оборудование	тыс. руб.	0	0	22248,0	188423,9	188423,9	182032	0	0	0	0	0	0	0	581127,6
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0	0	9569,1	81042,5	81042,5	78293	0	0	0	0	0	0	0	249947,3
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0	0	34137,594	289119,3	289119,3	279310,97	0	0	0	0	0	0	0	891687,2
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
НДС 20 %	тыс. руб.	0	0	6827,5	57823,9	57823,9	55862	0	0	0	0	0	0	0	178337,4
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0	0	40965,1	346943,2	346943,2	335173,17	0	0	0	0	0	0	0	1070024,6

**Таблица 123 – Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №5 в разрезе ТСО по Сценарию 1**

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039	Итого
<b>АО «МЭС»</b>															
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0	0	2320,5	19652,8	19652,8	18986	0	0	0	0	0	0	0	60612,2
Оборудование	тыс. руб.	0	0	22248,0	188423,9	188423,9	182032	0	0	0	0	0	0	0	581127,6
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0	0	9569,1	81042,5	81042,5	78293	0	0	0	0	0	0	0	249947,3
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0	0	34137,594	289119,3	289119,3	279310,97	0	0	0	0	0	0	0	891687,2
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
НДС 20 %	тыс. руб.	0	0	6827,5	57823,9	57823,9	55862	0	0	0	0	0	0	0	178337,4
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0	0	40965,1	346943,2	346943,2	335173,17	0	0	0	0	0	0	0	1070024,6

**Таблица 124 – Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №5 по Сценарию 2**

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039	Итого
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0	0	34138	19652,8	19652,8	18986,1	50504,5	47071,5	0,0	0	0	0	0	190005,4
Оборудование	тыс. руб.	0	0	0	188423,9	188423,9	182031,7	0,0	484218,7	451304,1	0	0	0	0	1494402,3
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0	0	0	81042,5	81042,5	78293,2	0,0	208266,1	194109,3	0	0	0	0	642753,7
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0	0	34138	289119,3	289119,3	279311,0	50504,5	742989,4	692484,8	0	0	0	0	2377665,9
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
НДС 20 %	тыс. руб.	0	0	6828	57823,9	57823,9	55862,2	10100,9	148597,9	138497,0	0	0	0	0	475533,2
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0	0	40965	346943,2	346943,2	335173,2	60605,4	891587,3	830981,8	0	0	0	0	2853199,1

**Таблица 125 – Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №5 в разрезе ТСО по Сценарию 2**

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039	Итого
<b>АО «МЭС»</b>															
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0	0	34137,6	19652,8	19652,8	18986,1	0	0	0	0	0	0	0	92429,3
Оборудование	тыс. руб.	0	0	0,0	188423,9	188423,9	182031,7	0	0	0	0	0	0	0	558879,5
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0	0	0,0	81042,5	81042,5	78293,2	0	0	0	0	0	0	0	240378,3
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0	0	34137,594	289119,3	289119,3	279311,0	0	0	0	0	0	0	0	891687,2
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
НДС 20 %	тыс. руб.	0	0	6827,5	57823,9	57823,9	55862,2	0	0	0	0	0	0	0	178337,4
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0	0	40965,1	346943,2	346943,2	335173,2	0	0	0	0	0	0	0	1070024,6
<b>Н.О.</b>															
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	50504,5	47357,0	0	0	0	0	0	97576,0
Оборудование	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	484218,7	451304,1	0	0	0	0	935522,8
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	208266,1	194109,3	0	0	0	0	402375,4
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0	0	0,0	0	0	0	50504,5	742989,4	692484,8	0	0	0	0	1485978,8
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
НДС 20 %	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	10100,9	148597,9	138497,0	0	0	0	0	297195,8
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	60605,4	891587,3	830981,8	0	0	0	0	1783174,5

## **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 (2039 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 126-128. Необходимые затраты на реализацию мероприятий представлены в разрезе теплоснабжающих организаций.

Сводные капитальные затраты данной группы проектов составят по первому сценарию 23,636 млн. руб. и по второму – 0,0 млн.руб. (без НДС). Проекты предполагаются к реализации в течение 2022 – 2028 гг.

**Таблица 126 – Финансовые потребности в реализацию проектов группы №3 в разрезе ТСО для сценария 1**

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039	Итого
<b>АО «Мурманская ТЭЦ»</b>															
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	803,3	803,3	0	0	0	0	0	1606,6
Оборудование	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	7702,0	7702,0	0	0	0	0	0	15403,9
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	3312,7	3312,7	0	0	0	0	0	6625,3
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	11817,9	11817,9	0	0	0	0	0	23635,9
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
НДС 20 %	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	2363,6	2363,6	0	0	0	0	0	4727,2
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	14181,5	14181,5	0	0	0	0	0	28363,1

**Таблица 127 – Состав группы проектов №3 для развития схемы теплоснабжения**

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр труб-да, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 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	81501	1,14	1,02	1,06	6142,86	1842,86	7985,71	2026-2027
ТК-112/2	ТК-57/3	10	0,3	0,4	Подземная, в непроходных каналах канальная	81501	1,14	1,02	1,06	1004,56	301,37	1305,92	2026-2027
ТК-57/3	УТ 68	99,16	0,3	0,4	Подземная, в непроходных каналах канальная	81501	1,14	1,02	1,06	9961,17	2988,35	12949,52	2026-2027
УТ 68	ТК-37/3	10,68	0,3	0,4	Подземная, в непроходных каналах канальная	81501	1,14	1,02	1,06	1072,87	321,86	1394,72	2026-2027

**Таблица 128 – Финансовые потребности в реализацию проектов группы №3 для сценария 2**

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039	Итого
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Оборудование	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

## **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 актуализации 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 актуализации 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 130 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 отдельную таблицу вынесены мероприятия по реконструкции тепловых сетей, реализуемые в рамках действующей инвестиционной программы АО «Мурманская ТЭЦ» на 2019-2023 гг.

Характеристики тепловых сетей АО «Мурманэнергосбыт», 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», ТЦ «Росляково-1» и ТЦ «Росляково Южное».

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 129 – Затраты на реконструкцию тепловых сетей по инвестиционной программе АО «Мурманская ТЭЦ» на 2019 – 2023 гг.**

№ п/п	Наименование мероприятий	Основные технические характеристики				Год начала	Год окончания	Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС -20%)							Остаток финансирования
		Наименование показателя (мощность, протяженность, диаметр и т.п.)	Ед. изм.	Значение показателя				Всего	Профин-но к 2019г	2019	2020	2021	2022	2023	
				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 ТК-72/3 до ТК-74/3, источник теплоснабжения Южная котельная	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,142 / 377	37 / 0,142 / 426	2019	2021	28 172,28	0,00	3 189,14	0,00	24 983,14	0,00	0,00	0,00
3.1.4	Реконструкция участка тепловой сети от КТЦ до П-2/2, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,143 / 630	29 / 0,143 / 720	2020	2024	42 444,11	0,00	0,00	5 289,12	0,00	0,00	37 154,99	0,00
3.1.5	Реконструкция участка тепловой сети от КТЦ до ТК-1Б/1, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,150 / 530	8 / 0,150 / 530	2020	2024	36 712,83	0,00	0,00	4 683,41	0,00	0,00	32 029,42	0,00
3.1.6	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-14/3 до ТК-41Б/3, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,596 / 219	2 / 0,596 / 325	2021	2024	128 245,67	0,00	0,00	0,00	7 046,16	0,00	0,00	121 199,51
3.1.7	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-24/1 до ТК-35/1, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,542 / 426	9 / 0,542 / 426	2021	2024	150 443,03	0,00	0,00	0,00	7 215,82	0,00	0,00	143 227,21
3.1.8	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-4/3 до ТК-40/3, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 1,066 / 377	2 / 1,066 / 377	2021	2024	269 806,79	0,00	0,00	0,00	11 582,45	99 801,53	158 422,81	0,00
3.1.9	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-35/1 до ТК-36/2, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,119 / 325	3 / 0,119 / 325	2021	2024	33 039,76	0,00	0,00	0,00	3 557,91	0,00	29 481,85	0,00
3.1.10	Реконструкция участка тепловой сети от П-23А/3 до ТК-25/3, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,172 / 325	25 / 0,172 / 377	2021	2027	52 207,70	0,00	0,00	0,00	4 229,07	0,00	0,00	47 978,63
3.1.11	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-37/3 до хирургического корпуса, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,219 / 219	13 / 0,219 / 219	2021	2027	38 599,03	0,00	0,00	0,00	3 221,15	0,00	0,00	35 377,87
3.1.12	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-57/1 до ТК-92/1, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,330 / 426	10 / 0,330 / 426	2021	2028	112 050,38	0,00	0,00	0,00	5 593,60	0,00	0,00	106 456,77

№ п/п	Наименование мероприятий	Основные технические характеристики				Год начала	Год окончания	Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС -20%)								Остаток финансирования
		Наименование показателя (мощность, протяженность, диаметр и т.п.)	Ед. изм.	Значение показателя				Всего	Профин-но к 2019г	2019	2020	2021	2022	2023		
				до	после											
				реализации мероприятия	реализации мероприятия											
3.1.13	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-27/3 до ТК-35/3, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,659 / 325	3 / 0,659 / 325	2021	2028	174 492,30	0,00	0,00	0,00	7 995,98	0,00	0,00	166 496,32	
3.1.14	Реконструкция участка тепловой сети от П-3А до ТК-34, источник теплоснабжения Южная котельная	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 2,065 / 630	13 / 2,065 / 630	2021	2026	816 705,21	0,00	0,00	0,00	26 305,06	347 163,65	165 352,48	277 884,02	
3.1.15	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-21 до П-3А, источник теплоснабжения Южная котельная	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,653 / 630	24 / 0,653 / 630	2021	2025	175 353,19	0,00	0,00	0,00	10 839,76	0,00	0,00	164 513,43	
3.1.16	Реконструкция участка тепловой сети от П-1А до П-7цв, источник теплоснабжения Южная котельная	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,643 / 720	4 / 0,643 / 720	2021	2024	274 583,83	0,00	0,00	0,00	11 705,75	116 516,72	112 428,41	33 932,94	
3.1.17	Реконструкция участка тепловой сети от П-7цв до ТК-21, источник теплоснабжения Южная котельная	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,969 / 630	17 / 0,969 / 630	2021	2025	368 919,31	0,00	0,00	0,00	15 282,48	0,00	0,00	353 636,83	
3.1.18	Реконструкция участка тепловой сети от П-8 до насосной №7, источник теплоснабжения Восточная котельная	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 1,631 / 720	1 / 1,631 / 720	2021	2027	649 872,19	0,00	0,00	0,00	22 258,94	0,00	0,00	627 613,25	
3.1.19	Реконструкция участка тепловой сети от насосной №7 до ТК-109/2, источник теплоснабжения Восточная котельная	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 1,522 / 530	19 / 1,522 / 530	2021	2026	534 577,50	0,00	0,00	0,00	18 765,13	0,00	0,00	515 812,37	
3.1.20	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-107/2 до ТК-69/2, источник теплоснабжения Восточная котельная	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 1,132 / 426	9 / 1,132 / 426	2021	2026	342 874,92	0,00	0,00	0,00	12 412,73	0,00	0,00	330 462,19	
3.1.21	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-10/3 до ТК-55/3, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,413 / 273	3 / 0,413 / 273	2022	2025	62 591,63	0,00	0,00	0,00	0,00	5 037,20	0,00	57 554,43	
3.1.22	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-28/2 до ТК-36/2, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,269 / 325	19 / 0,269 / 325	2022	2024	50 078,58	0,00	0,00	0,00	0,00	5 094,15	44 984,43	0,00	
3.1.23	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-41/1 до ТК-49/1, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,168 / 426	2 / 0,168 / 426	2022	2024	52 609,75	0,00	0,00	0,00	0,00	4 573,11	0,00	48 036,64	

№ п/п	Наименование мероприятий	Основные технические характеристики				Год начала	Год окончания	Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС -20%)								Остаток финансирования
		Наименование показателя (мощность, протяженность, диаметр и т.п.)	Ед. изм.	Значение показателя				Всего	Профин-но к 2019г	2019	2020	2021	2022	2023		
				до	после											
				реализации мероприятия	реализации мероприятия											
3.1.24	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-49/1 до ТК-52/1, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,192 / 426	2 / 0,192 / 426	2022	2025	59 736,94	0,00	0,00	0,00	0,00	4 837,92	0,00	54 899,02	
3.1.25	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-52/1 до ТК-57/1, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,156 / 426	13 / 0,156 / 426	2022	2025	49 075,19	0,00	0,00	0,00	0,00	4 469,74	0,00	44 605,45	
3.1.26	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-57/1 до ТК-61/1, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,268 / 219	15 / 0,268 / 219	2022	2024	42 020,02	0,00	0,00	0,00	0,00	3 715,76	0,00	38 304,26	
3.1.27	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-57/3 до ТК-112/2, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,034 / 325	63 / 0,034 / 325	2023	2025	10 311,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2 545,36	7 765,80	
3.1.28	Реконструкция участка тепловой сети от хирургического корпуса до МДЦ, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,160 / 219	9 / 0,160 / 219	2023	2027	28 561,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2 715,03	25 846,85	
3.1.29	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-21 до ТК-12/1, источник теплоснабжения Южная котельная	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,611 / 325	29 / 0,611 / 325	2023	2024	140 767,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6 839,27	133 928,72	
3.1.30	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-76/3 до насосная станция №2, источник теплоснабжения Южная котельная	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,213 / 219	2 / 0,213 / 219	2023	2028	38 966,94	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3 176,86	35 790,08	
3.1.31	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-76/2 до ТК-73/2, источник теплоснабжения Восточная котельная	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,304 / 325	21 / 0,304 / 325	2023	2025	74 287,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4 852,50	69 435,38	
3.1.32	Реконструкция участка тепловой сети от ТК-27 до ТК-30, источник теплоснабжения Восточная котельная	износ / протяженность (2-х тр.) / диаметр	% / км / мм	100 / 0,397 / 273	13 / 0,397 / 273	2023	2026	84 463,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4 511,26	79 952,36	

**Таблица 130 – 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	Диаметр	Условный диаметр	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2021, 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	500	96770	1,14	1,02	1,06	70849,7	21254,9	92104,6	2021-2025
ТК-24/1-ТК-41/1	Подземная в непроходных каналах	1984	873	0,426	400	82021	1,14	1,02	1,06	105908,7	31772,6	137681,2	2021-2025
ТК-41/1-ТК-49/1	Подземная в непроходных каналах	1988	168	0,426	400	82021	1,14	1,02	1,06	20381,0	6114,3	26495,4	2021-2025
ТК-49/1-ТК-52/1	Подземная в непроходных каналах	1988	192	0,426	400	82021	1,14	1,02	1,06	23292,6	6987,8	30280,4	2021-2025
ТК-57/1-ТК-61/1	Подземная в непроходных каналах	1988	268	0,219	200	52872,58	1,14	1,02	1,06	20958,4	6287,5	27245,9	2021-2025
ТК-49/1-ТК-74/1	Подземная в непроходных каналах	1989	227	0,219	200	52872,58	1,14	1,02	1,06	17752,0	5325,6	23077,7	2021-2025
ТК-52/1-ТК-53/1	Подземная в непроходных каналах	1958	99	0,219	200	52872,58	1,14	1,02	1,06	7742,1	2322,6	10064,7	2021-2025
ТК-41/1-ТК-47А/1	Подземная в непроходных каналах	1958	175	0,159	150	45489,38	1,14	1,02	1,06	11774,4	3532,3	15306,8	2021-2025
ТК-39/1-ТК-41/2	Подземная в непроходных каналах	1989	233	0,159	150	45489,38	1,14	1,02	1,06	15676,8	4703,0	20379,9	2021-2025
ТК-49/1-ТК-46/2	Подземная в непроходных каналах	1989	424	0,325	300	66914,07	1,14	1,02	1,06	41963,9	12589,2	54553,0	2021-2025
ТК-49/1-ТК-46/2	Подземная в непроходных каналах	1989	238	0,273	250	61819,69	1,14	1,02	1,06	21761,9	6528,6	28290,4	2021-2025
ТК-3/2 - ТК-73/2	Подземная в непроходных каналах	1988	713	0,426	400	82021	1,14	1,02	1,06	86498,1	25949,4	112447,6	2021-2025
ТК-3/2 - ТК-73/2	Подземная в непроходных каналах	1987	202	0,325	300	66914,07	1,14	1,02	1,06	19992,2	5997,7	25989,9	2021-2025
ТК-3/2 - ТК-73/2	Подземная в непроходных каналах	1987	211	0,273	250	61819,69	1,14	1,02	1,06	19293,1	5787,9	25081,0	2021-2025
ТК-104/2-ТК-106/2	Подземная в непроходных каналах	1986	87	0,273	250	61819,69	1,14	1,02	1,06	7955,0	2386,5	10341,5	2021-2025
ТК-11/2-ТК-12/2	Подземная в непроходных каналах	1986	31	0,133	125	42435,01	1,14	1,02	1,06	1945,7	583,7	2529,4	2021-2025
ТК-14/2-ТК-15/2А	Подземная в непроходных каналах	1987	129	0,159	150	45489,38	1,14	1,02	1,06	8679,4	2603,8	11283,3	2021-2025
ТК-16/2-ТК-18/2	Подземная в непроходных каналах	1985	289	0,325	300	66914,07	1,14	1,02	1,06	28602,7	8580,8	37183,5	2021-2025

Участок	Тип прокладки	Год прокладки	Длина участка	Диаметр	Условный диаметр	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2021, тыс. руб	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итого с НДС, тыс. руб	Демонтаж, тыс. руб	Итоговая стоимость работ с НДС, тыс. руб	Предполагаемый период проведения реконструкции
ТК-20/2-ТК-18/2	Подземная в непроходных каналах	1956	122	0,219	200	52872,58	1,14	1,02	1,06	9540,7	2862,2	12403,0	2021-2025
ТК-24/2-ТК-28/2	Подземная в непроходных каналах	1988	297	0,325	300	66914,07	1,14	1,02	1,06	29394,5	8818,3	38212,8	2021-2025
ТК-28/2-ТК-29/2	Подземная в непроходных каналах	1974	129	0,219	200	52872,58	1,14	1,02	1,06	10088,2	3026,5	13114,6	2021-2025
ТК-66/2-103/2	Подземная в непроходных каналах	1958	60	0,273	250	61819,69	1,14	1,02	1,06	5486,2	1645,9	7132,0	2021-2025
ТК-22/2-мастерская	Подземная в непроходных каналах	1986	187	0,273	250	61819,69	1,14	1,02	1,06	17098,6	5129,6	22228,2	2021-2025
ТК-43/2-ТК-63/2	Подземная в непроходных каналах	1994	22	0,089	80	36194,63	1,14	1,02	1,06	1177,8	353,3	1531,1	2021-2025
ТК-36/2-53/2	Подземная в непроходных каналах	1955	731	0,219	200	52872,58	1,14	1,02	1,06	57166,3	17149,9	74316,2	2021-2025
ТК-51/2-ТК-57/2	Подземная в непроходных каналах	1974	247	0,219	200	52872,58	1,14	1,02	1,06	19316,1	5794,8	25110,9	2021-2025
ТК-57/2-Бойлерная 34 кв,	Подземная в непроходных каналах	1960	68	0,219	200	52872,58	1,14	1,02	1,06	5317,8	1595,3	6913,1	2021-2025
ТК-34/3-ТК-34/3В	Подземная в непроходных каналах	1990	164	0,159	150	45489,38	1,14	1,02	1,06	11034,3	3310,3	14344,6	2021-2025
ТК-57/3-ТК-112/2	Подземная в непроходных каналах	1989	34	0,325	300	66914,07	1,14	1,02	1,06	3365,0	1009,5	4374,5	2021-2025
ТК-45/3-ТК-47/3	Подземная в непроходных каналах	1969	52	0,159	150	45489,38	1,14	1,02	1,06	3498,7	1049,6	4548,3	2021-2025
ТК-10/3-ТК-55/3	Подземная в непроходных каналах	1966	413	0,273	250	61819,69	1,14	1,02	1,06	37763,2	11329,0	49092,2	2021-2025
ТК-6/3-ТК-6А/3	Подземная в непроходных каналах	1965	45	0,219	200	52872,58	1,14	1,02	1,06	3519,1	1055,7	4574,9	2021-2025
ТК-6А/3-ТК-50/3	Подземная в непроходных каналах	1965	220	0,159	150	45489,38	1,14	1,02	1,06	14802,2	4440,6	19242,8	2021-2025
ТК-30Б-МДЦ	Подземная в непроходных каналах	1992	97	0,219	200	52872,58	1,14	1,02	1,06	7585,7	2275,7	9861,4	2021-2025
ТК-53/1-ТК-55/1	Подземная в непроходных каналах	1957	75	0,159	150	45489,38	1,14	1,02	1,06	5046,2	1513,9	6560,0	2021-2025
ТК-72/3-Насосная №1	Подземная в непроходных каналах	1990	307	0,53	500	96770	1,14	1,02	1,06	43941,1	13182,3	57123,5	2021-2025
ТК-32/2-ТК-30/2	Подземная в непроходных каналах	1988	229	0,273	250	61819,69	1,14	1,02	1,06	20938,9	6281,7	27220,6	2021-2025
ТК-6/1-ТК-8/1	Подземная в непроходных каналах	1997	227	0,53	500	96770	1,14	1,02	1,06	32490,7	9747,2	42237,9	2025-2030
ТК-3/2 - ТК-73/2	Подземная в непроходных каналах	1998	44,5	0,53	500	96770	1,14	1,02	1,06	6369,3	1910,8	8280,1	2025-2030

Участок	Тип прокладки	Год прокладки	Длина участка	Диаметр	Условный диаметр	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2021, тыс. руб	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итого с НДС, тыс. руб	Демонтаж, тыс. руб	Итоговая стоимость работ с НДС, тыс. руб	Предполагаемый период проведения реконструкции
ТК-6/3-ТК-12/3	Подземная в непроходных каналах	1998	250	0,53	500	96770	1,14	1,02	1,06	35782,7	10734,8	46517,5	2025-2030
ТК-14/3-ТК-18А/3	Подземная в непроходных каналах	1998	410	0,53	500	96770	1,14	1,02	1,06	58683,6	17605,1	76288,7	2025-2030
ТК-21/3-ТК-23А/3	Подземная в непроходных каналах	1998	234	0,53	500	96770	1,14	1,02	1,06	33492,6	10047,8	43540,4	2025-2030
ТК-20/1-ТК-23/1	Подземная в непроходных каналах	2003	334	0,53	500	96770	1,14	1,02	1,06	47805,7	14341,7	62147,4	2030-2035
ТК-41/1-ТК-43/1	Подземная в непроходных каналах	2006	117	0,219	200	52872,58	1,14	1,02	1,06	9149,7	2744,9	11894,7	2030-2035
ТК-43/1-ТК-43/2	Подземная в непроходных каналах	2003	218	0,219	200	52872,58	1,14	1,02	1,06	17048,2	5114,5	22162,7	2030-2035
ТК-18/2-ТК-22/2	Подземная в непроходных каналах	2004	159	0,325	300	66914,07	1,14	1,02	1,06	15736,4	4720,9	20457,4	2030-2035
ТК-22/2-ТК-24/2	Подземная в непроходных каналах	2006	171	0,273	250	61819,69	1,14	1,02	1,06	15635,6	4690,7	20326,3	2030-2035
ТК-24/2-С,Перов,2	Подземная в непроходных каналах	2006	207	0,273	250	61819,69	1,14	1,02	1,06	18927,3	5678,2	24605,5	2030-2035
ТК-2/1-ТК-3/1	Подземная в непроходных каналах	2007	123	0,53	500	96770	1,14	1,02	1,06	17605,1	5281,5	22886,6	2035-2039
ТК-3/1-ТК-4/1	Подземная в непроходных каналах	2014	70	0,53	500	96770	1,14	1,02	1,06	10019,2	3005,7	13024,9	2035-2039
ТК-4/1-ТК-6/1	Подземная в непроходных каналах	2007	131	0,53	500	96770	1,14	1,02	1,06	18750,1	5625,0	24375,2	2035-2039
ТК-23/1-ТК-24/1	Подземная в непроходных каналах	2011	161	0,53	500	96770	1,14	1,02	1,06	23044,0	6913,2	29957,3	2035-2039
ТК-2/2 - ТК-3/2	Подземная в непроходных каналах	2013	117	0,53	500	96770	1,14	1,02	1,06	16746,3	5023,9	21770,2	2035-2039
ТК-8/2-ТК-11/2	Подземная в непроходных каналах	2010	295	0,426	400	82021	1,14	1,02	1,06	35788,1	10736,4	46524,6	2035-2039
ТК-11/2-ТК-16/2	Подземная в непроходных каналах	2010	276	0,426	400	82021	1,14	1,02	1,06	33483,1	10044,9	43528,1	2035-2039
ТК-18/2-ТК-20/1	Подземная в непроходных каналах	2014	147	0,325	300	66914,07	1,14	1,02	1,06	14548,8	4364,6	18913,4	2035-2039
ТК-32/2-ТК-63/2	Подземная в непроходных каналах	2008	103	0,219	200	52872,58	1,14	1,02	1,06	8054,9	2416,5	10471,4	2035-2039
ТК-38/2-ТК-41/2	Подземная в непроходных каналах	2014	164	0,159	150	45489,38	1,14	1,02	1,06	11034,3	3310,3	14344,6	2035-2039
ТК-10/1-11/2	Подземная в непроходных каналах	2013	152	0,325	300	66914,07	1,14	1,02	1,06	15043,6	4513,1	19556,7	2035-2039
ТК-4/3-ТК-6/3	Подземная в непроходных каналах	2008	136	0,53	500	96770	1,14	1,02	1,06	19465,8	5839,7	25305,5	2035-2039

Участок	Тип прокладки	Год прокладки	Длина участка	Диаметр	Условный диаметр	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2021, тыс. руб	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итого с НДС, тыс. руб	Демонтаж, тыс. руб	Итоговая стоимость работ с НДС, тыс. руб	Предполагаемый период проведения реконструкции
ТК-12/3-ТК-14/3	Подземная в непроходных каналах	2011	219	0,53	500	96770	1,14	1,02	1,06	31345,6	9403,7	40749,3	2035-2039
ТК-18/3А-ТК-19/3	Подземная в непроходных каналах	2009	137	0,53	500	96770	1,14	1,02	1,06	19608,9	5882,7	25491,6	2035-2039
ТК-19/3-ТК-20/3	Подземная в непроходных каналах	2010	75	0,53	500	96770	1,14	1,02	1,06	10734,8	3220,4	13955,2	2035-2039
ТК-26/3-ТК-27/3	Подземная в непроходных каналах	2008	106	0,325	300	66914,07	1,14	1,02	1,06	10491,0	3147,3	13638,3	2035-2039
<b>Южная котельная</b>													
П-1А-ТК-2/4	Надземная	1984	101	0,72	700	80392,2	1,14	1,02	1,06	12009,6	3602,9	15612,4	2021-2025
ТК-2/4 -Н,№6	Надземная	1984	1094	0,53	500	49687	1,14	1,02	1,06	80399,3	24119,8	104519,1	2021-2025
ЮК-П-1	Надземная	1996	165	0,82	800	98927,8	1,14	1,02	1,06	24143,2	7243,0	31386,1	2021-2025
ТК-63Б-больница Севрыба	Надземная	1989	536	0,273	250	23728,1	1,14	1,02	1,06	18811,3	5643,4	24454,8	2021-2025
П-1-Рем,цех	Надземная	1996	278	0,133	125	14872,17	1,14	1,02	1,06	6115,2	1834,6	7949,8	2021-2025
Н,№6-ТК-10/4	Подземная в непроходных каналах	1984	167	0,53	500	96770	1,14	1,02	1,06	23902,8	7170,8	31073,7	2021-2025
ТК-10/4-ТК-15/4	Подземная в непроходных каналах	1984	538	0,48	450	89362	1,14	1,02	1,06	71109,4	21332,8	92442,3	2021-2025
ТК-10/4-ТК-20/4	Подземная в непроходных каналах	1984	532	0,377	350	74747	1,14	1,02	1,06	58816,3	17644,9	76461,2	2021-2025
П-1-ТК-51	Подземная в непроходных каналах	1996	110	0,82	800	142625	1,14	1,02	1,06	23204,9	6961,5	30166,4	2021-2025
ТК-51-П-3А	Подземная в непроходных каналах	1996	1785	0,82	800	142625	1,14	1,02	1,06	376552,9	112965,9	489518,8	2021-2025
П-3А-П-3	Подземная в непроходных каналах	1996	846	0,63	600	111787	1,14	1,02	1,06	139879,4	41963,8	181843,2	2021-2025
ТК-34-ТК-38	Подземная в непроходных каналах	1993	413	0,53	500	96770	1,14	1,02	1,06	59113,0	17733,9	76846,9	2021-2025
ТК-81/3-ТК-76/3	Подземная в непроходных каналах	1984	429	0,426	400	82021	1,14	1,02	1,06	52044,5	15613,3	67657,8	2021-2025
ТК-74/3-ТК-72/3	Подземная в непроходных каналах	1971	153	0,377	350	74747	1,14	1,02	1,06	16915,2	5074,6	21989,8	2021-2025
ТК-59-ТК-61	Подземная в непроходных каналах	1989	216	0,53	500	96770	1,14	1,02	1,06	30916,2	9274,9	40191,1	2021-2025
ТК-61-ТК-63Б	Подземная в непроходных каналах	1996	463	0,53	500	96770	1,14	1,02	1,06	66269,5	19880,9	86150,4	2021-2025
ТК-63Б-ТК-81/3	Подземная в	1987	453	0,53	500	96770	1,14	1,02	1,06	64838,2	19451,5	84289,7	2021-2025

Участок	Тип прокладки	Год прокладки	Длина участка	Диаметр	Условный диаметр	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2021, тыс. руб	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итого с НДС, тыс. руб	Демонтаж, тыс. руб	Итоговая стоимость работ с НДС, тыс. руб	Предполагаемый период проведения реконструкции
	непроходных каналах												
ТК-11 -ТК-13	Подземная в непроходных каналах	1973	16	0,48	450	89362	1,14	1,02	1,06	2114,8	634,4	2749,2	2021-2025
ТК-13-ТК-7/4	Подземная в непроходных каналах	1984	105	0,48	450	89362	1,14	1,02	1,06	13878,2	4163,5	18041,7	2021-2025
ТК-21-ТК-48	Подземная в непроходных каналах	1975	744	0,325	300	66914,07	1,14	1,02	1,06	73634,7	22090,4	95725,1	2021-2025
ТК-48-ТК-50	Подземная в непроходных каналах	1975	191	0,325	300	66914,07	1,14	1,02	1,06	18903,5	5671,1	24574,6	2021-2025
ТК-3-ТК-52	Подземная в непроходных каналах	1988	291	0,325	300	66914,07	1,14	1,02	1,06	28800,7	8640,2	37440,9	2021-2025
П-3-Нас, № 4	Подземная в непроходных каналах	1976	322,8	0,72	700	127072	1,14	1,02	1,06	60670,2	18201,1	78871,3	2021-2025
ТК-26-УТ-1	Подземная в непроходных каналах	1977	151	0,325	300	66914,07	1,14	1,02	1,06	14944,7	4483,4	19428,1	2021-2025
ТК-2/4-Ремонтно-производственная база	Подземная в непроходных каналах	1989	76	0,426	400	82021	1,14	1,02	1,06	9220,0	2766,0	11986,0	2021-2025
ТК-2/4-Ремонтно-производственная база	Подземная в непроходных каналах	1989	292	0,273	250	61819,69	1,14	1,02	1,06	26699,4	8009,8	34709,2	2021-2025
ТК-2/4-Ремонтно-производственная база	Подземная в непроходных каналах	1989	202,3	0,159	150	45489,38	1,14	1,02	1,06	13611,3	4083,4	17694,6	2021-2025
ТК-2/4-Ремонтно-производственная база	Подземная в непроходных каналах	1989	32	0,108	100	40707,38	1,14	1,02	1,06	1926,7	578,0	2504,7	2021-2025
ТК-86/3-Нас, № 3	Подземная в непроходных каналах	1973	171	0,219	200	52872,58	1,14	1,02	1,06	13372,7	4011,8	17384,5	2021-2025
ТК-76/3-Нас, № 2	Подземная в непроходных каналах	1989	98	0,219	200	52872,58	1,14	1,02	1,06	7663,9	2299,2	9963,0	2021-2025
ТК-76/3-Нас, № 2	Подземная в непроходных каналах	1989	115	0,273	250	61819,69	1,14	1,02	1,06	10515,2	3154,6	13669,7	2021-2025
ТК-63Б-больница Севрыба	Подземная в непроходных каналах	1989	1026	0,273	250	61819,69	1,14	1,02	1,06	93813,7	28144,1	121957,8	2021-2025
ЮК-П-1А	Надземная	1998	125	0,82	800	98927,8	1,14	1,02	1,06	18290,3	5487,1	23777,4	2025-2030
Перемычка П-1Б-УТ-1	Надземная	2000	200	0,72	700	80392,2	1,14	1,02	1,06	23781,3	7134,4	30915,7	2025-2030
ТК-38-ТК-88/3	Подземная в непроходных каналах	2001	957,5	0,426	400	82021	1,14	1,02	1,06	116159,8	34847,9	151007,8	2025-2030
ТК-56-ТК-58	Подземная в непроходных каналах	1998	317	0,53	500	96770	1,14	1,02	1,06	45372,4	13611,7	58984,2	2025-2030
ТК-7-ТК-8	Подземная в непроходных каналах	1998	179	0,48	450	89362	1,14	1,02	1,06	23659,1	7097,7	30756,8	2025-2030
ТК-32-ТК-32А	Подземная в	2003	227	0,273	250	61819,69	1,14	1,02	1,06	20756,1	6226,8	26982,9	2030-2035

Участок	Тип прокладки	Год прокладки	Длина участка	Диаметр	Условный диаметр	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2021, 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
	непроходных каналах												
ТК-38-ТК-56	Подземная в непроходных каналах	2009	271	0,53	500	96770	1,14	1,02	1,06	38788,4	11636,5	50425,0	2035-2039
ТК-58-ТК-59	Подземная в непроходных каналах	2012	250	0,53	500	96770	1,14	1,02	1,06	35782,7	10734,8	46517,5	2035-2039
<b>Восточная котельная</b>													
П-5А-УТ-2	Подземная в непроходных каналах	1994	330	0,325	300	66914,07	1,14	1,02	1,06	32660,6	9798,2	42458,7	2021-2025
Т/с гараж "МЭЛС"	Подземная в непроходных каналах	1989	260	0,159	150	45489,38	1,14	1,02	1,06	17493,5	5248,0	22741,5	2021-2025
Т/сеть Молкомбинат	Подземная в непроходных каналах	1985	482	0,159	150	45489,38	1,14	1,02	1,06	32430,2	9729,1	42159,2	2021-2025
приборы учета - П-5	Подземная в непроходных каналах	1985	1064,14	0,72	700	127072	1,14	1,02	1,06	200005,0	60001,5	260006,4	2021-2025
ТК-109/2-ТК-112/2	Подземная в непроходных каналах	1989	413	0,53	500	96770	1,14	1,02	1,06	59113,0	17733,9	76846,9	2021-2025
ТК-107/2-ТК-109/2	Подземная в непроходных каналах	1989	115	0,325	300	66914,07	1,14	1,02	1,06	11381,7	3414,5	14796,2	2021-2025
ТК-94/2-ТК-92/2	Подземная в непроходных каналах	1984	42	0,219	200	52872,58	1,14	1,02	1,06	3284,5	985,4	4269,9	2021-2025
ТК-101/2-Бойл,н,Плато	Подземная в непроходных каналах	1995	198	0,273	250	61819,69	1,14	1,02	1,06	18104,4	5431,3	23535,7	2021-2025
ТК-15-ТК-78/2	Подземная в непроходных каналах	1996	310	0,426	400	82021	1,14	1,02	1,06	37607,9	11282,4	48890,2	2021-2025
ТК-78/2-ТК-76/2	Подземная в непроходных каналах	1992	204	0,426	400	82021	1,14	1,02	1,06	24748,4	7424,5	32172,9	2021-2025
ТК-76/2-ТК-75/2	Подземная в непроходных каналах	1977	150	0,273	250	61819,69	1,14	1,02	1,06	13715,5	4114,6	17830,1	2021-2025
ТК-75/2-ТК-73/2	Подземная в непроходных каналах	1988	154	0,325	300	66914,07	1,14	1,02	1,06	15241,6	4572,5	19814,1	2021-2025
ТК-27/2-ТК-30/2	Подземная в непроходных каналах	1988	397	0,273	250	61819,69	1,14	1,02	1,06	36300,2	10890,1	47190,3	2021-2025
П-8А-ТК-92/1	Подземная в непроходных каналах	1995	923	0,63	600	111787	1,14	1,02	1,06	152610,8	45783,2	198394,0	2021-2025
ВК-УТ-4	Подземная в непроходных каналах	1980	112	0,426	400	82021	1,14	1,02	1,06	13587,4	4076,2	17663,6	2021-2025
УТ-2-УТ-3	Подземная в непроходных каналах	1994	72	0,219	200	52872,58	1,14	1,02	1,06	5630,6	1689,2	7319,8	2021-2025
ТК-96/2-ТК-101/2	Подземная в непроходных каналах	2003	218	0,325	300	66914,07	1,14	1,02	1,06	21575,8	6472,7	28048,5	2030-2035

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 актуализации 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 131 - 134.

Сводные капитальные затраты данной группы проектов составят по первому сценарию 19013,9 млн. руб. и по второму – 18711,6 млн. руб. (без НДС). Проекты предполагаются к реализации в течение 2020 – 2039 гг.

**Таблица 131 – Сводные финансовые потребности в реализации проектов группы №6 для сценария 1**

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039	2020-2039
ПИР и ПСД	млн. руб.	-	74,2	96,8	95,0	129,7	100,3	70,8	64,1	62,5	59,0	59,0	55,6	425,4	1292,5
Оборудование	млн. руб.	-	711,3	927,6	911,3	1243,7	962,0	679,1	614,3	599,4	565,9	565,9	532,9	4078,3	12391,7
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	-	306,0	399,0	391,9	534,9	413,8	292,1	264,2	257,8	243,4	243,4	229,2	1754,1	5329,8
Всего капитальные затраты	млн. руб.	-	1091,5	1423,3	1398,3	1908,3	1476,1	1042,0	942,6	919,8	868,3	868,3	817,6	6257,7	19013,9
Непредвиденные расходы	млн. руб.	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	млн. руб.	-	218,3	284,7	279,7	381,7	295,2	208,4	188,5	184,0	173,7	173,7	163,5	1251,5	3802,8
Всего стоимость проекта	млн. руб.	-	1309,8	1708,0	1677,9	2290,0	1771,4	1250,3	1131,1	1103,8	1042,0	1042,0	981,2	7509,3	22816,7

**Таблица 132 – Сводные финансовые потребности в реализации проектов группы №6 для ТСО для сценария 1**

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039	2020-2039
<b>АО «Мурманская ТЭЦ»</b>															
ПИР и ПСД	млн. руб.	-	30,8	53,4	54,2	88,8	59,4	29,9	23,2	21,6	18,1	18,1	19,1	133,6	550,3
Оборудование	млн. руб.	-	295,7	512,0	519,2	851,6	569,9	286,9	222,2	207,3	173,8	173,8	183,2	1280,9	5276,5
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	-	127,2	220,2	223,3	366,3	245,1	123,4	95,6	89,2	74,8	74,8	78,8	550,9	2269,4
Всего капитальные затраты	млн. руб.	-	453,7	785,6	796,6	1306,7	874,5	440,3	340,9	318,1	266,7	266,7	281,1	1965,4	8096,2
Непредвиденные расходы	млн. руб.	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	млн. руб.	-	90,7	157,1	159,3	261,3	174,9	88,1	68,2	63,6	53,3	53,3	56,2	393,1	1619,2
Всего стоимость проекта	млн. руб.	-	544,4	942,7	955,9	1568,0	1049,4	528,4	409,1	381,8	320,0	320,0	337,3	2358,5	9715,49
<b>АО «МЭС»</b>															
ПИР и ПСД	млн. руб.	-	43,4	43,4	41,2	41,2	41,2	41,2	41,2	41,2	41,2	41,2	36,5	291,8	742,1
Оборудование	млн. руб.	-	415,6	415,6	394,8	394,8	394,8	394,8	394,8	394,8	394,8	394,8	349,7	2797,4	7115,2
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	-	178,8	178,8	169,8	169,8	169,8	169,8	169,8	169,8	169,8	169,8	150,4	1203,2	3060,3
Всего капитальные затраты	млн. руб.	-	637,8	637,8	605,8	605,8	605,8	605,8	605,8	605,8	605,8	605,8	536,5	4292,3	10917,7
Непредвиденные расходы	млн. руб.	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	млн. руб.	-	127,6	127,6	121,2	121,2	121,2	121,2	121,2	121,2	121,2	121,2	107,3	858,5	2183,5
Всего стоимость проекта	млн. руб.	-	765,3	765,3	726,9	726,9	726,9	726,9	726,9	726,9	726,9	726,9	643,8	5150,8	13101,2

**Таблица 133 – Сводные финансовые потребности в реализации проектов группы №6 для сценария 2**

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039	2020-2039
ПИР и ПСД	млн. руб.	-	67,3	92,2	90,6	128,8	103,0	72,2	65,3	62,4	54,6	54,6	55,6	425,4	1271,9
Оборудование	млн. руб.	-	645,4	883,6	868,8	1235,0	987,6	692,0	626,1	598,0	523,5	523,5	532,9	4078,3	12194,7
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	-	277,6	380,1	373,7	531,2	424,8	297,6	269,3	257,2	225,2	225,2	229,2	1754,1	5245,0
Всего капитальные затраты	млн. руб.	-	990,2	1355,9	1333,2	1895,0	1515,3	1061,7	960,8	917,6	803,2	803,2	817,6	6257,7	18711,6
Непредвиденные расходы	млн. руб.	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	млн. руб.	-	198,0	271,2	266,6	379,0	303,1	212,3	192,2	183,5	160,6	160,6	163,5	1251,5	3742,3
Всего стоимость проекта	млн. руб.	-	1188,3	1627,0	1599,8	2274,0	1818,4	1274,1	1152,9	1101,1	963,9	963,9	981,2	7509,3	22453,9

**Таблица 134 – Сводные финансовые потребности в реализации проектов группы №6 для ТСО для сценария 2**

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039	2020-2039
<b>АО «Мурманская ТЭЦ»</b>															
ПИР и ПСД	млн. руб.	-	30,8	53,4	54,2	88,8	59,4	29,9	23,2	21,6	18,1	18,1	19,1	133,6	550,3
Оборудование	млн. руб.	-	295,7	512,0	519,2	851,6	569,9	286,9	222,2	207,3	173,8	173,8	183,2	1280,9	5276,5
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	-	127,2	220,2	223,3	366,3	245,1	123,4	95,6	89,2	74,8	74,8	78,8	550,9	2269,4
Всего капитальные затраты	млн. руб.	-	453,7	785,6	796,6	1306,7	874,5	440,3	340,9	318,1	266,7	266,7	281,1	1965,4	8096,2
Непредвиденные расходы	млн. руб.	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	млн. руб.	-	90,7	157,1	159,3	261,3	174,9	88,1	68,2	63,6	53,3	53,3	56,2	393,1	1619,2
Всего стоимость проекта	млн. руб.	-	544,4	942,7	955,9	1568,0	1049,4	528,4	409,1	381,8	320,0	320,0	337,3	2358,5	9715,49
<b>АО «МЭС»</b>															
ПИР и ПСД	млн. руб.	-	36,5	38,8	36,5	40,0	43,6	42,2	42,1	40,7	36,5	36,5	36,5	291,8	721,6
Оборудование	млн. руб.	-	349,7	371,7	349,7	383,4	417,7	405,0	404,0	390,7	349,7	349,7	349,7	2797,4	6918,2
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	-	150,4	159,9	150,4	164,9	179,6	174,2	173,8	168,0	150,4	150,4	150,4	1203,2	2975,6
Всего капитальные затраты	млн. руб.	-	536,5	570,3	536,5	588,3	640,9	621,5	619,9	599,5	536,5	536,5	536,5	4292,3	10615,3
Непредвиденные расходы	млн. руб.	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	млн. руб.	-	107,3	114,1	107,3	117,7	128,2	124,3	124,0	119,9	107,3	107,3	107,3	858,5	2123,1
Всего стоимость проекта	млн. руб.	-	643,8	684,4	643,8	706,0	769,0	745,7	743,8	719,4	643,8	643,8	643,8	5150,8	12738,4

## **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»;

3. Строительство насосной станции новой угольной Южной котельной на месте старой котельной для увеличения располагаемого напора до 60 м (+30 на подаче и +30 на обратном) и производительностью 5200 т/ч;

4. Строительство насосной станции новой угольной котельной «Северная-Восточная» на месте котельной «Северная» для увеличения располагаемого напора на 70 м (+30м на подаче). Производительностью НС 3200 т/ч;

5. Строительство насосной станции новой угольной котельной «Северная-Восточная» на месте Восточной котельной для увеличения располагаемого напора до 60 м (+20 на подаче и +20 на обратном). Производительностью НС 3500 т/ч.

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

Капитальные вложения в реализацию группы проектов №7 по Сценариям приведены в таблицах 135 - 138. Сводные капитальные затраты этой группы проектов составят по сценарию 1 – 55,2 млн. руб, по второму – 466,3 млн.руб. Проекты предполагаются к реализации в течение 2021 – 2028 гг.

**Таблица 135 – Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №7 по Сценарию 1**

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032 - 2039
ПИР и ПСД	млн. руб.	0	0	0	0	3,7	0	0	0	0	0	0	0	3,7
Оборудование	млн. руб.	0	0	0	0	0	36	0	0	0	0	0	0	36
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	0	0	0	0	0	15,5	0	0	0	0	0	0	15,5
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0	0	0	0	3,7	51,5	0	0	0	0	0	0	55,2
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НДС	млн. руб.	0	0	0	0	0,74	10,3	0	0	0	0	0	0	11,0
Всего стоимость проекта	млн. руб.	0	0	0	0	4,44	61,8	0	0	0	0	0	0	66,2

**Таблица 136 – Финансовые потребности для реализации проектов группы №7 в разрезе ТСО по Сценарию 1**

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032 - 2039
<b>АО «Мурманская ТЭЦ»</b>														
ПИР и ПСД	млн. руб.	0	0	0	0	3,7	0	0	0	0	0	0	0	3,7
Оборудование	млн. руб.	0	0	0	0	0	36	0	0	0	0	0	0	36
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	0	0	0	0	0	15,5	0	0	0	0	0	0	15,5
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0	0	0	0	3,7	51,5	0	0	0	0	0	0	55,2
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НДС	млн. руб.	0	0	0	0	0,74	10,3	0	0	0	0	0	0	11,0
Всего стоимость проекта	млн. руб.	0	0	0	0	4,44	61,8	0	0	0	0	0	0	66,2

**Таблица 137 – Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №7 по Сценарию 2**

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2020 - 2039
ПИР и ПСД	млн. руб.	0	0	0	0	3,7	0	28,0	0	0	0	0	0	31,7
Оборудование	млн. руб.	0	0	0	0	0	36	0	267,8	0	0	0	0	303,8
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	0	0	0	0	0	15,5	0	115,3	0	0	0	0	130,8
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0	0	0	0	3,7	51,5	28	383,1	0	0	0	0	466,3
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НДС	млн. руб.	0	0	0	0	0,74	10,3	5,6	76,62	0	0	0	0	93,26
Всего стоимость проекта	млн. руб.	0	0	0	0	4,44	61,8	33,6	459,72	0	0	0	0	559,56

**Таблица 138 – Финансовые потребности для реализации проектов группы №7 в разрезе ТСО по Сценарию 2**

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2020 - 2039
<b>АО «Мурманская ТЭЦ»</b>														
ПИР и ПСД	млн. руб.	0	0	0	0	3,7	0	9,3	0	0	0	0	0	13
Оборудование	млн. руб.	0	0	0	0	0	36	0	89,3	0	0	0	0	125,3
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	0	0	0	0	0	15,5	0	38,4	0	0	0	0	53,9
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0	0	0	0	3,7	51,5	9,3	127,7	0	0	0	0	192,2
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НДС	млн. руб.	0	0	0	0	0,74	10,3	1,86	25,54	0	0	0	0	38,44
Всего стоимость проекта	млн. руб.	0	0	0	0	4,44	61,8	11,16	153,24	0	0	0	0	230,64
<b>Неопределенная организация</b>														
Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2020 - 2039
ПИР и ПСД	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	18,7	0	0	0	0	0	0
Оборудование	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	178,5	0	0	0	0	0
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	76,9	0	0	0	0	0
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	18,7	255,4	0	0	0	0	274,1
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
НДС	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	3,7	51,1	0	0	0	0	54,8
Всего стоимость проекта	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	22,4	306,5	0	0	0	0	328,9

## **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.

В настоящее время, открытая система горячего водоснабжения на территории г. Мурманска применяется в системе теплоснабжения от котельной «Северная».

В соответствии с п. 10. ФЗ №417 от 07.12.2011 г. "О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона "О водоснабжении и водоотведении":

- с 1 января 2013 года подключение объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается;

- с 1 января 2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.

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 теплоснабжения предлагается предусмотреть модернизацию данного ЦТП с установкой пластинчатых теплообменников ГВС. Теплосети после ЦТП должны быть переложены с использованием неметаллических трубопроводов. Протяженность переключаемых 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 к 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 139.

**Таблица 139 – 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 81-02-13-2021, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс.руб.
ЦТП №4 - ТК-274	13,72	0,03	Подземная, в непроходных каналах	30 928,20	1,14	1,02	1,06	523,0
ТК-274 - ТК-273	24,26	0,03	Подземная, в непроходных каналах	30 928,20	1,14	1,02	1,06	924,8
ТК-273 - ж/д ул. А. Невского д.96	9,83	0,03	Подземная, в непроходных каналах	30 928,20	1,14	1,02	1,06	374,7
ТК-273 - ТК-272	51,86	0,03	Подземная, в непроходных каналах	30 928,20	1,14	1,02	1,06	1977,0
ТК-272 - ж/д ул. А. Невского, 94	7,5	0,03	Подземная, в непроходных каналах	30 928,20	1,14	1,02	1,06	285,9
ТК-272 - ТК-271	26,55	0,03	Подземная, в непроходных каналах	30 928,20	1,14	1,02	1,06	1012,1
ТК-271 - ж/д ул. Кирпичная, 8	20,74	0,03	Подземная, в непроходных каналах	30 928,20	1,14	1,02	1,06	790,6
ТК-271 - ТК-270	30,81	0,03	Подземная, в непроходных каналах	30 928,20	1,14	1,02	1,06	1174,5
ТК-270 - ж/д ул. А. Невского, 90	7,52	0,03	Подземная, в непроходных каналах	30 928,20	1,14	1,02	1,06	286,7
ТК-270 - ТК-269	28,56	0,03	Подземная, в непроходных каналах	30 928,20	1,14	1,02	1,06	1088,7
ТК-269 - ж/д ул. Кирпичная,12	10,45	0,03	Подземная, в непроходных каналах	30 928,20	1,14	1,02	1,06	398,4
ТК-269 - ТК-268	53,42	0,03	Подземная, в непроходных каналах	30 928,20	1,14	1,02	1,06	2036,4
ТК-268 - ж/д ул. Кирпичная, 6	48,74	0,03	Подземная, в непроходных каналах	30 928,20	1,14	1,02	1,06	1858,0
ТК-503 - Мурманский КЦСОН	70	0,07	Подземная, в непроходных каналах	35 142,60	1,14	1,02	1,06	3032,1
ТК-94 - потребители ЦТП 62кв	250	0,08	Подземная, в непроходных каналах	36 194,63	1,14	1,02	1,06	11153,1

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

В зоне действия котельной «Северная» 547 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 (ред. от 27.10.2017) "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 1197,45 тыс. руб.

Мероприятия по закрытию ГВС предлагается осуществить с 2021 по 2022 годы.

Затраты на организацию закрытой схемы ГВС в ИТП каждого потребителя 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 665,782 млн. 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 котельной «Северная». Перечень требуемых мероприятий представлен в таблице 140.

**Таблица 140 - Перечень мероприятий по переходу на закрытую схему теплоснабжения от котельной «Северная»**

№ п/п	Наименование мероприятий	Наименование оборудования	Режим работы	Электрооборудование
<b>Котельная "Северная", основное и вспомогательное оборудование</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-П (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>Итого котельная "Северная"</b>

№ п/п	Объект	Наименование мероприятий	Наименование оборудования	Режим работы	Электрооборудование
<b>ЦТП район № 2 Ленинский АО</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 У2 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>Итого ЦТП район №2</b>

№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Наименование теплосети	Протяжённость участка, м	Существующий внутренний Ду подающего и обратного трубопровода, м	Мероприятие перекладка внутреннего Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Электрооборудование
<b>Тепловые сети от котельной "Северная"</b>								
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	ТК-62		40	0,309	0,35	Подземная	-

	Подстаницкого						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	

Величина капитальных затрат и срок реализации указанных мероприятий будут определены на этапе проектирования.

**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 период с 2020 года до 1 января 2022 года все потребители тепловой энергии должны быть переведены на закрытую схему 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 настоящее время сроки газификации Мурманской области не определены, по этой причине, в рамках настоящей актуализации Схемы теплоснабжения предполагается, что проекты по газификации Мурманской области или отдельно г. Мурманска в краткосрочной и среднесрочной перспективе не будут осуществлены.

Учитывая отложенную на неопределенное время программу газификации Мурманской области, связанную с освоением Штокмановского газоконденсатного месторождения (ГКМ), в рамках актуализации Схемы теплоснабжения на 2019-2039 годы, рассмотрены два наиболее вероятных сценария развития энергетики региона:

Сценарий 1: Сохранение мазутозависимости для существующих источников и строительство новых на твердом топливе;

Сценарий 2: Переход энергетики г. Мурманска на твердое топливо и электроэнергию (базируется на сценарии, разработанном в рамках Комплексного инвестиционного проекта модернизации системы теплоснабжения Мурманской области на 2015-2030 годы).

Проекты, предусматривающие перевод источников теплоснабжения Мурманской области на использования СПГ, в настоящее время планируются Правительством Мурманской области совместно с крупными газодобывающими компаниями ПАО «Газпром» и ПАО «НОВАТЭК» и будут возможны к реализации в случае обоснования их экономической целесообразности.

Перспективные топливные балансы по источникам теплоснабжения г. Мурманска представлены в таблицах 141–142.

**Таблица 141 – Топливный баланс источников тепловой энергии г. Мурманска (Сценарий №1)**

Показатель	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
<b>Мурманская ТЭЦ</b>													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	184,63	184,63	184,63	184,63	184,63	184,63	184,63	184,63	184,63	158,49	158,49	158,49
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	746,40	783,48	763,05	776,22	790,74	790,74	790,74	790,74	790,74	676,18	675,66	675,66
Расход условного топлива	тыс. Г <sub>у,т</sub>	120,40	125,46	122,19	124,29	126,61	126,61	126,61	126,61	126,61	109,06	108,97	108,97
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг <sub>у,т</sub> /Гкал	161,31	160,13	160,14	160,13	160,12	160,12	160,12	160,12	160,12	161,29	161,28	161,28
Расход натурального топлива	тыс. т	87,79	91,48	89,10	90,63	92,32	92,32	92,32	92,32	92,32	79,52	79,46	79,46
Максимальный часовой расход условного топлива	кг <sub>у,т</sub> /ч	29782,75	29565,37	29566,79	29564,78	29562,65	29562,65	29562,65	29562,65	29562,65	25562,60	25560,15	25560,15
<b>Южная котельная</b>													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	230,70	231,92	233,79	235,33	236,45	236,45	236,45	238,77	238,77	238,77	238,77	238,77
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	910,19	1004,95	972,45	996,94	1002,71	1002,71	1002,71	1015,80	1015,85	1023,82	1023,82	1023,82
Расход условного топлива	тыс. Г <sub>у,т</sub>	143,56	158,33	153,23	157,08	157,98	157,98	157,98	160,20	160,21	160,21	160,21	160,21
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг <sub>у,т</sub> /Гкал	157,72	157,55	157,57	157,56	157,56	157,56	157,56	157,71	156,49	156,49	156,49	156,49
Расход натурального топлива	тыс. т	107,09	115,57	111,84	114,65	115,32	115,32	115,32	116,94	116,95	116,95	116,95	116,95
Максимальный часовой расход условного топлива	кг <sub>у,т</sub> /ч	36386,24	36539,01	36838,28	37078,45	37254,13	37254,13	37254,13	37657,61	37364,69	37364,69	37364,69	37364,69
<b>Восточная котельная</b>													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	134,18	134,18	134,18	134,18	134,18	134,18	134,18	179,20	179,20	205,34	205,34	205,34
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	489,18	505,37	457,32	456,97	456,97	461,52	457,08	672,54	672,54	770,93	770,93	770,93
Расход условного топлива	тыс. Г <sub>у,т</sub>	77,55	77,90	69,87	69,82	69,82	70,60	69,84	106,85	106,85	123,76	123,76	123,76
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг <sub>у,т</sub> /Гкал	158,53	154,15	152,77	152,79	152,79	152,97	152,79	158,88	158,88	160,53	160,53	160,53
Расход натурального топлива	тыс. т	55,895	56,864	50,997	50,963	50,963	51,532	50,976	77,994	77,994	90,333	90,333	90,333
Максимальный часовой расход условного топлива	кг <sub>у,т</sub> /ч	21271,48	20683,16	20500,27	20501,12	20501,12	20526,09	20502,29	28470,17	28470,17	32964,42	32964,42	32964,42
<b>Котельная «Северная»</b>													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	151,68	151,68	151,68	157,59	158,97	158,97	182,24	182,24	182,24	182,24	182,24	182,24
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	587,96	613,21	608,68	627,54	631,86	631,86	735,72	735,72	735,72	735,72	735,72	735,72
Расход условного топлива	тыс. Г <sub>у,т</sub>	95,43	100,20	99,08	102,05	102,73	102,73	118,98	118,98	118,98	118,98	118,98	118,98

Показатель	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	162,31	163,40	163,40	163,40	163,40	163,40	163,40	163,40	163,40	163,40	163,40	163,40
Расход натурального топлива	тыс. т	70,26	73,77	72,94	75,13	75,63	75,63	87,60	87,60	87,60	87,60	87,60	87,60
Максимальный часовой расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	24620,11	24785,28	24785,28	25750,98	25976,47	25976,47	29778,48	29778,48	29778,48	29778,48	29778,48	29778,48
<b>Котельная «Роста»</b>													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	23,27	23,27	23,27	23,27	23,27	23,27	Закрытие котельной. Переключение нагрузок на котельную «Северная»					
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	101,58	103,40	103,40	103,39	102,96	103,39						
Расход условного топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	15,56	16,82	16,87	16,86	16,79	16,87						
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	162,60	162,70	163,12	163,12	163,12	163,12						
Расход натурального топлива	тыс. т	11,44	12,36	12,40	12,40	12,34	12,40						
Максимальный часовой расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	3783,33	3785,80	3795,53	3795,53	3795,53	3795,53						
<b>Котельная «Абрам-Мыс»</b>													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	14,05	15,43	14,69	14,69	14,69	14,69	14,69	14,69	14,69	14,69	14,69	14,69
Расход условного топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	2,80	3,01	2,90	2,76	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62
Мазут	тыс. т <sub>у.т</sub>	2,80	3,01	2,90	1,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Древесная щепа	тыс. т <sub>у.т</sub>	0,00	0,00	0,00	1,31	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии													
Мазут	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	198,97	195,24	195,24	195,24	195,24	195,24	195,24	195,24	195,24	195,24	195,24	195,24
Древесная щепа	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60	178,60
Расход натурального топлива													
Мазут	тыс. т	2,06	2,22	2,13	1,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Древесная щепа	тыс. т	0,00	0,00	0,00	4,52	9,05	9,05	9,05	9,05	9,05	9,05	9,05	9,05
Максимальный часовой расход условного топлива													
Мазут	кг <sub>у.т</sub> /ч	666,56	654,06	654,06	654,06	654,06	654,06	654,06	654,06	654,06	654,06	654,06	654,06
Древесная щепа	кг <sub>у.т</sub> /ч	598,31	598,31	598,31	598,31	598,31	598,31	598,31	598,31	598,31	598,31	598,31	598,31
<b>Котельная ТЦ «Росляково -1»</b>													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90

Показатель	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	85,10	88,48	84,12	84,12	84,12	84,90	84,90	84,90	84,90	84,90	84,90	84,90
Расход условного топлива		14,03	15,47	15,05	15,05	15,05	16,17	16,17	16,17	16,17	16,17	16,17	16,17
Мазут	тыс. т <sub>у.т</sub>	14,03	15,47	15,05	15,05	15,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Уголь	тыс. т <sub>у.т</sub>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	16,17	16,17	16,17	16,17	16,17	16,17	16,17
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии													
Мазут	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	164,83	174,80	178,86	178,86	178,86	178,86	178,86	178,86	178,86	178,86	178,86	178,86
Уголь	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	190,48	190,48	190,48	190,48	190,48	190,48	190,48	190,48	190,48	190,48	190,48	190,48
Расход натурального топлива													
Мазут	тыс. т	10,28	11,33	11,02	11,02	11,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Уголь	тыс. т	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	21,00	21,00	21,00	21,00	21,00	21,00	21,00
Максимальный часовой расход условного топлива													
Мазут	кг <sub>у.т</sub> /ч	3280,53	3478,84	3559,72	3559,72	3559,72	3559,72	3559,72	3559,72	3559,72	3559,72	3559,72	3559,72
Уголь	кг <sub>у.т</sub> /ч	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93
<b>Котельная ТЦ «Росляково Южное»</b>													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	1,94	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	8,22	11,25	8,71	8,71	8,71	8,71	8,71	8,71	8,71	8,71	8,71	8,71
Расход условного топлива		3,04	3,60	3,20	3,20	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
Уголь	тыс. т <sub>у.т</sub>	3,04	3,60	3,20	3,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	тыс. т <sub>у.т</sub>	0,00	0,00	0,00	0,00	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии													
Уголь	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	369,74	319,75	366,98	366,98	366,98	366,98	366,98	366,98	366,98	366,98	366,98	366,98
Электроэнергия	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
Расход натурального топлива													
Уголь	тыс. т	4,22	5,00	4,44	4,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	тыс. т	0,00	0,00	0,00	0,00	10,20	10,20	10,20	10,20	10,20	10,20	10,20	10,20
Максимальный часовой расход условного топлива													
Уголь	кг <sub>у.т</sub> /ч	715,44	721,04	827,54	827,54	827,54	827,54	827,54	827,54	827,54	827,54	827,54	827,54
Электроэнергия	кг <sub>у.т</sub> /ч	278,64	324,72	324,72	324,72	324,72	324,72	324,72	324,72	324,72	324,72	324,72	324,72
<b>Котельная «Фестивальная»</b>													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27

Показатель	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	10,89	11,44	11,84	11,84	11,84	11,76	11,76	11,76	11,76	11,76	11,76	11,76
Расход условного топлива	тыс. Т <sub>у,т</sub>	1,75	1,78	1,90	1,90	1,90	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг <sub>у,т</sub> /Гкал	160,56	155,37	160,14	160,14	160,14	160,14	160,14	160,14	160,14	160,14	160,14	160,14
Расход натурального топлива	тыс. т	1,29	1,31	1,40	1,40	1,40	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39
Максимальный часовой расход условного топлива	кг <sub>у,т</sub> /ч	525,43	508,44	524,07	524,07	524,07	524,07	524,07	524,07	524,07	524,07	524,07	524,07
<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
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	4,21	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44	4,44
Расход условного топлива		1,95	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59
Уголь	тыс. Т <sub>у,т</sub>	1,95	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	тыс. Т <sub>у,т</sub>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии													
Уголь	кг <sub>у,т</sub> /Гкал	462,80	447,45	447,45	447,45	447,45	447,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	кг <sub>у,т</sub> /Гкал	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
Расход натурального топлива													
Уголь	тыс. т	2,48	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	тыс. т	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20
Максимальный часовой расход условного топлива													
Уголь	кг <sub>у,т</sub> /ч	537,31	519,48	519,48	519,48	519,48	519,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	кг <sub>у,т</sub> /ч	167,18	167,18	167,18	167,18	167,18	167,18	167,18	167,18	167,18	167,18	167,18	167,18
<b>Дизельная котельная МУП «МУК»</b>													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	0,89	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	3,02	3,13	3,13	3,13	3,13	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11
Расход условного топлива		0,47	0,50	0,48	0,48	0,48	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Дизель	тыс. Т <sub>у,т</sub>	0,47	0,50	0,48	0,48	0,48	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Электроэнергия	тыс. Т <sub>у,т</sub>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии													
Дизель	кг <sub>у,т</sub> /Гкал	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92

Показатель	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Электроэнергия	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
Расход натурального топлива													
Дизель	тыс. т	0,32	0,34	0,33	0,33	0,33	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Электроэнергия	тыс. т	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73
Максимальный часовой расход условного топлива													
Дизель	кг <sub>у.т</sub> /ч	139,19	137,78	137,78	137,78	137,78	137,78	137,78	137,78	137,78	137,78	137,78	137,78
Электроэнергия	кг <sub>у.т</sub> /ч	127,73	126,43	126,43	126,43	126,43	126,43	126,43	126,43	126,43	126,43	126,43	126,43
<b>Котельная АО «ММП»</b>													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	17,86	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,00	19,00
Расход условного топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	2,99	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,18	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
Расход натурального топлива	тыс. т	2,18	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36	2,32	2,32
Максимальный часовой расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	707,26	707,26	707,26	707,26	707,26	707,26	707,26	707,26	707,26	707,26	707,26	707,26
<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
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	77,64	111,23	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00
Расход условного топлива		10,32	14,78	19,93	19,93	19,93	19,93	19,93	19,93	19,93	19,93	19,93	19,93
Мазут	тыс. т <sub>у.т</sub>	0,36	0,51	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69
Твердое топливо (ТБО)	тыс. т <sub>у.т</sub>	9,96	14,27	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24
Удельный расход условного топлива 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
Твердое топливо (ТБО)	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	125,04	128,25	128,25	128,25	128,25	128,25	128,25	128,25	128,25	128,25	128,25	128,25
Расход натурального топлива													
Мазут	тыс. т	0,27	0,38	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
Твердое топливо (ТБО)	тыс. т	49,78	71,33	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18
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
Твердое топливо (ТБО)	кг <sub>у.т</sub> /ч	1926,87	1976,27	1976,27	1976,27	1976,27	1976,27	1976,27	1976,27	1976,27	1976,27	1976,27	1976,27

Показатель	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
<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
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
Расход условного топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	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
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
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

**Таблица 142 – Топливный баланс источников тепловой энергии г. Мурманска (Сценарий №2)**

Показатель	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
<b>Мурманская ТЭЦ</b>													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	184,63	184,63	184,63	184,63	184,63	184,63	184,63	184,63	184,63	158,49	158,49	158,49
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	746,40	783,48	763,05	776,22	790,74	790,74	790,74	790,74	790,74	676,18	675,66	675,66
Расход условного топлива	тыс. Т <sub>у,т</sub>	120,40	125,46	122,19	124,29	126,61	126,61	126,61	126,61	126,61	109,06	108,97	108,97
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг <sub>у,т</sub> /Гкал	161,31	160,13	160,14	160,13	160,12	160,12	160,12	160,12	160,12	161,29	161,28	161,28
Расход натурального топлива	тыс. т	87,79	91,48	89,10	90,63	92,32	92,32	92,32	92,32	92,32	79,52	79,46	79,46
Максимальный часовой расход условного топлива	кг <sub>у,т</sub> /ч	29782,75	29565,37	29566,79	29564,78	29562,65	29562,65	29562,65	29562,65	29562,65	25562,60	25560,15	25560,15
<b>Южная котельная</b>													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	230,70	231,92	233,79	235,33	236,45	236,45	236,45	238,77	271,77	271,77	271,77	271,77
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	910,19	1004,95	972,45	996,94	1002,71	1002,71	1002,71	1015,84	1094,26	1094,26	1094,26	1094,26
Расход условного топлива		143,56	158,33	153,23	157,08	157,98	157,98	157,98	160,21	195,44	195,44	195,44	195,44
Мазут	тыс. Т <sub>у,т</sub>	143,56	158,33	153,23	157,08	157,98	157,98	157,98	160,21	0,00	0,00	0,00	0,00
Уголь	тыс. Т <sub>у,т</sub>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	195,44	195,44	195,44	195,44
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии													
Мазут	кг <sub>у,т</sub> /Гкал	157,72	157,55	157,57	157,56	157,56	157,56	157,56	157,71				
Уголь	кг <sub>у,т</sub> /Гкал									178,60	178,60	178,60	178,60
Расход натурального топлива													
Мазут	тыс. т	107,09	115,57	111,84	114,65	115,32	115,32	115,32	116,94	0,00	0,00	0,00	0,00
Уголь	тыс. т	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	253,81	253,81	253,81	253,81
Максимальный часовой расход условного топлива													
Мазут	кг <sub>у,т</sub> /ч	36386,24	36539,01	36838,28	37078,45	37254,13	37254,13	37254,13	37657,61	0,00	0,00	0,00	0,00
Уголь	кг <sub>у,т</sub> /ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	48538,66	48538,66	48538,66	48538,66
<b>Восточная котельная</b>													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	134,18	134,18	134,18	134,18	134,18	134,18	134,18	179,20	Закрытие котельной. Переключение нагрузок на котельную «Северная-Восточная»			
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	489,18	505,37	457,32	456,97	456,97	461,52	457,08	672,54				
Расход условного топлива	тыс. Т <sub>у,т</sub>	77,55	77,90	69,87	69,82	69,82	70,60	69,84	106,85				
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг <sub>у,т</sub> /Гкал	158,53	154,15	152,77	152,79	152,79	152,97	152,79	158,88				

Показатель	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Расход натурального топлива	тыс. т	55,895	56,864	50,997	50,963	50,963	51,532	50,976	77,994				
Максимальный часовой расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	21271,48	20683,16	20500,27	20501,12	20501,12	20526,09	20502,29	28470,17				
<b>Котельная «Северная»</b>													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	151,68	151,68	151,68	157,59	158,97	158,97	182,24	182,24	Закрытие котельной. Переключение нагрузок на котельную «Северная-Восточная»			
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	587,96	613,21	608,68	627,54	631,86	631,86	735,72	735,72				
Расход условного топлива	тыс. Т <sub>у.т</sub>	95,43	100,20	99,08	102,05	102,73	102,73	118,98	118,98				
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	162,31	163,40	163,40	163,40	163,40	163,40	163,40	163,40				
Расход натурального топлива	тыс. т	70,26	73,77	72,94	75,13	75,63	75,63	87,60	87,60				
Максимальный часовой расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	24620,11	24785,28	24785,28	25750,98	25976,47	25976,47	29778,48	29778,48				
<b>Котельная «Роста»</b>													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	23,27	23,27	23,27	23,27	23,27	23,27	Закрытие котельной. Переключение нагрузок на котельную «Северная»					
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	101,58	103,40	103,40	103,39	102,96	103,39						
Расход условного топлива	тыс. Т <sub>у.т</sub>	15,56	16,82	16,87	16,86	16,79	16,87						
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	162,60	162,70	163,12	163,12	163,12	163,12						
Расход натурального топлива	тыс. т	11,44	12,36	12,40	12,40	12,34	12,40						
Максимальный часовой расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	3783,33	3785,80	3795,53	3795,53	3795,53	3795,53						
<b>Котельная «Абрам-Мыс» (Сценарий 2а)</b>													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	14,05	15,43	14,69	14,69	14,69	11,80	11,80	11,80	11,80	11,80	11,80	11,80
Расход условного топлива		2,80	3,01	2,90	2,90	2,90	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70
Мазут	тыс. Т <sub>у.т</sub>	2,80	3,01	2,90	2,90	2,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	тыс. Т <sub>у.т</sub>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии													
Мазут	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	198,97	195,42	197,07	197,07	197,07	197,07	197,07	197,07	197,07	197,07	197,07	197,07
Электроэнергия	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
Расход натурального топлива													
Мазут	тыс. т	2,06	2,22	2,13	2,13	2,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Показатель	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Электроэнергия	тыс. т	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13,82	13,82	13,82	13,82	13,82	13,82	13,82
Максимальный часовой расход условного топлива													
Мазут	кг <sub>у.т</sub> /ч	666,56	654,65	660,18	660,18	660,18	660,18	660,18	660,18	660,18	660,18	660,18	660,18
Электроэнергия	кг <sub>у.т</sub> /ч	482,40	482,40	482,40	482,40	482,40	482,40	482,40	482,40	482,40	482,40	482,40	482,40
<b>Котельная «Абрам-Мыс» (Сценарий 2б)</b>													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	4,88	4,88	4,88	4,88	4,88	4,88	4,88	4,88	4,88	4,88	4,88	4,88
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	14,05	15,43	14,68	11,68	11,68	11,68	11,68	11,68	11,68	11,68	11,68	11,68
Расход условного топлива		2,80	3,01	2,89	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01
Мазут	тыс. т <sub>у.т</sub>	2,80	3,01	2,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	тыс. т <sub>у.т</sub>	0,00	0,00	0,00	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии													
Мазут	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	198,97	195,42	197,07	197,07	197,07	197,07	197,07	197,07	197,07	197,07	197,07	197,07
Электроэнергия	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	171,76	171,76	171,76	171,76	171,76	171,76	171,76	171,76	171,76	171,76	171,76	171,76
Расход натурального топлива													
Мазут	тыс. т	2,06	2,22	2,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	тыс. т	0,00	0,00	0,00	16,30	16,30	16,30	16,30	16,30	16,30	16,30	16,30	16,30
Максимальный часовой расход условного топлива													
Мазут	кг <sub>у.т</sub> /ч	970,99	953,64	961,69	961,69	961,69	961,69	961,69	961,69	961,69	961,69	961,69	961,69
Электроэнергия	кг <sub>у.т</sub> /ч	838,19	838,19	838,19	838,19	838,19	838,19	838,19	838,19	838,19	838,19	838,19	838,19
<b>Котельная ТЦ «Росляково -1»</b>													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90	19,90
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	85,10	88,48	84,12	84,12	84,12	84,90	84,90	84,90	84,90	84,90	84,90	84,90
Расход условного топлива		14,03	15,47	15,05	15,05	15,05	16,17	16,17	16,17	16,17	16,17	16,17	16,17
Мазут	тыс. т <sub>у.т</sub>	14,03	15,47	15,05	15,05	15,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Уголь	тыс. т <sub>у.т</sub>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	16,17	16,17	16,17	16,17	16,17	16,17	16,17
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии													
Мазут	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	164,83	174,80	178,86	178,86	178,86	178,86	178,86	178,86	178,86	178,86	178,86	178,86
Уголь	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	190,48	190,48	190,48	190,48	190,48	190,48	190,48	190,48	190,48	190,48	190,48	190,48
Расход натурального топлива													
Мазут	тыс. т	10,28	11,33	11,02	11,02	11,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Показатель	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Уголь	тыс. т	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	21,00	21,00	21,00	21,00	21,00	21,00	21,00
Максимальный часовой расход условного топлива													
Мазут	кг <sub>у.т</sub> /ч	3280,53	3478,84	3559,72	3559,72	3559,72	3559,72	3559,72	3559,72	3559,72	3559,72	3559,72	3559,72
Уголь	кг <sub>у.т</sub> /ч	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93	3790,93
<b>Котельная ТЦ «Росляково Южное»</b>													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	1,94	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	8,22	11,25	8,71	8,71	8,71	8,71	8,71	8,71	8,71	8,71	8,71	8,71
Расход условного топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	3,04	3,60	3,20	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	369,74	319,75	366,98	366,98	366,98	366,98	366,98	366,98	366,98	366,98	366,98	366,98
Расход натурального топлива	тыс. т	4,22	5,00	4,44	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08
Максимальный часовой расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	715,44	721,04	827,54	827,54	827,54	827,54	827,54	827,54	827,54	827,54	827,54	827,54
<b>Котельная «Фестивальная»</b>													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	10,89	11,44	11,84	11,84	11,84	11,76	11,76	11,76	11,76	11,76	11,76	11,76
Расход условного топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	1,75	1,78	1,90	1,90	1,90	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	160,56	155,37	160,14	160,14	160,14	160,14	160,14	160,14	160,14	160,14	160,14	160,14
Расход натурального топлива	тыс. т	1,29	1,31	1,40	1,40	1,40	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39
Максимальный часовой расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	525,43	508,44	524,07	524,07	524,07	524,07	524,07	524,07	524,07	524,07	524,07	524,07
<b>Угольная котельная МУП «МУК»</b>													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	4,21	4,44	4,44	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38
Расход условного топлива		1,95	1,99	1,99	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
Уголь	тыс. т <sub>у.т</sub>	1,95	1,99	1,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	тыс. т <sub>у.т</sub>	0,00	0,00	0,00	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии													
Уголь	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	462,80	447,45	447,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00

Показатель	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Расход натурального топлива													
Уголь	тыс. т	2,48	2,53	2,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	тыс. т	0,00	0,00	0,00	5,12	5,12	5,12	5,12	5,12	5,12	5,12	5,12	5,12
Максимальный часовой расход условного топлива													
Уголь	кг <sub>у.т</sub> /ч	429,48	415,23	415,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	кг <sub>у.т</sub> /ч	133,63	133,63	133,63	133,63	133,63	133,63	133,63	133,63	133,63	133,63	133,63	133,63
<b>Дизельная котельная МУП «МУК»</b>													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	0,89	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	3,02	3,13	3,13	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11	3,11
Расход условного топлива		0,47	0,50	0,48	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
Дизель	тыс. т <sub>у.т</sub>	0,47	0,50	0,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	тыс. т <sub>у.т</sub>	0,00	0,00	0,00	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии													
Дизель	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92	156,92
Электроэнергия	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
Расход натурального топлива													
Дизель	тыс. т	0,32	0,34	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электроэнергия	тыс. т	0,00	0,00	0,00	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64
Максимальный часовой расход условного топлива													
Дизель	кг <sub>у.т</sub> /ч	139,19	137,78	137,78	137,78	137,78	137,78	137,78	137,78	137,78	137,78	137,78	137,78
Электроэнергия	кг <sub>у.т</sub> /ч	127,73	126,43	126,43	126,43	126,43	126,43	126,43	126,43	126,43	126,43	126,43	126,43
<b>Котельная АО «ММП»</b>													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	17,86	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,50	19,00	19,00
Расход условного топлива	тыс. т <sub>у.т</sub>	2,99	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,18	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
Расход натурального топлива	тыс. т	2,18	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36	2,32	2,32
Максимальный часовой расход условного топлива	кг <sub>у.т</sub> /ч	707,26	707,26	707,26	707,26	707,26	707,26	707,26	707,26	707,26	707,26	707,26	707,26
<b>Котельная АО «Завод ТО ТБО»</b>													

Показатель	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
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
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	121,99	121,99	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00
Расход условного топлива		10,32	14,78	19,93	19,93	19,93	19,93	19,93	19,93	19,93	19,93	19,93	19,93
Мазут	тыс. Т <sub>у,т</sub>	0,36	0,51	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69
Твердое топливо (ТБО)	тыс. Т <sub>у,т</sub>	9,96	14,27	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24	19,24
Удельный расход условного топлива 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
Твердое топливо (ТБО)	кг <sub>у,т</sub> /Гкал	125,04	128,25	128,25	128,25	128,25	128,25	128,25	128,25	128,25	128,25	128,25	128,25
Расход натурального топлива													
Мазут	тыс. т	0,27	0,38	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
Твердое топливо (ТБО)	тыс. т	49,78	71,33	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18	96,18
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
Твердое топливо (ТБО)	кг <sub>у,т</sub> /ч	1926,87	1976,27	1976,27	1976,27	1976,27	1976,27	1976,27	1976,27	1976,27	1976,27	1976,27	1976,27
<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
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
Расход условного топлива	тыс. Т <sub>у,т</sub>	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
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
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
<b>Котельная «Северная-Восточная»</b>													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	362,84	388,98	388,98	388,98
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	1323,01	1421,40	1421,40	1421,40
Расход условного топлива										236,29	253,86	253,86	253,86
Мазут	тыс. Т <sub>у,т</sub>	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00
Уголь	тыс. Т <sub>у,т</sub>	-	-	-	-	-	-	-	-	236,29	253,86	253,86	253,86
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии													

Показатель	Единица измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2034	2035-2039
Мазут	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00
Уголь	кг <sub>у.т</sub> /Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	178,60	178,60	178,60	178,60
Расход натурального топлива													
Мазут	тыс. т	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00
Уголь	тыс. т	-	-	-	-	-	-	-	-	306,87	329,69	329,69	329,69
Максимальный часовой расход условного топлива													
Мазут	кг <sub>у.т</sub> /ч	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00
Уголь	кг <sub>у.т</sub> /ч	-	-	-	-	-	-	-	-	64803,02	69472,54	69472,54	69472,54

Расход резервного (аварийного) определяется нормативом технологического запаса топлива на тепловых электростанциях и котельных является ОНЗТ и определяется по сумме объемов ННЗТ и 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 143 представлены результаты оценки перспективных значений нормативов создания запасов топлива на период 2019 – 2039 гг.

С учетом возможного сценария, на ТЭЦ и котельных предлагается сохранение ныне сжигаемых видов топлива в качестве резервных.

**Таблица 143 – Нормативные запасы аварийных видов топлива**

Источник	Вид топлива	ННЗТ, тыс. тонн				
		2020	2024	2029	2034	2039
Котельная «Абрам-Мыс»	мазут	0,108				
	древесная щепа		0,417	0,417	0,417	0,417
Котельная ТЦ «Росляково -1»	мазут	0,485	0,536			
	уголь			1,019	1,019	1,019
Дизельная котельная МУП «МУК»	дизель	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
Котельная «Фестивальная»	мазут	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075
Котельная «Северная-Восточная»	уголь			18,555	18,555	18,555

## **8.2. Потребляемые источником тепловой энергии виды топлива, включая местные виды топлива, а также используемые возобновляемые источники энергии**

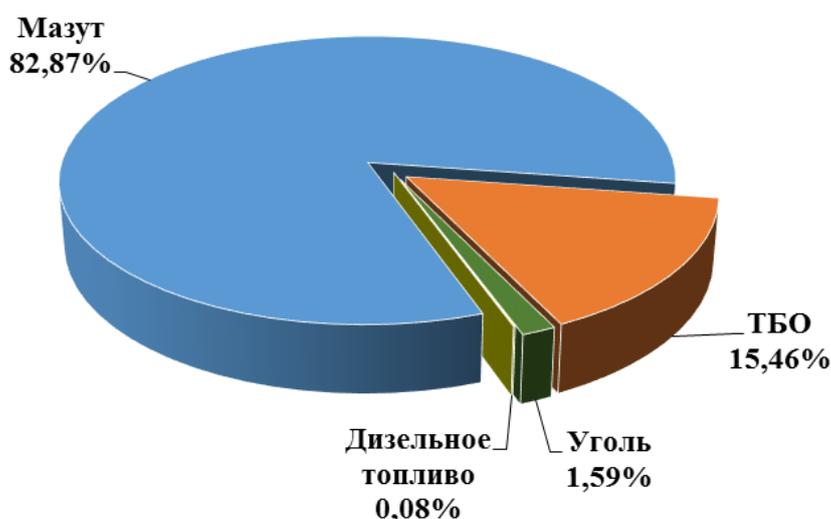
Местные виды топлива и возобновляемые источники энергии на существующих котельных города Мурманска не используются.

**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 13.



**Рисунок 13 – Количественное соотношение видов топлива, используемых на источниках тепловой энергии города Мурманска**

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



**БАШНЕФТЬ**

Выдает публичного информационного ресурса  
 «Информационный портал качества «Башнефть» «Башнефть-ИНТИ»  
 Информационный адрес:  
 Республиканский филиал, 450077, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Карла Маркса, д. 39, к.1  
 Адрес (исполнитель):  
 Республиканский филиал, 450028, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Уляш-топых, 74  
 e-mail: info\_bashneft@yandex.ru, тел. 8(347)242-55-17, факс 8(347)242-55-73  
 Исполнительный центр – управление контроля качества (ЦЖКУ)  
 Республиканский филиал, 450028, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Уляш-топых, 74  
 e-mail: info\_bashneft@yandex.ru, тел. 8(347)242-55-17, факс 8(347)242-55-73

**ПАСПОРТ № 1604**  
**Изуот топливный 100, 3,50%, зольный, 25 °С по ГОСТ 10585-2013**

Объемные доли воды, включая воду, содержащуюся в топливе:  
 Технический документ: Технический документ ТР ТС 012/2011 «О требованиях к качеству топлива и анализу топлива. Анализ, документация и сертификация топлива, включая для дизельных двигателей и двигателей (Российский Колледж Технологического образования № 15, 15.02.02)»  
 № 020 (Технический документ)  
 ГОСТ 10585-2013 «Битуминозные топлива. Топливные масла»  
 код ОКР 021 15.02.02.013  
 номер партии: 1604  
 дата изготовления: 16.03.2016  
 номер партии (идентификация): 1604/020  
 место сбора топлива (по ГОСТ 1557-2012): октябрь № 03  
 емкость, кубометры: 1002,3 м³  
 дата анализа топлива: 16.03.2016  
 дата окончания хранения: 16.03.2016  
 Паспорт издан в соответствии с требованиями ст. 15.02.02.013 № 020

Документ о соответствии ЕАЭС № RU Д-RO.АК36.025832  
 Срок действия - по 14.03.2021



Наименование показателя	Метод испытаний	Норма по ТР ТС 012/2011	Норма по ГОСТ 10585-2013	Фактическое значение
1. Вязкость (указана при 120 °С, г/см²): ВГ	ГОСТ 3230-85	-	не более 6,50	6,0
2. Зольность, %; для мазута: зольного	ГОСТ 1442-78	-	не более 0,10	0,10
3. Массовая доля механических примесей, %	ГОСТ 6870-83	-	не более 0,0	0,0
4. Массовая доля воды, %	ГОСТ 2477-2014	-	не более 1,0	0,1
5. Содержание окислительных кислот и соединений	ГОСТ 9227-74	-	присутствие	присутствие
6. Массовая доля серы, %	ГОСТ 30139-2013	не более 2,5	не более 2,50	2,13
7. Массовая доля сероводорода, ppm (г/т)	ГОСТ 30109-2013	не более 10	не более 10	9,1
8. Температура вспышки в открытом тигле, °С	ГОСТ 4333-2014	-	не менее 100	100
9. Температура воспламенения, °С	ГОСТ 20889-91	-	не менее 25	9
10. Температура хранения (нагрев) и пересыте на думок топлива (необязательно), °С/ч, для мазута с содержанием серы, %> 0,50	ГОСТ 21261-91	-	не более 2500	4000
11. Прочность при 10°С, кПа	ГОСТ Р 91288-07	-	не менее 100	100
12. Число фазовых выключений при 150 °С, % об.	ГОСТ 30139-2013 ASTM D 3102-13	-	не более 17	12,0

**Заголовок:** Изуот топливный 100, 3,50%, зольный, 25 °С по ГОСТ 10585-2013

**код идентификации:**

Технический документ: Технический документ ТР ТС 012/2011 «О требованиях к качеству топлива и анализу топлива. Анализ, документация и сертификация топлива, включая для дизельных двигателей и двигателей (Российский Колледж Технологического образования № 15, 15.02.02)»  
 ГОСТ 10585-2013 «Битуминозные топлива. Топливные масла».

**Ссылки на нормативные документы и ресурсы:**

- проект не содержит ошибок;

**Паспорт издан в соответствии с:**

- технические требования к качеству топлива по нормам ГОСТ 10585-2013 и контакту на продукцию мазута;
- технические требования по ГОСТ 10585-2013;
- по системе менеджмента качества «Башнефть» «Башнефть-ИНТИ» сертификат соответствия системы менеджмента качества (сертификат соответствия ГОСТ 10585-2013 в течение 3 лет) от ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ, выданной Федерацией № 0012648 от 20.04.2016.

Исполнитель  
 Старший лаборант  
 ДИП.ИЗУОТ.1604020.16.03.2016

Исполнитель  
 Руководитель  
 ДИП.ИЗУОТ.1604020.16.03.2016

Рисунок 14 – Паспорт качества топлива, используемого на источниках АО «Мурманская ТЭЦ»

МЭС



Филиал государственного акционерного общества  
«АКЦИОНЕРНОЕ НЕФТЯНОЕ ОБЩЕСТВО «БАЗНЕФТЬ» «БАЗНЕФТЬ-НОВОЙ»  
Юридический адрес:  
Российская Федерация, 450077, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Карла Маркса, д.30, к.1  
Адрес производства:  
Российская Федерация, 450037, Республика Башкортостан, г. Уфа-37  
e-mail: bnf-novoi@bashneft.ru, тел. 8(347)269-82-38, факс 8(347)269-81-55  
Испытательный центр – управление контроля качества (ЦКК)  
Российская Федерация, 450037, Республика Башкортостан, г. Уфа-37  
e-mail: bnf-novoi@bashneft.ru, тел. 8(347)269-82-38, факс 8(347)269-81-55

184

**ПАСПОРТ № 4283**

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

Обозначение документов, устанавливающих требования к топливу:  
Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (Решение Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011г. № 826) (Приложение 4);  
ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия»

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



Код ОКПД: 19.20.28.113  
Номер партии: 4283  
Дата изготовления: 15.08.2019  
Масса партии (масса): 6413 т  
Место отбора пробы (по ГОСТ 2517-2012): резервуар № 124  
Уровень заполнения: 923 см  
Дата отбора пробы: 15.08.2019  
Дата проведения испытаний: 15.08.2019  
Испытот выдан на основании: протокола испытаний от 15.08.2019 № 4283

Наименование показателя	Метод испытания	Норма по ТР ТС 013/2011	Норма по ГОСТ 10585-2013	Фактическое значение
1. Вязкость условная при 100 °С, градус ВУ	ГОСТ 6258-85	-	не более 6,80	6,3
2. Зольность, %, для мазута: зольного	ГОСТ 1461-75	-	не более 0,14	0,130
3. Массовая доля механических примесей, %	ГОСТ 6370-83	-	не более 1,0	0,68
4. Массовая доля воды, %	ГОСТ 2477-2014	-	не более 1,0	0,3
5. Содержание водородсодержащих кислот и щелочей	ГОСТ 6307-75	-	отсутствие	отсутствие
6. Массовая доля серы, %	ГОСТ 32139-2013	не более 3,5	не более 3,50	3,37
7. Содержание сероводорода, ppm (мг/кг)	ГОСТ 32505-2013	не более 10	не более 10	5,2
8. Температура вспышки в открытом тигле, °С	ГОСТ 4333-2014	не ниже 90	не ниже 110	122
9. Температура застывания, °С	ГОСТ 20287-91 (метод Б)	-	не выше 25	17
10. Теплота сгорания (нижняя) в пересчете на сухое топливо (небракующая), кДж/кг, для мазута с содержанием серы, %: 3,50	ГОСТ 21261-91	-	не менее 39500	39420
11. Плотность при 15 °С, кг/м³	ГОСТ Р 51069-97	-	не нормируется, определено обязательно	1008,1
12. Выход фракции, выкипающей до 350 °С, % об.	ГОСТ 33359-2015 ASTM D 1160-18	не более 17	-	16,0 16,0

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

- 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 18.10.2011г. № 826) (Приложение 4);
- ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия».
- Содержание в топливе примесей и топлива:**
- поглотитель сероводорода "EMASORB" марки 124 в количестве до 0,13 % масс.
- Дополнительная информация:**
- показатели по п.10 являются браковочным по условиям договоров и контрактов на поставку мазута;
- транспортирование и хранение по ГОСТ 1510-84;
- изготовитель филиал ПАО АНК «Базнефть» «Базнефть-Новый» гарантирует соответствие качества мазута требованиям ГОСТ 10585-2013 в течение 5 лет со дня изготовления при соблюдении потребителем условий транспортирования и хранения по ГОСТ 1510-84;
- паспорт безопасности № 00115545.02.38366.



Подпись: Милова Л.В.  
Тимофеева Л.С.

Рисунок 15 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной «Роста»



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

**ПАСПОРТ № 4714**

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

Обязательные документы, устанавливающие 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 И RU Д-РУ.АЯ36.8.08830  
Срок действия - по 14.03.2021



Код ОКПД2: 19.20.28.113  
Номер партии: 4714  
Дата изготовления: 03.09.2019  
Размер партии (масса): 6424 т  
Место отбора пробы (по ГОСТ 2517-2012): резервуар № 124  
Уровень исполнения: 523 см  
Дата отбора пробы: 03.09.2019  
Дата проведения испытаний: 03.09.2019  
[Скопировать данные на основании: протокола испытаний от 03.09.2019 № 4714]

Наименование показателя	Метод испытания	Норма по ТР ТС 013/2011	Норма по ГОСТ 10585-2013	Фактическое значение
1. Вязкость условная при 100 °С, градусы БУ	ГОСТ 6258-85	-	не более 6,80	6,6
2. Зольность, %, для мазута: зольного	ГОСТ 1461-79	-	не более 0,14	0,12
3. Массовая доля механических примесей, %	ГОСТ 6376-83	-	не более 1,0	0,72
4. Массовая доля воды, %	ГОСТ 2477-2014	-	не более 1,0	0,3
5. Содержание водорастворимых кислот и щелочей	ГОСТ 6307-75	-	отсутствует	отсутствует
6. Массовая доля серы, %	ГОСТ 32139-2013	не более 3,5	не более 3,50	3,21
7. Содержание сероводорода, ppm (мг/кг)	ГОСТ 32505-2013	не более 10	не более 10	5,4
8. Температура вспышки в открытом тигле, °С	ГОСТ 4333-2014	не ниже 90	не ниже 110	120
9. Температура застывания, °С	ГОСТ 20287-91 (метод Б)	-	не выше 25	17
10. Теплота сгорания (нижняя) в пересчете на сухое топливо (небракованная), кДж/кг, для мазута с содержанием серы, %: 3,50	ГОСТ 21261-91	-	не менее 39900	39420
11. Плотность при 15 °С, кг/м³	ГОСТ Р 51069-97	-	не нормируется, определено обязательно	1019,0
12. Выход фракции, выкипающей до 350 °С, % об.	ГОСТ 33359-2015 ASTM D 1160-18	не более 17	-	15,0
		-	не более 17	15,0

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

**определяются требования:**

- 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:**

- количество сероводорода "SULFUR" марки 124 в количестве до 0,13 % масс.

**Дополнительная информация:**

- показатель по п.10 является браковочным по условиям договоров и контрактов на поставку мазута;
- транспортирование и хранение по ГОСТ 1510-84;
- изготовитель физлиц ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-Новый» гарантирует соответствие качества мазута требованиям ГОСТ 10585-2013 в течение 5 лет со дня изготовления при соблюдении потребителем условий транспортирования и хранения по ГОСТ 1510-84;
- паспорт безопасности № 00135945.02.38366.



Начальник лаборатории  
Старший лаборант  
Дата выдачи паспорта 03.09.2019

подпись: Николаев Л.В.  
Бюджетное З.Б.

Рисунок 16 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной «Северная» и котельной «Абрам-Мыс»



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

**ПРИЛОЖЕНИЕ К ПАСПОРТУ № 4714**

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

№ п/п	Обозначение законодательного акта, нормативного документа или свода правил	Сведения, необходимые для описания товаров		
		Наименование показателя	Метод испытания	Фактическое значение
1.	Налоговый кодекс Российской Федерации, статья 181, п.1. 11.	Плотность при 20 °С, кг/м³	ГОСТ 3900-85	1015
		Агрегатное состояние при температуре 20 °С и давлении 760 мм рт.ст.		жидкость



Начальник лаборатории  
 Старший лаборант  
 Дата выдачи паспорта 03.09.2019

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

**Рисунок 17 – Приложение к паспорту используемого топлива на котельной «Северная» и котельной «Абрам-Мыс»**



**БАШНЕФТЬ**

Адрес производства:  
Российская Федерация, 450037, Республика Башкортостан, г. Уфа-37  
e-mail: bnf-novoi@bashneft.ru, тел. 8(347)269-82-38, факс 8(347)269-81-55  
Испытательный центр – управление контроля качества (ЦЗП)  
Российская Федерация, 450037, Республика Башкортостан, г. Уфа-37  
e-mail: bnf-novoi@bashneft.ru, тел. 8(347)269-82-38, факс 8(347)269-81-55

**ПРИЛОЖЕНИЕ К ПАСПОРТУ № 475**  
**Мазут топочный 100, 3,50%, зольный, 25 °С по ГОСТ 10585-2013**

№ п/п	Обозначение законодательного акта, нормативного документа или свода правил	Сведения, необходимые для описания товаров		
		Наименование показателя	Метод испытания	Фактическое значение
1.	Налоговый кодекс Российской Федерации, статьи 181, п.п. 11 п.1	Плотность в жидком состоянии при температуре 20 градусов Цельсия и атмосферном давлении 760 миллиметров ртутного столба, кг/м³	ГОСТ 3900-85	1037
		Кинематическая вязкость при температуре 200 °С, сСт	ГОСТ 33-2016	38,40
		Агрегатное состояние при температуре 20 °С и давлении 760 мм рт.ст.		жидкое состояние

В соответствии с п.п. 11 ст. 181 налогового Кодекса Российской Федерации топливо не относится к средним дистиллятам.

И.О. начальника лаборатории  
Старший лаборант  
Дата выдачи паспорта 02.02.2021



подпись Яковлева Л.Г.  
Тимофеева Л.С.

**Рисунок 19 – Приложение к паспорту используемого топлива на котельной ТЦ «Росляково-1»**

Результаты испытаний - Уголь бурый марки Б, третней, рассортированный, класс крупности 50-300 мм (ЗБПК)

№ п/п	Наименование и обозначение показателя, состояние топлива	Единица измерения	Метод испытания для данного показателя, (обозначение ИД)	Наименование испытательного оборудования и средств измерений, заводской номер	Результаты испытаний
1.	Общая влага, $W_t^t$	%	ГОСТ Р 52911-2013	Сушильный шкаф, Fisher Scientific Isotemp, Standard Ovens 503 Series, № зав.0001, Весы электронные АВ204-S, №1126330627	20,6
2.	Максимальная влагоемкость, $W_{max}^{af}$	%	ГОСТ 8858-93	Сушильный шкаф, Fisher Scientific Isotemp, Standard Ovens 503 Series, № зав.0001, Весы электронные АВ204-S, №1126330627, Насос вакуумный мембранный ИТ 2.960.034 ПС зав. № 245	23,0
3.	Зольность, сухое состояние, $A^d$	%	ГОСТ Р 55661-2013	Печь муфельная SNOI 7.2/1100 № зав. 07275, Весы электронные АВ204-S, №1126330627	4,5
4.	Выход летучих веществ, сухое беззольное состояние, $V^{daf}$	%	ГОСТ Р 55660-2013	Печь муфельная Type F6000 Furnace, № зав. 1249050886701, Весы электронные АВ204-S, №1126330627	46,3
5.	Содержание серы, сухое состояние, $S^d$	%	ГОСТ 8606-2015	Печь муфельная Type F6000 Furnace, №1249050886701, Весы электронные АВ204-S, №1126330627	0,23
6.	Теплота сгорания высшая, сухое беззольное состояние, $Q_c^{daf}$	ккал/кг МДж/кг	ГОСТ 147-2013	Калориметр сгорания бомбовый АБК-1В, № 30033, Весы электронные АВ204-S, №1126330627	7108 29,9
7.	Теплота сгорания низшая, рабочее состояние, $Q_r^t$	ккал/кг МДж/кг	ГОСТ 147-95	Калориметр сгорания бомбовый АБК-1В, № 30033, Весы электронные АВ204-S, №1126330627	5073 21,3
8.	Хлор, сухое состояние, $Cl^d$	%	ГОСТ 9326-2002	Печь муфельная Type F6000 Furnace №1249050886701, Весы электронные АВ204-S, №1126330627	0,0028
9.	Мышьяк, сухое состояние, $As^d$	%	ГОСТ 10478-93	Печь муфельная Type F6000 Furnace №1249050886701, Весы электронные АВ204-S, №1126330627	<0,0005

С.Ф. Волошина  
07.03.2018 г.

Начальник ИЛ Уалы С.Ф. Волошина

Рисунок 20 – Характеристики используемого топлива на котельной ТЦ «Росляково Южное»



Акционерное общество  
Газпромнефть - Омский НПЗ  
Российская Федерация, 644040, г. Омск - 40, пр. Губкина, д. 1  
Паспорт № 20925157  
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, установленным в системе менеджмента качества, соответствующей требованиям ISO 9001:2015.  
Сертификат № 31101521 QM15 по 13.01.2023.

Номер резервуара: 68  
Взлив, см: 1002  
Количество, т: 2406

Дата изготовления: 03.12.2020 г.  
Дата отбора пробы: 03.12.2020 г.  
Дата проведения анализа: 03.12.2020 г.

Наименование показателя	Метод испытания	Норма ТР	Норма НД	Факт. значения
Вязкость при 50 °С, не более: кинематическая, мм <sup>2</sup> /с	ГОСТ 33	-	118,00	91,73
Зольность, %, не более для топлива котельного: зольного	ГОСТ 1461	-	0,140	0,038
Массовая доля механических примесей, %, не более	ГОСТ 6370	-	1,0	0,031
Массовая доля воды, %, не более	ГОСТ 2477	-	1,0	0,4
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	168
Массовая доля серы, %, не более, для топлива: III вида	ASTM D 4294	-	2,00	1,27
Массовая доля серы, %, не более	ГОСТ 32139	3,5	-	1,27
Температура застывания, °С, не выше	ГОСТ 20287 (метод Б)	-	38	8
Теплота сгорания (нижняя) в пересчете на сухое топливо менее, для топлива: I, II, III вида	(не браковочная), кДж/кг, не ГОСТ 21261	-	40530	40740
Плотность при 15 °С, кг/м <sup>3</sup>	ГОСТ Р 51069	-	Не нормируется. Определение обязательно	989,2
Плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup> *	ГОСТ 3900	-	-	0,9833
Содержание сероводорода, ppm, не более	IP 570	-	10	8,85
Содержание сероводорода, ppm, не более	ГОСТ 33198	10	-	8,85
Выход фракции, выкипающей до 350 °С, % об, не более	ASTM D 1160	-	17	11,3
Выход фракции, выкипающей до 350 °С, % об, не более	ГОСТ 33359	17	-	11,3
Структурно-групповой состав, содержание, %масс.: -ароматических углеводородов **	IP 469	-	-	53,9

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: 03.12.2020 15:54:13 (Московский филиал) 03.12.2020 12:54:13.



Рисунок 21 – 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

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ ВОЕННОГО ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВА**



**Гарантийные обязательства**

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

**Рисунок 22 – 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, котельной АО «Завод ТО ТБО», котельной «Северная», котельной «Роста», котельной «Абрам-Мыс», котельной ТЦ «Росляково – 1», котельной «Фестивальная», котельной АО «ММТП», котельной №22, что составляет 82,87% от общего использования топлива.

На котельной АО «Завод ТО ТБО» в качестве основного топлива используется твердые бытовые отходы, на долю которого приходится 15,46% от общего использования.

На котельной ТЦ «Росляково Южное» и угольной котельной МУП «МУК» в качестве топлива используется каменный уголь, что составляет 1,59% от общего использования.

На дизельной котельной МУП «МУК» в качестве основного топлива используется дизельное топливо, которое составляет 0,08% 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 2019 по 2039 г.

### **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 2019 по 2039 г.

В мероприятия по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизацию источников тепловой энергии входят 8 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;

6) 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 144 – 145.

Таким образом, общий объем инвестиций в мероприятия по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии составит:

– по Сценарию 1 – **3 590,98 млн. руб.** (в ценах соответствующих лет с учетом НДС);

– по Сценарию 2а – **13 080,78 млн. руб.** (в ценах соответствующих лет с учетом НДС);

– по Сценарию 2б – **12 611,28 млн. руб.** (в ценах соответствующих лет с учетом НДС);

– по Сценарию 2в – **12 516,98 млн. руб.** (в ценах соответствующих лет с учетом НДС)

**Таблица 144 – Затраты на мероприятия по источникам г. Мурманска (Сценарий 1)**

№	Мероприятие	Источник финансирования	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039	Итого
<b>Мурманская ТЭЦ</b>													
1	Средний ремонт парового энергетического котла ТП-35 ст.№4	Собственные средства	4,946										4,946
2	Капитальный ремонт парового энергетического котла ГМ-50-1 ст.№7	Собственные средства	2,367										2,367
3	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№8	Собственные средства	0,953										0,953
4	Средний ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№3	Собственные средства		3,74									3,740
5	Средний ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№5	Собственные средства		9,41									9,410
6	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№9	Собственные средства		7,1									7,100
7	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№2	Собственные средства			8,32								8,320
8	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№8	Собственные средства			2,72								2,720
9	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№10	Собственные средства			13,65								13,650
10	Средний ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№1	Собственные средства				3,58							3,580
11	Средний ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№6	Собственные средства				5,59							5,590
12	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№9	Собственные средства				7,1							7,100
13	Проектные работы по замене паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные	Инвестиционная программа		5,87	44,80								50,67
14	Замена паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные котлы КВ-ГМ-58,2-150 ст. №11 и ст.№12	Инвестиционная программа				177,35	177,35						354,70
15	Проектные работы по замене парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-58,2-150 ст. №13	Инвестиционная программа					29,35						29,35
16	Замена парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-58,2-150 ст. №13	Инвестиционная программа						143,36					143,36
17	Текущий ремонт Турбогенератора №3	Собственные	6,41										6,408

№	Мероприятие	Источник финансирования	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039	Итого
		средства											
18	Текущий ремонт Турбогенератора №4	Собственные средства	0,29										0,290
19	Реконструкция РУСН-6кВ – 1 и 2 очередь	Амортизационные отчисления							20				20,000
20	Реконструкция РУСН-0,4кВ – 1 и 2 очередь	Амортизационные отчисления							20				20,000
21	Установка анеморумбометра на территории Мурманской ТЭЦ	Собственные средства	0,52										0,5
22	Модернизация инженерно - технических средств охраны Мурманской ТЭЦ	Собственные средства		62,27	62,27								124,5
	<b>ИТОГО по Мурманской ТЭЦ</b>		<b>15,48</b>	<b>88,39</b>	<b>131,76</b>	<b>193,62</b>	<b>206,70</b>	<b>143,36</b>	<b>40,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>819,32</b>
<b>Восточная котельная</b>													
23	Текущий ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№6	Собственные средства	11,893										11,89
24	Текущий ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№3	Собственные средства	9,608										9,61
25	Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№5	Собственные средства	2,307										2,31
26	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№3	Собственные средства		11,44									11,44
27	Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№4	Собственные средства		4,161									4,16
28	Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№3	Собственные средства			8,33								8,33
29	Текущий ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№5	Собственные средства			4,31								4,31
30	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№1	Собственные средства				7,72							7,72
31	Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№6	Собственные средства				9,76							9,76
32	Установка частотных преобразователей на	Инвестиционная	4,08	4,10	4,03	4,09	0,00						16,30

№	Мероприятие	Источник финансирования	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039	Итого
	тягодутьевых механизмах котлов Восточной котельной с разработкой ПД	программа											
33	Реконструкция очистных сооружений Восточной котельной	Собственные средства		7,36	33,00	33,00							73,36
34	Реконструкция приемной железобетонной емкости для мазута V=250м3 Восточной котельной	Собственные средства		1,87	16,80								18,67
35	Установка анеморумбометра и дооборудование предохранительными клапанами мазутных резервуаров Восточной котельной	Собственные средства	1,48										1,48
36	Техническое перевооружение участков мазутопроводов из котельной и мазутонасосной Восточной котельной	Собственные средства	0,77	4,58									5,35
37	Модернизация инженерно - технических средств охраны Восточной котельной	Собственные средства	48,00	24,84									72,84
38	Реконструкция сетевой установки Восточной котельной (включающая замену внутрисканционного 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 составляющая в тарифе					14	186					200,00
39	Реконструкция схемы передачи тепловой энергии от Завода ТО ТБО на котельную	Собственные средства			1,44	11,28	11,28						24,00
	<b>ИТОГО по Восточной котельной</b>		<b>78,14</b>	<b>58,35</b>	<b>67,91</b>	<b>65,85</b>	<b>25,28</b>	<b>186,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>481,53</b>
<b>Южная котельная</b>													
40	Установка анеморумбометра и дооборудование предохранительными клапанами мазутных резервуаров Южной котельной	Собственные средства	1,480										1,48
41	Модернизация инженерно - технических средств охраны Южной котельной	Собственные средства	38,0	74,73	38,29								151,01
42	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№1	Собственные средства	4,164										4,16

№	Мероприятие	Источник финансирования	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039	Итого
43	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№5	Собственные средства	15,224										15,22
44	Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№7	Собственные средства	5,954										5,95
45	Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№3	Собственные средства		4,77									4,77
46	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№4	Собственные средства		4,01									4,01
47	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№6	Собственные средства		3,13									3,13
48	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№8	Собственные средства		3,62									3,62
49	Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№2	Собственные средства			5,52								5,52
50	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№5	Собственные средства			13,71								13,71
51	Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№1	Собственные средства				3,74							3,74
52	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№4	Собственные средства				12,539							12,54
53	Реконструкция контура и ввод в эксплуатацию ВК-9,10 КВГМ-100 (с выводом из эксплуатации ВК- 4,5 ПТВМ-100)	Инвестиционная составляющая в тарифе				24,5	108,5	108,5	108,5				350,0
	<b>ИТОГО по Южная котельная</b>		<b>64,82</b>	<b>90,26</b>	<b>57,52</b>	<b>40,78</b>	<b>108,50</b>	<b>108,50</b>	<b>108,50</b>	<b>0,00</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>578,87</b>
<b>Котельная "Северная"</b>													
54	Установка двух паровых котлов ДКВР-10/13	Амортизационные отчисления				5,0	24,0						29,00
55	Капитальный ремонт 2 котлов ПТВМ-30	Собственные средства				2,0	50,0						52,00
56	Установка водогрейного котла Eurotherm-58	Амортизационные отчисления					4,0	135,0					139,00
57	Установка двух водогрейных котлов Eurotherm-58	Амортизационные отчисления						4,0	135,0				139,00

№	Мероприятие	Источник финансирования	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039	Итого
58	Установка парового котла ДКВР-10/13	Амортизационные отчисления						3,0	12,0				15,00
	<b>ИТОГО по котельной «Северная»</b>		<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>7,00</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>374,00</b>
<b>Котельная "Абрам-Мыс"</b>													
59	Разработка ПСД (включая изыскания и согласования) для замены паровых котлов ДКВР на водогрейные щеповые котлы	Амортизационные отчисления		11									11,00
60	Установка трех водогрейных котлов марки КВм-2,5щг, тепловой мощностью 2,15 Гкал/ч каждый, работающих на щепе, и вспомогательного оборудования	Амортизационные отчисления			99								99,00
	<b>ИТОГО по котельной «Абрам-Мыс»</b>		<b>0,00</b>	<b>11,00</b>	<b>99,00</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>110,00</b>
<b>Котельная "Роста"</b>													
61	Установка водогрейного котла мощностью 4 МВт	Инвестиционная составляющая в тарифе		0,183	3,966								4,15
	<b>ИТОГО по котельной «Роста»</b>		<b>0,00</b>	<b>0,18</b>	<b>3,97</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>4,15</b>
<b>Дизельная котельная</b>													
62	Установка двух электродвигателей ТЭН-300, тепловой мощностью 0,3 Гкал/ч каждый	Инвестиционная составляющая в тарифе					1,2						1,20
63	Поэтапная замена дизельных котлов GTE 511 (2шт.) и GTE 521	Инвестиционная составляющая в тарифе				1,23	1,97						3,20
	<b>ИТОГО по дизельной котельной</b>		<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>1,23</b>	<b>3,17</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>4,40</b>
<b>Угольная котельная</b>													
64	Разработка ПСД и строительство новой электродвигательной в блочно-модульном исполнении тепловой мощностью 3,12 Гкал/ч	Инвестиционная составляющая в тарифе			1,0	2,0	4,25						7,25
	<b>ИТОГО по угольной котельной</b>		<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>1,00</b>	<b>2,00</b>	<b>4,25</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>7,25</b>
<b>Котельная «Завод ТО ТБО»</b>													
65	Капитальный ремонт котлов №1-2 и вспомогательного оборудования	Инвестиционная составляющая в тарифе	265,38	166,38									431,76
	<b>ИТОГО по котельной «Завод ТО ТБО»</b>		<b>265,38</b>	<b>166,38</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>431,76</b>
<b>Котельная "ММТП"</b>													

№	Мероприятие	Источник финансирования	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039	Итого
66	СМР замена котла ДКВР на котел ДЕ 10/14.	Собственные средства	33,00										33,00
67	СМР автоматизация деаэраторов	Собственные средства	8,50										8,50
68	ПИР замена мазутных подогревателей, СМР замена мазутных подогревателей	Собственные средства	5,05										5,05
69	ПИР и СМР замена насосного оборудования	Собственные средства	1,10										1,10
	<b>ИТОГО по котельной «ММТП»</b>		<b>47,65</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>47,65</b>
<b>Котельная №22</b>													
70	Капитальный ремонт паровых котлов КВВА 6/15 и ДЕ-16/14 ГМ	Собственные средства	2,5										2,50
	<b>ИТОГО по котельной №22</b>		<b>2,5</b>										<b>2,50</b>
<b>Котельная «ТЦ Росляково-1»</b>													
71	Строительство новой угольной котельной "ТЦ Росляково-1" (Вкл. создание материально-техн. базы, вывод из эксплуатации котельной)	Инвестиционная инициатива	6,24	45,72	301,72	258,91	20,18	1,47	1,53	0,79			636,54
	<b>ИТОГО по котельной «ТЦ Росляково-1»</b>		<b>6,24</b>	<b>45,72</b>	<b>301,72</b>	<b>258,91</b>	<b>20,18</b>	<b>1,47</b>	<b>1,53</b>	<b>0,79</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>636,54</b>
<b>Котельная «ТЦ Росляково Южное»</b>													
72	Реконструкция угольной котельной с установкой на котельной электрод котлов	Инвестиционная инициатива	60,03	32,97									93,01
	<b>ИТОГО по котельной «ТЦ Росляково Южное»</b>		<b>60,03</b>	<b>32,97</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>93,01</b>
<b>Котельная "Северная"</b>													
73	Мероприятия по переходу на закрытую схему ГВС	н.о.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<b>Всего по источникам (млн.руб. (с НДС), в том числе:</b>		<b>540,25</b>	<b>493,25</b>	<b>662,87</b>	<b>569,39</b>	<b>446,08</b>	<b>581,33</b>	<b>297,03</b>	<b>0,79</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>3590,98</b>

**Таблица 145 – Затраты на мероприятия по источникам г. Мурманска (Сценарий 2)**

№	Мероприятие	Источник финансирования	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039	Итого
<b>Мурманская ТЭЦ</b>													
1	Средний ремонт парового энергетического котла ТП-35 ст.№4	Собственные средства	4,946										4,946
2	Капитальный ремонт парового энергетического котла ГМ-50-1 ст.№7	Собственные средства	2,367										2,367
3	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№8	Собственные средства	0,953										0,953
4	Средний ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№3	Собственные средства		3,74									3,740
5	Средний ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№5	Собственные средства		9,41									9,410
6	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№9	Собственные средства		7,1									7,100
7	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№2	Собственные средства			8,32								8,320
8	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№8	Собственные средства			2,72								2,720
9	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№10	Собственные средства			13,65								13,650
10	Средний ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№1	Собственные средства				3,58							3,580
11	Средний ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№6	Собственные средства				5,59							5,590
12	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№9	Собственные средства				7,1							7,100
13	Проектные работы по замене паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные	Инвестиционная программа		5,87	44,80								50,67
14	Замена паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные котлы КВ-ГМ-58,2-150 ст. №11 и ст.№12	Инвестиционная программа				177,35	177,35						354,70
15	Проектные работы по замене парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-58,2-150 ст. №13	Инвестиционная программа					29,35						29,35

№	Мероприятие	Источник финансирования	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039	Итого
16	Замена парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-58,2-150 ст. №13	Инвестиционная программа						143,36					143,36
17	Текущий ремонт Турбогенератора №3	Собственные средства	6,41										6,408
18	Текущий ремонт Турбогенератора №4	Собственные средства	0,29										0,290
19	Реконструкция РУСН-6кВ – 1 и 2 очередь	Амортизационные отчисления							20				20,000
20	Реконструкция РУСН-0,4кВ – 1 и 2 очередь	Амортизационные отчисления							20				20,000
21	Установка анеморумбометра на территории Мурманской ТЭЦ	Собственные средства	0,52										0,5
22	Модернизация инженерно - технических средств охраны Мурманской ТЭЦ	Собственные средства		62,27	62,27								124,5
	<b>ИТОГО по Мурманской ТЭЦ</b>		<b>15,48</b>	<b>88,39</b>	<b>131,76</b>	<b>193,62</b>	<b>206,70</b>	<b>143,36</b>	<b>40,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>819,32</b>
<b>Восточная котельная</b>													
23	Текущий ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№6	Собственные средства	11,893										11,89
24	Текущий ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№3	Собственные средства	9,608										9,61
25	Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№5	Собственные средства	2,307										2,31
26	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№3	Собственные средства		11,44									11,44
27	Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№4	Собственные средства		4,161									4,16
28	Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№3	Собственные средства			8,33								8,33
29	Текущий ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№5	Собственные средства			4,31								4,31
30	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250	Собственные средства				7,72							7,72

№	Мероприятие	Источник финансирования	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039	Итого
	ст.№1												
31	Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№6	Собственные средства				9,76							9,76
32	Установка частотных преобразователей на тягодутьевых механизмах котлов Восточной котельной с разработкой ПД	Инвестиционная программа	4,08	4,10	4,03	4,09							16,30
33	Реконструкция очистных сооружений Восточной котельной	Собственные средства		7,36	33,00	33,00							73,36
34	Реконструкция приемной железобетонной емкости для мазута V=250м3 Восточной котельной	Собственные средства		1,87	16,80								18,67
35	Установка анеморумбометра и дооборудование предохранительными клапанами мазутных резервуаров Восточной котельной	Собственные средства	1,48										1,48
36	Техническое перевооружение участков мазутопроводов из котельной и мазутонасосной Восточной котельной	Собственные средства	0,77	4,58									5,35
37	Модернизация инженерно - технических средств охраны Восточной котельной	Собственные средства	48,00	24,84									72,84
38	Реконструкция схемы передачи тепловой энергии от Завода ТО ТБО на Восточную котельную	Собственные средства			1,44	11,28	11,28						24,0
	<b>ИТОГО по Восточной котельной</b>		<b>78,14</b>	<b>58,35</b>	<b>67,91</b>	<b>65,45</b>	<b>11,28</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>281,53</b>
<b>Южная котельная</b>													
39	Установка анеморумбометра и дооборудование предохранительными клапанами мазутных резервуаров Южной котельной	Собственные средства	1,480										1,48
40	Модернизация инженерно - технических средств охраны Южной котельной	Собственные средства	38,0	74,73	38,29								151,01
41	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№1	Собственные средства	4,164										4,16
42	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№5	Собственные средства	15,224										15,22

№	Мероприятие	Источник финансирования	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039	Итого
43	Средний ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№7	Собственные средства	5,954										5,95
44	Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№3	Собственные средства		4,77									4,77
45	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№4	Собственные средства		4,01									4,01
46	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№6	Собственные средства		3,13									3,13
47	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№8	Собственные средства		3,62									3,62
48	Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№2	Собственные средства			5,52								5,52
49	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№5	Собственные средства			13,71								13,71
50	Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№1	Собственные средства				3,74							3,74
51	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№4	Собственные средства				12,539							12,54
52	Строительство новой угольной котельной "Южная"	Комплексная инвестиционная программа							3498	875			4373,0
<b>ИТОГО по Южная котельная</b>			<b>64,82</b>	<b>90,26</b>	<b>57,52</b>	<b>16,28</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3498</b>	<b>875</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4601,87</b>
<b>Котельная "Северная"</b>													
53	Строительство новой угольной котельной "Северная -Восточная"	Комплексная инвестиционная программа							4321,5	1062			5383,50
<b>ИТОГО</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>4321,5</b>	<b>1062</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>5383,50</b>
<b>Котельная «Абрам-Мыс»</b>													
54	Строительство новой электрочотельной микрорайона Абрам-Мыс	Комплексная инвестиционная программа				646,8	7						653,80

№	Мероприятие	Источник финансирования	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039	Итого
	Строительство новой электростанции №1 в существующем здании бойлерной по ул.Охотничий, 3а и установка ИТП с оборудованием электронагрева для жилых зданий потребителей	Инвестиционная инициатива	18,43	165,87									184,30
	Техническое перевооружение мазутной котельной микрорайона Абрам-Мыс и переоборудование существующей ЦТП в ПНС (подкачивающую насосную станцию)	Собственные средства	5	20	20								45,0
	<b>ИТОГО по котельной «Абрам-Мыс» (сценарий 2а)</b>					<b>646,8</b>	<b>7</b>						<b>653,80</b>
	<b>ИТОГО по котельной «Абрам-Мыс» (сценарий 2б)</b>		<b>18,43</b>	<b>165,87</b>									<b>184,30</b>
	<b>ИТОГО по котельной «Абрам-Мыс» (сценарий 2в)</b>		<b>5</b>	<b>20</b>	<b>20</b>								<b>45,0</b>
<b>Котельная "Роста"</b>													
55	Установка водогрейного котла мощностью 4 МВт	Инвестиционная составляющая в тарифе		0,183	3,966								4,15
	<b>ИТОГО по котельной «Роста»</b>		<b>0,00</b>	<b>0,18</b>	<b>3,97</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>4,15</b>
<b>Дизельная котельная</b>													
56	Установку ИТП с электрическими котлами в зданиях жилых многоквартирных домов по ул. Прибрежная	Инвестиционная инициатива	1,97	28,1									30,08
	<b>ИТОГО по дизельной котельной</b>		<b>1,97</b>	<b>28,1</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>30,08</b>
<b>Угольная котельная</b>													
57	Установку ИТП с электрическими котлами в зданиях жилых многоквартирных домов по ул. Смирнова	Инвестиционная инициатива	1,0	32,4									33,40
	<b>ИТОГО по угольной котельной</b>		<b>1,0</b>	<b>32,4</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>33,40</b>
<b>Котельная «Завод ТО ТБО»</b>													
58	Капитальный ремонт котлов №1-2 и вспомогательного оборудования	Инвестиционная составляющая в тарифе	265,38	166,38									431,76
	<b>ИТОГО по котельной «Завод ТО ТБО»</b>		<b>265,38</b>	<b>166,38</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>431,76</b>

№	Мероприятие	Источник финансирования	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-2039	Итого
<b>Котельная "ММТП"</b>													
59	СМР замена котла ДКВР на котел ДЕ 10/14.	Собственные средства	33,00										33,00
60	СМР автоматизация деаэраторов	Собственные средства	8,50										8,50
61	ПИР замена мазутных подогревателей, СМР замена мазутных подогревателей	Собственные средства	5,05										5,05
62	ПИР и СМР замена насосного оборудования	Собственные средства	1,10										1,10
	<b>ИТОГО по котельной «ММТП»</b>		<b>47,65</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>47,65</b>
<b>Котельная №22</b>													
63	Капитальный ремонт паровых котлов КВВА 6/15 и ДЕ-16/14 ГМ	Собственные средства	2,5										2,50
	<b>ИТОГО по котельной №22</b>		<b>2,5</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>2,50</b>
<b>Котельная «ТЦ Росляково-1»</b>													
64	Строительство новой угольной котельной "ТЦ Росляково-1" (Вкл. создание материально-техн. базы, вывод из эксплуатации котельной)	Инвестиционная инициатива	6,24	45,72	301,72	258,91	20,18	1,47	1,53	0,79			636,54
	<b>ИТОГО по котельной «ТЦ Росляково-1»</b>		<b>6,24</b>	<b>45,72</b>	<b>301,72</b>	<b>258,91</b>	<b>20,18</b>	<b>1,47</b>	<b>1,53</b>	<b>0,79</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>636,54</b>
<b>Котельная «ТЦ Росляково Южное»</b>													
65	Перевооружение существующей котельной ТЦ «Росляково Южное» с установкой автоматизированных угольных котлов типа «Терморобот»	Инвестиционная инициатива	14,93	139,75									154,86
	<b>ИТОГО по котельной «ТЦ Росляково Южное»</b>		<b>14,93</b>	<b>139,75</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>154,86</b>
<b>Котельная "Северная"</b>													
66	Мероприятия по переходу на закрытую схему ГВС	н.о.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<b>Всего по источникам (с учетом сценарии 2а), млн.руб. (с НДС), в том числе:</b>		<b>498,1</b>	<b>649,5</b>	<b>562,9</b>	<b>1181,5</b>	<b>245,2</b>	<b>144,8</b>	<b>7861,0</b>	<b>1937,8</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>13080,8</b>
	<b>Всего по источникам (с учетом сценарии 2б), млн.руб. (с НДС), в том числе</b>		<b>516,6</b>	<b>815,4</b>	<b>562,9</b>	<b>534,7</b>	<b>238,2</b>	<b>144,8</b>	<b>7861,0</b>	<b>1937,8</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>12611,3</b>
	<b>Всего по источникам (с учетом сценарии 2в), млн.руб. (с НДС), в том числе</b>		<b>503,11</b>	<b>669,53</b>	<b>582,88</b>	<b>534,66</b>	<b>238,16</b>	<b>144,83</b>	<b>7861,03</b>	<b>1937,79</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>12587,3</b>

## **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 146 – 147.

Таким образом, общий объем инвестиций в мероприятия по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них составит:

- по Сценарию 1 – **26533,72 млн. руб.** (в ценах соответствующих лет с учетом НДС);

- по Сценарию 2 – **28394,59 млн. руб.** (в ценах соответствующих лет с учетом НДС).

**Таблица 146 – Сводные финансовые потребности для реализации мероприятий по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них, млн. руб. (Сценарий 1)**

№ п/п	Мероприятия	Источник финансирования	Затраты на реализацию мероприятий по годам, млн. руб. (с НДС)													Итого
			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039	
<b>Мурманская ТЭЦ</b>																
1	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных тепловых нагрузок	Плата за подключение		3,07	2,67	4,90	9,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	19,78
2	Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления		238,62	315,71	495,51	703,25	352,48	125,26	125,26	97,96	43,37	43,37	60,68	485,41	3086,90
	<b>ИТОГО по Мурманской ТЭЦ</b>			<b>241,69</b>	<b>318,38</b>	<b>500,41</b>	<b>712,39</b>	<b>352,48</b>	<b>125,26</b>	<b>125,26</b>	<b>97,96</b>	<b>43,37</b>	<b>43,37</b>	<b>60,68</b>	<b>485,41</b>	<b>3106,68</b>
<b>Южная котельная</b>																
1	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных тепловых нагрузок	Плата за подключение		0	11,96	3,88	182,36	59,12	14,18	38,66	0	0	0	0	0	310,16
2	Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления		209,27	583,83	407,95	646,88	479,02	219,94	127,31	127,31	120,15	120,15	120,15	961,23	4123,21
	<b>ИТОГО по Южной котельной</b>			<b>209,27</b>	<b>595,80</b>	<b>411,83</b>	<b>829,24</b>	<b>538,14</b>	<b>234,12</b>	<b>165,97</b>	<b>127,31</b>	<b>120,15</b>	<b>120,15</b>	<b>120,15</b>	<b>961,23</b>	<b>4433,38</b>
<b>Восточная котельная</b>																
1	Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности	Инвестиционная составляющая в тарифе		339,66	374,63	353,89	14,04	14,04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1096,27
2	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных тепловых нагрузок	Плата за подключение		15,90	12,18	55,82	27,73	0,00	0,00	186,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	298,04
3	Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием	Амортизационные отчисления		96,56	43,12	52,49	217,87	217,87	183,15	156,50	156,50	156,50	156,50	156,50	911,85	2505,38

№ п/п	Мероприятия	Источник финансирования	Затраты на реализацию мероприятий по годам, млн. руб. (с НДС)													Итого
			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039	
	эксплуатационного ресурса															
4	Строительство или реконструкция насосных станций	Плата за подключение					4,44	61,80								66,24
	<b>ИТОГО по Восточной котельной</b>			<b>452,12</b>	<b>429,93</b>	<b>462,20</b>	<b>264,08</b>	<b>293,71</b>	<b>183,15</b>	<b>342,90</b>	<b>156,50</b>	<b>156,50</b>	<b>156,50</b>	<b>156,50</b>	<b>911,85</b>	<b>3965,93</b>
<b>Котельная "Северная"</b>																
1	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных тепловых нагрузок	Плата за подключение			8,1	9,4	7,7									25,3
2	Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения	Инвестиционная составляющая в тарифе						335,17								335,17
3	Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления		208,1	208,1	208,1	208,1	208,1	208,1	208,1	208,1	208,1	208,1	208,1	1664,5	3953,3
	<b>ИТОГО по котельной "Северная"</b>			<b>208,1</b>	<b>216,2</b>	<b>217,5</b>	<b>215,8</b>	<b>543,27</b>	<b>208,1</b>	<b>208,1</b>	<b>208,1</b>	<b>208,1</b>	<b>208,1</b>	<b>208,1</b>	<b>1664,5</b>	<b>4313,77</b>
<b>Котельная "Абрам-Мыс"</b>																
1	Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления		16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3			162,8
	<b>ИТОГО по котельной "Абрам-Мыс"</b>			<b>16,3</b>			<b>162,8</b>									
<b>Котельная "Роста"</b>																
1	Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления		47,4	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4	379,4	901,0
	<b>ИТОГО по котельной "Роста"</b>			<b>47,4</b>	<b>379,4</b>	<b>901,0</b>										
<b>Котельная ТЦ "Росляково-1"</b>																
1	Строительство или реконструкция тепловых сетей	Инвестиционная составляющая в			40,97	346,94	346,94									734,85

№ п/п	Мероприятия	Источник финансирования	Затраты на реализацию мероприятий по годам, млн. руб. (с НДС)													Итого
			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039	
	для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения	тарифе														
2	Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления		61,9	61,9	61,9	61,9	61,9	61,9	61,9	61,9	61,9	61,9			618,6
	<b>ИТОГО по котельной ТЦ "Росляково-1"</b>			<b>61,9</b>	<b>102,87</b>	<b>408,84</b>	<b>408,84</b>	<b>61,9</b>	<b>61,9</b>	<b>61,9</b>	<b>61,9</b>	<b>61,9</b>	<b>61,9</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1353,45</b>
<b>Котельная ТЦ "Росляково Южное"</b>																
1	Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления		43,3	43,3											86,7
	<b>ИТОГО по котельной ТЦ "Росляково Южное"</b>			<b>43,3</b>	<b>43,3</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>86,7</b>

**Таблица 147 – Сводные финансовые потребности для реализации мероприятий по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них, млн. руб. (Сценарий 2)**

№ п/п	Мероприятия	Источник финансирования	Затраты на реализацию мероприятий по годам, млн. руб. (с НДС)													Итого
			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039	
<b>Мурманская ТЭЦ</b>																
1	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных тепловых нагрузок	Плата за подключение		3,07	2,67	4,90	9,14									19,78
2	Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления		238,62	315,71	495,51	703,25	352,48	125,26	125,26	97,96	43,37	43,37	60,68	485,41	3086,90
<b>ИТОГО по Мурманской ТЭЦ</b>				<b>241,69</b>	<b>318,38</b>	<b>500,41</b>	<b>712,39</b>	<b>352,48</b>	<b>125,26</b>	<b>125,26</b>	<b>97,96</b>	<b>43,37</b>	<b>43,37</b>	<b>60,68</b>	<b>485,41</b>	<b>3106,68</b>
<b>Южная котельная</b>																
1	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных тепловых нагрузок	Плата за подключение			11,96	3,88	182,36	59,12								257,33
2	Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления		209,27	583,83	407,95	646,88	479,02	219,94	127,31	127,31	120,15	120,15	120,15	961,23	4123,21
3	Строительство или реконструкция насосных станций	Плата за подключение								11,16	153,24					164,40
<b>ИТОГО по Южной котельной</b>				<b>209,27</b>	<b>595,80</b>	<b>411,83</b>	<b>829,24</b>	<b>538,14</b>	<b>231,10</b>	<b>280,55</b>	<b>127,31</b>	<b>120,15</b>	<b>120,15</b>	<b>120,15</b>	<b>961,23</b>	<b>4544,94</b>
<b>Восточная котельная</b>																
1	Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности	Инвестиционная составляющая в тарифе		339,66	374,63	353,89	14,04	14,04								1096,27
2	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных тепловых нагрузок	Плата за подключение		15,90	12,18	55,82	27,73			186,40						298,04
3	Реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием	Амортизационные отчисления		96,56	43,12	52,49	217,87	217,87	183,15	156,50	156,50	156,50	156,50	156,50	911,85	2505,38

№ п/п	Мероприятия	Источник финансирования	Затраты на реализацию мероприятий по годам, млн. руб. (с НДС)													Итого
			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039	
	эксплуатационного ресурса															
4	Строительство или реконструкция насосных станций	Плата за подключение					4,44	61,80								66,24
	<b>ИТОГО по Восточной котельной</b>			<b>452,12</b>	<b>429,93</b>	<b>462,20</b>	<b>264,08</b>	<b>293,71</b>	<b>183,15</b>	<b>342,90</b>	<b>156,50</b>	<b>156,50</b>	<b>156,50</b>	<b>156,50</b>	<b>911,85</b>	<b>3965,93</b>
<b>Котельная "Северная"</b>																
1	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных тепловых нагрузок	Плата за подключение			8,1	9,4	7,7									25,3
2	Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения	Инвестиционная составляющая в тарифе							335,17							335,17
3	Реконструкция тепловых сетей в связи с истощением эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления		208,1	208,1	208,1	208,1	208,1	208,1	208,1	208,1	208,1	208,1	208,1	1664,5	3953,3
	<b>ИТОГО по котельной "Северная"</b>			<b>208,1</b>	<b>216,2</b>	<b>217,5</b>	<b>215,8</b>	<b>543,27</b>	<b>208,1</b>	<b>208,1</b>	<b>208,1</b>	<b>208,1</b>	<b>208,1</b>	<b>208,1</b>	<b>1664,5</b>	<b>4313,8</b>
<b>Котельная "Роста"</b>																
1	Реконструкция тепловых сетей в связи с истощением эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления		47,4	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4	379,4	901,0
	<b>ИТОГО по котельной "Роста"</b>			<b>47,4</b>	<b>379,4</b>	<b>901,0</b>										
<b>Котельная ТЦ "Росляково-1"</b>																
2	Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения	Инвестиционная составляющая в тарифе			40,97	346,94	346,94									734,85
3	Реконструкция тепловых сетей в связи с истощением эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления			12,06		3,60	130,41	106,14	104,15	78,67					435,03
	<b>ИТОГО по котельной ТЦ "Росляково-1"</b>				<b>53,03</b>	<b>346,94</b>	<b>350,54</b>	<b>130,41</b>	<b>106,14</b>	<b>104,15</b>	<b>78,67</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1169,9</b>

№ п/п	Мероприятия	Источник финансирования	Затраты на реализацию мероприятий по годам, млн. руб. (с НДС)													Итого
			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2039	
<b>Котельная ТЦ "Росляково Южное"</b>																
1	Реконструкция тепловых сетей в связи с истощением эксплуатационного ресурса	Амортизационные отчисления			30,16	0,00	61,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>91,29</b>
	<b>ИТОГО по котельной ТЦ "Росляково Южное"</b>				<b>30,16</b>	<b>0,00</b>	<b>61,13</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>91,29</b>
<b>Новая Южная котельная</b>																
1	Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения	Инвестиционная составляющая в тарифе								38,57	567,46	567,46				1173,49
	<b>ИТОГО по новой Южной котельной</b>									38,57	567,46	567,46				1144,87
<b>Котельная "Северная-Восточная"</b>																
1	Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения	Инвестиционная составляющая в тарифе								22,0	324,1	263,5				609,7
2	Строительство или реконструкция насосных станций	Плата за подключение								22,44	306,48					<b>328,92</b>
	<b>ИТОГО по котельной "Северная-Восточная"</b>									<b>44,44</b>	<b>630,58</b>	<b>263,5</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>938,62</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 в модернизацию ИТП потребителей, при переходе на закрытую схему ГВС, оцениваются в 665,782 млн. руб. (расчет капитальных вложений представлен в п. 7.1 настоящего документа).

Мероприятия по закрытию ГВС предлагается осуществить с 2021 по 2022 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 2019-2039 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 актуализации 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 148 .

**Таблица 148 – 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 иным 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»
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.

Для назначенных ЕТО в рамках актуализации Схемы теплоснабжения зоны их действия сохраняются.

Таким образом согласно сценарию 1, на территории г. Мурманска предлагается выделить 7 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 систем теплоснабжения от угольной и дизельной котельных 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 №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК СФ.

В следствии строительства в 2028 году нового источника тепловой энергии – котельной «Северная-Восточная» (согласно сценарию 2), и переключения на него нагрузки потребителей котельных «Северная» и Восточная, может возникнуть ситуация с необходимостью пересмотра зон деятельности ЕТО. До достижения указанного срока, зоны деятельности ЕТО, предлагаемые первым сценарием развития, сохраняются.

## 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 №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК СФ.

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 149.

**Таблица 149 – Рабочая мощность и принадлежность источников тепловой энергии в границах зоны деятельности ЕТО № 001**

Наименование источника тепловой энергии	Наименование организация, владеющей источником тепловой энергии на праве собственности или ином законном праве	Рабочая мощность источника тепловой энергии, Гкал/ч
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 150.

**Таблица 150 – 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»	18 860,96
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 151 представлены сводные значения показателей «рабочая тепловая мощность источника тепловой энергии» и «емкость тепловых сетей» в границах зоны деятельности ЕТО № 001.

**Таблица 151 – Сводные значения показателей «рабочая тепловая мощность источника тепловой энергии» и «емкость тепловых сетей» в границах зоны деятельности ЕТО № 001**

Наименование организации	Рабочая тепловая мощность источника тепловой энергии, Гкал/ч	Емкость тепловых сетей, м <sup>3</sup>
АО «Мурманская ТЭЦ»	1137,0	18 860,96
АО «МЭС»	481,76	18 731,04
АО «Завод ТО ТБО»	27,0	20,67

По результатам анализа таблицы 151 очевидно, что источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью 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**

В зону деятельности ЕТО № 002 входят системы теплоснабжения от угольной и дизельной котельных МУП «МУК». Источники тепловой энергии находятся 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 источниками 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**

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

Зона деятельности ЕТО № 004 образована на базе системы теплоснабжения от котельной «Фестивальная». АО «МЭС» владеет на праве собственности источником тепловой энергии и тепловыми сетями. Тепловыми сетями в рассматриваемой зоне также владеет АО «МЭС» на праве аренды.

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 праве аренды источниками тепловой энергии и тепловыми сетями.

Согласно представленной информации статус ЕТО в зоне деятельности ЕТО № 006 предлагается присвоить АО «МЭС», как организации владеющей на праве аренды 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 №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК СФ 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 №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК СФ как единственной организации, эксплуатирующей источник тепловой энергии и тепловые сети 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 152.

**Таблица 152 – Обоснование соответствия организаций, предлагаемых в качестве ЕТО, критериям определения ЕТО**

Код зоны деятельности ЕТО	Источник тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО	Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, осуществляющие деятельность в зоне ЕТО в базовый период	Организация, предлагаемая в качестве ЕТО	Обоснование соответствия организации, предлагаемой в качестве ЕТО, критериям определения ЕТО
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 праве 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»; Дизельная котельная МУП «МУК»	МУП «МУК»	МУП «МУК»	Единственная теплоснабжающая организация, осуществляющая деятельность в рассматриваемой зоне. Владение двумя источниками тепловой энергии.
003	Котельная «Абрам-Мыс»	АО «МЭС»	АО «МЭС»	Владение на праве аренды единственным источником тепловой энергии в рассматриваемой зоне и тепловыми сетями с наибольшей емкостью
004	Котельная «Фестивальная»	АО «МЭС»	АО «МЭС»	Владение на праве аренды в рассматриваемой зоне тепловыми сетями с наибольшей емкостью
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 праве аренды источниками тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне
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	Владение на праве аренды источником тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне

#### 10.4. Информация о поданных теплоснабжающими организациями заявках на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации

На момент актуализации 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, расположенных в границах города Мурманска, представлен в таблице 153.

**Таблица 153 – 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	
Угольная котельная МУП «МУК»	Район Дровяное Первомайского административного округа г. Мурманска	МУП «МУК»
Дизельная котельная МУП «МУК»	Район Дровяное Первомайского административного округа г. Мурманска	
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 №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК СФ

## **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 и всех потребителей котельной «Роста» на теплоснабжение от котельной «Северная».

Также, согласно Сценарию 2, к 2028 году будет выполнено строительство новой котельной «Северная-Восточная» к которой будут присоединены все потребители котельных «Северная» и Восточная.

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 схеме теплоснабжения г. Мурманска на период с 2019 по 2039 г. соответственно.

## **РАЗДЕЛ 12. РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ**

Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей представлен в Главе 1 Обосновывающих материалов «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» к схеме теплоснабжения г. Мурманска с 2019 по 2039 г.

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

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 30.06.2020г. №508 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2020-2026 годы»;
2. Распоряжение губернатора Мурманской области от 31.07.2020 г. № 146-РГ «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Мурманской области на 2021-2025 гг.;
3. Указание Президента Российской Федерации от 30 октября 2012 г. №Пр-2925 о поддержке обращения Губернатора Мурманской области М.В. Ковтун;
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 ОАО «Газпром» и Правительства Мурманской области в 2010-2015 гг. от 15.10.2009 г.

Согласно вышеуказанным документам, сроки газификации Мурманской области не определены, по этой причине, в рамках настоящей Схеме теплоснабжения предполагается, что проекты по газификации Мурманской области или отдельно г. Мурманска в краткосрочной и среднесрочной 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 утвержденной (разработке) 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 актуализации схемы теплоснабжения предложения по корректировке утвержденной (разработке) 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 154 – 167.

**Таблица 154 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ**

Наименование показателя	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	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	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3	181,3
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	1,737	1,742	1,742	1,742	1,742	1,742	1,742	1,742	1,722	1,660	1,660
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,325	0,317	0,322	0,328	0,306	0,256	0,228	0,228	0,195	0,195	0,195
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	78,64	78,64	78,64	78,64	78,64	78,64	78,64	78,64	91,61	91,61	91,61
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	0
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии	г ут/кВтч	0	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	0
Доля отпуска тепловой энергии,	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

<b>Наименование показателя</b>	<b>Ед. изм.</b>	<b>2021</b>	<b>2022</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>2031-2039</b>
осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии												
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	30,10	28,10	25,93	23,66	21,28	18,72	18,70	18,65	18,57	18,46	18,14
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	10,56%	10,56%	10,56%	10,56%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	2,41%	2,41%
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	32,2%	16,3%	18,2%	0	0	0	0

**Таблица 155 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от Южной котельной**

Наименование показателя	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	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	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	169,65	169,65	169,65	169,65	169,65	169,65	169,65	169,65	169,65	169,65	169,65
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	1,818	1,815	1,815	1,815	1,815	1,815	1,840	1,842	1,842	1,842	1,842
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,259	0,250	0,257	0,258	0,258	0,258	0,262	0,238	0,238	0,238	0,238
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	95,48	94,71	94,10	93,65	93,65	93,65	92,74	92,74	92,74	92,74	92,74
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	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	29,60	29,10	28,55	27,95	27,30	26,60	25,85	25,05	24,20	23,30	12,95
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
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	39,1%	0	0	0

**Таблица 156 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от Восточной котельной**

Наименование показателя	ед.изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	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	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	171,8	171,8	171,8	171,8	171,8	171,8	171,8	171,8	171,8	171,8	171,8
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	2,116	2,118	2,118	2,118	2,118	2,118	3,412	3,412	3,537	3,537	3,537
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,154	0,139	0,139	0,139	0,140	0,139	0,205	0,205	0,235	0,235	0,235
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	90,52	90,52	90,52	90,52	90,52	90,52	67,95	67,95	59,36	59,36	59,36
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	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	32,45	31,80	31,10	30,35	29,55	28,70	27,80	26,85	25,85	24,80	13,1
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
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	0

**Таблица 157 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной «Северная»**

Наименование показателя	ед.изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	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	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	173,3	174,3	174,3	174,3	174,3	174,3	174,3	174,3	174,3	174,3	173,3
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	2,268	2,218	2,218	2,218	2,218	2,369	2,346	2,346	2,346	2,346	2,368
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,198	0,186	0,232	0,233	0,269	0,292	0,252	0,275	0,275	0,275	0,277
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	168,60	168,60	162,27	160,86	160,86	165,29	166,90	166,90	166,90	166,90	166,69
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	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	37,2	36,3	41,4	40,6	39,3	38,0	36,6	35,2	33,7	32,1	37,2
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	13,3%	21,1%	0,0%	6,1%	16,7%	28,8%	0	0	0	0

**Таблица 158 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной «Роста»**

Наименование показателя	ед.изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	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	-	-	-	-	-	-
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	177,4	177,9	177,9	177,9	177,9	-	-	-	-	-	-
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	3,081	3,081	3,081	3,081	3,081	-	-	-	-	-	-
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,160	0,160	0,151	0,150	0,151	-	-	-	-	-	-
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	195,51	195,51	195,51	195,51	195,51	-	-	-	-	-	-
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	-	-	-	-	-	-
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	28,65	28,20	27,70	27,15	26,55	-	-	-	-	-	-
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	-	-	-	-	-	-
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-

**Таблица 159 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной «Абрам-Мыс»**

<b>Наименование показателя</b>	<b>ед.изм.</b>	<b>2021</b>	<b>2022</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>2031-2039</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	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	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	221,1	219,8	219,8	199,2	199,2	199,2	199,2	199,2	199,2	199,2	199,2
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	2,941	2,925	2,925	2,925	2,925	2,925	2,925	2,925	2,925	2,925	2,925
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,058	0,056	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	187,15	187,15	187,15	187,15	187,15	187,15	187,15	187,15	187,15	187,15	187,15
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	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	28	26	24	22	20	18	16	14	12	10	10
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0

**Таблица 160 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково-1»**

Наименование показателя	ед.изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	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	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	189,0	190,0	190,0	190,0	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	189,0
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	2,632	2,481	2,481	2,481	2,669	2,669	2,669	2,669	2,669	2,669	2,632
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,160	0,155	0,155	0,164	0,228	0,228	0,228	0,228	0,228	0,228	0,160
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	195,12	195,12	195,12	195,12	195,12	195,12	195,12	195,12	195,12	195,12	195,12
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	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	51,18	47,18	43,09	38,91	34,64	30,27	25,82	21,27	16,64	11,91	14,66
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	0
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

**Таблица 161 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково Южное»**

<b>Наименование показателя</b>	<b>ед.изм.</b>	<b>2021</b>	<b>2022</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>2031-2039</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	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	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	332,9	380,8	380,8	149,4	149,4	149,4	149,4	149,4	149,4	149,4	149,9
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	7,298	2,446	2,446	2,446	2,446	2,446	2,446	2,446	2,446	2,446	8,127
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,121	0,117	0,117	0,117	0,216	0,216	0,216	0,216	0,216	0,216	0,222
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	201,42	201,42	201,42	201,42	201,42	201,42	201,42	201,42	201,42	201,42	180,87
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	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	30,27	28,36	26,36	24,27	22,09	19,82	17,45	15,00	12,45	9,82	14,77
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	9,1%	0,0%
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0

**Таблица 162 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной «Фестивальная»**

<b>Наименование показателя</b>	<b>ед.изм.</b>	<b>2021</b>	<b>2022</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>2031-2039</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	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	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	159,5	163,7	163,7	163,7	163,8	163,8	163,8	163,8	163,8	163,8	163,8
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	2,308	2,551	2,551	2,551	2,551	2,551	2,551	2,551	2,551	2,551	2,551
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,130	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	162,05	162,05	162,05	162,05	162,05	162,05	162,05	162,05	162,05	162,05	162,05
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	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	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	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	0

**Таблица 163 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от угольной котельной МУП «МУК»**

Наименование показателя	ед.изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	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	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	456,0	456,0	456,0	456,0	456,0	146,7	146,7	146,7	146,7	146,7	146,7
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	0,0	0,0
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,165	0,165	0,165	0,165	0,165	0,166	0,166	0,166	0,166	0,166	0,166
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	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	0	0
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	11,0	12,0	13,0	14,0	15,0	16,0	17,0	18,0	19,0	20,0	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	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	100	0	0	0	0	0

**Таблица 164 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от дизельной котельной МУП «МУК»**

Наименование показателя	ед.изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	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	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	154,4	154,4	154,4	154,4	144,3	144,3	144,3	144,3	144,3	144,3	144,3
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,179	0,179	0,179	0,179	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138
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	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	0
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
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	100	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

**Таблица 165 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной АО «ММТП»**

<b>Наименование показателя</b>	<b>ед.изм.</b>	<b>2021</b>	<b>2022</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>2031-2039</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	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	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	179,8	179,8	179,8	179,8	179,8	179,8	179,8	179,8	179,8	179,8	179,8
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	0,742	0,742	0,742	0,742	0,742	0,742	0,742	0,742	0,742	0,742	0,742
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,165	0,165	0,165	0,165	0,165	0,165	0,165	0,165	0,165	0,165	0,165
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	478,52	478,52	478,52	478,52	478,52	478,52	478,52	478,52	478,52	478,52	478,52
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	21
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	30,0	31,0	32,0	33,0	34,0	35,0	36,0	37,0	38,0	39,0	40,0
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	44,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

**Таблица 166 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной №22**

Наименование показателя	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	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	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	8,877	8,877	8,877	8,877	8,877	8,877	8,877	8,877	8,877	8,877	8,877
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	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	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	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	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	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	0

**Таблица 167 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной АО «Завод ТО ТБО»**

Наименование показателя	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2039
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	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	0
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	196,9	171,2	171,2	171,2	171,2	171,2	171,2	171,2	171,2	171,2	171,2
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	4,455	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	-	0,178	0,252	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	6,55	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	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	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	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	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 2019 года составит:

по котельным АО «Мурманская ТЭЦ»:

- при реализации мероприятий по сценарию 1: 116,1 %;
- при реализации мероприятий по сценарию 2: 112%;
- без реализации мероприятий: 91,5%;

по котельным АО «МЭС»:

- при реализации мероприятий по сценарию 1: 124,39 %;
- при реализации мероприятий по сценарию 2: 123,76%;
- без реализации мероприятий: 108,12%;

по котельной «Абрам-Мыс», сценарий 2б (с учетом инвестиционной инициативы ПАО «МРСК Северо-Запада»):

- при реализации мероприятий по сценарию 2б: 17%;
- без реализации мероприятий: 79,9%;

по котельным АО «МЭС» (Росляково), сценарий 1 и 2 (с учетом инвестиционных инициатив ООО «ИКС»):

- при реализации мероприятий: 19%;
- без реализации мероприятий: 86%;

по котельным ТЦ «Росляково Южное», сценарий 1 (с учетом инвестиционной инициативы ПАО «МРСК Северо-Запада»):

- при реализации мероприятий: 11%;
- без реализации мероприятий: 80,6%;

по угольной котельной МУП «МУК» (сценарий 1 и 2):

- при реализации мероприятий по сценарию 1: 102,42%;
- при реализации мероприятий по сценарию 2: 40,59%;
- без реализации мероприятий: 128%;

по дизельной котельной МУП «МУК» (сценарий 1 и 2):

- при реализации мероприятий по сценарию 1: 24,7%;
- при реализации мероприятий по сценарию 2: 68,5%;
- без реализации мероприятий: 131,8%;

по котельной АО «ММТП» (сценарий 1 и 2):

- при реализации мероприятий: 96,2%;

по котельной АО «Завод ТО ТБО» (сценарий 1 и 2):

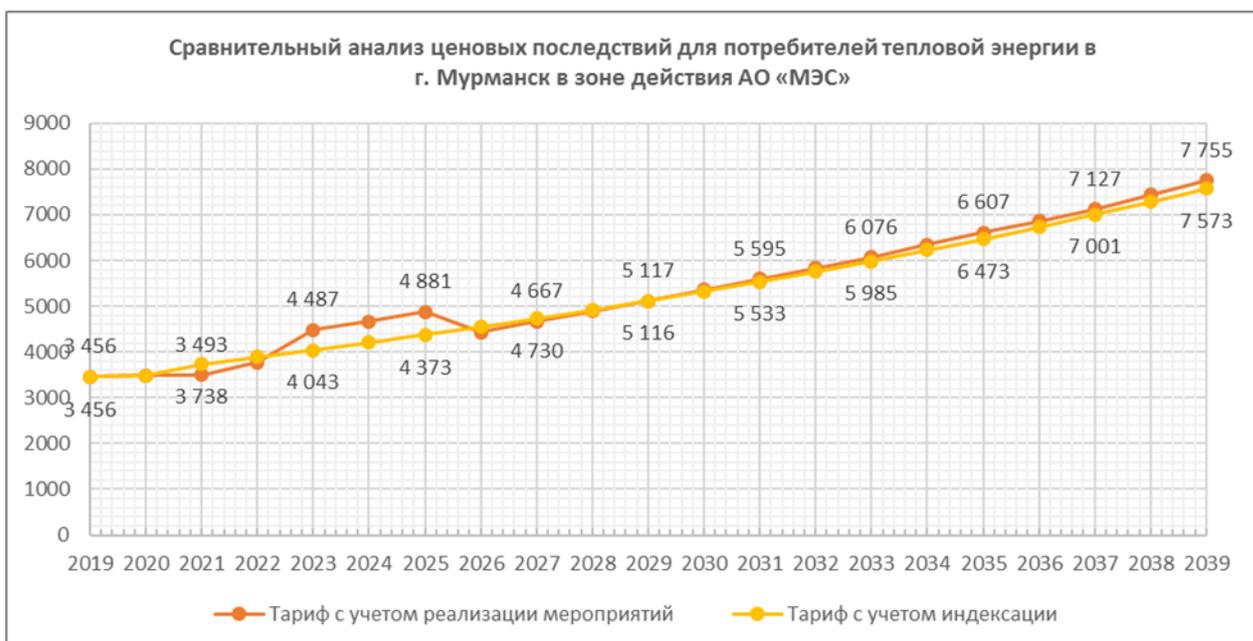
- при реализации мероприятий: 78,2%;
- без реализации мероприятий: 106,5%.



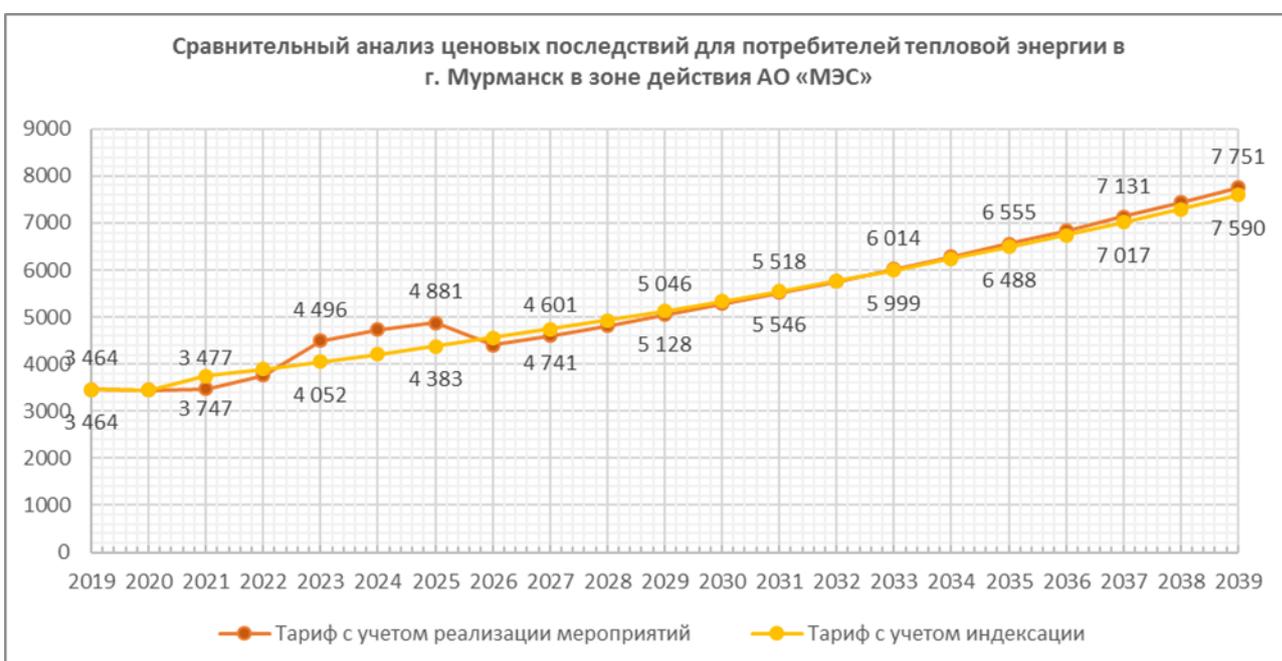
**Рисунок 23. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «Мурманская ТЭЦ» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 1 и без них (с учетом индексации тарифа)**



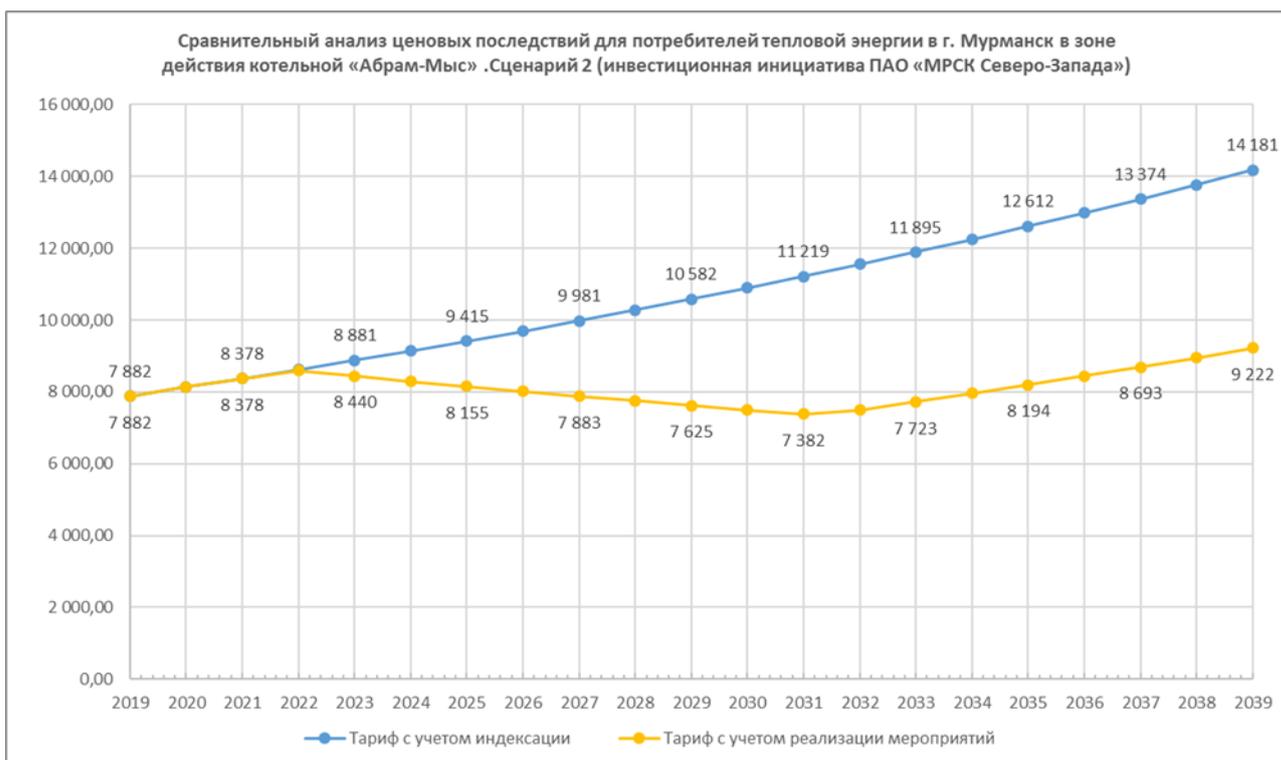
**Рисунок 24. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «Мурманская ТЭЦ» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 2 и без них (с учетом индексации тарифа)**



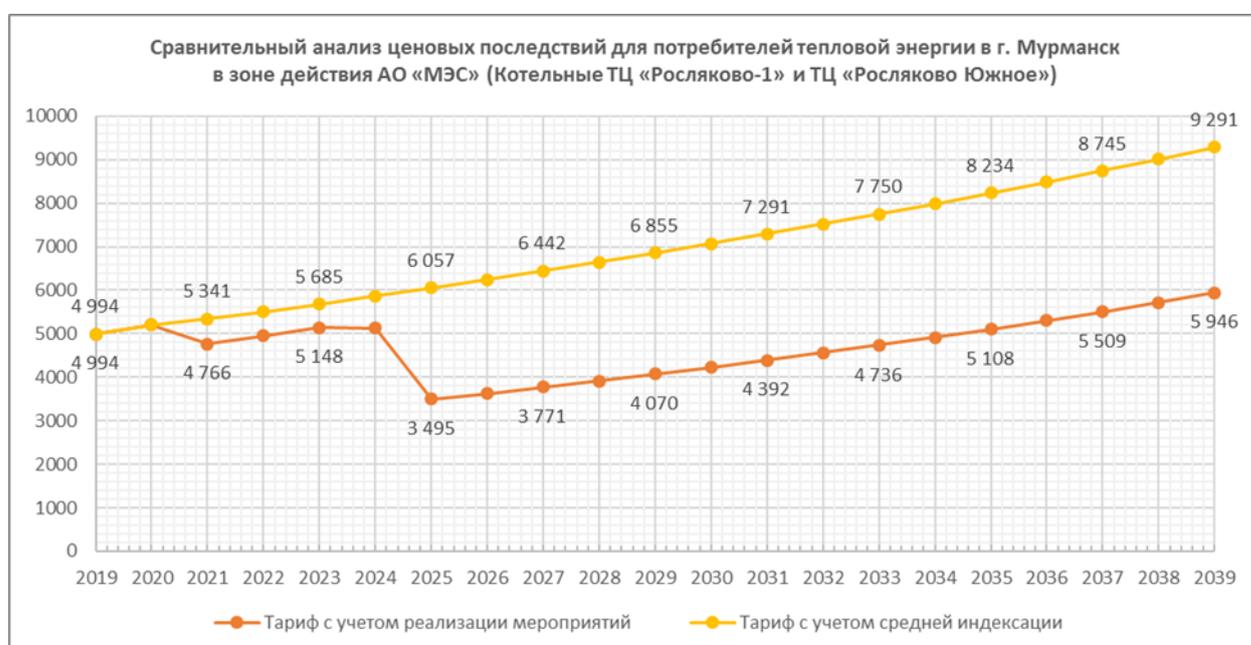
**Рисунок 25. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «МЭС» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 1 и без них (с учетом индексации тарифа)**



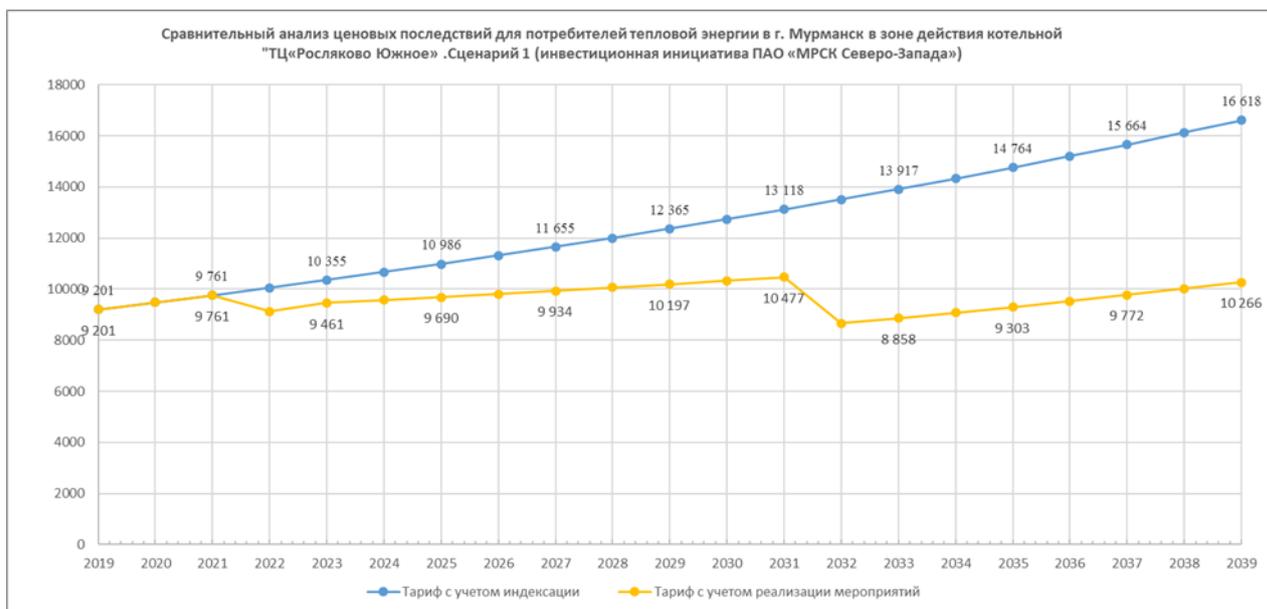
**Рисунок 26. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «МЭС» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 2 и без них (с учетом индексации тарифа)**



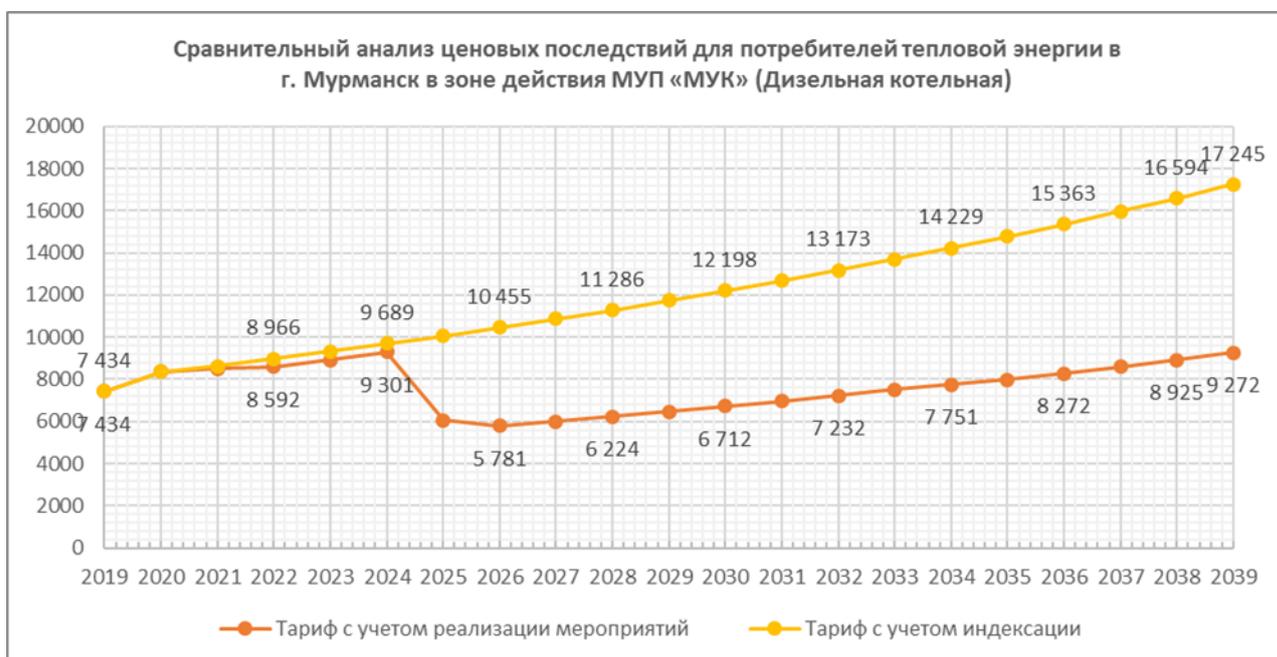
**Рисунок 27. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей в зоне действия котельной «Абрам-Мыс» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 2б и без них (с учетом индексации тарифа)**



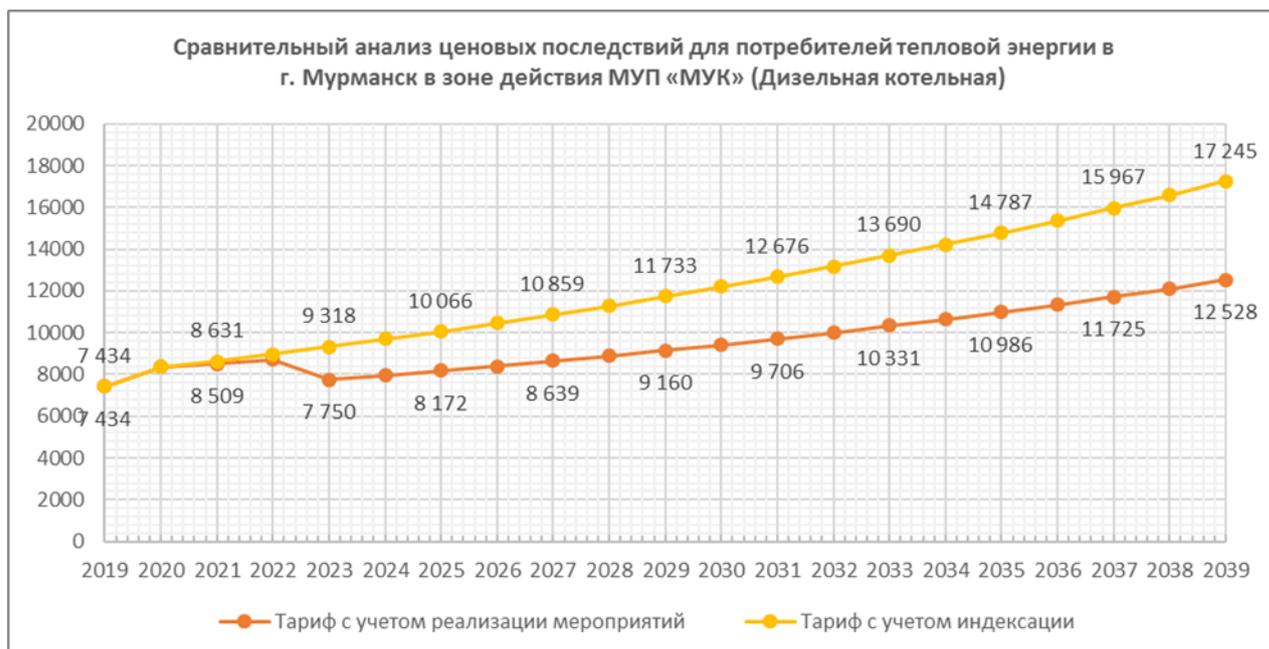
**Рисунок 28. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «МЭС» (Росляково) при реализации запланированных мероприятий по сценариям 1 и 2 и без них (с учетом индексации тарифа)**



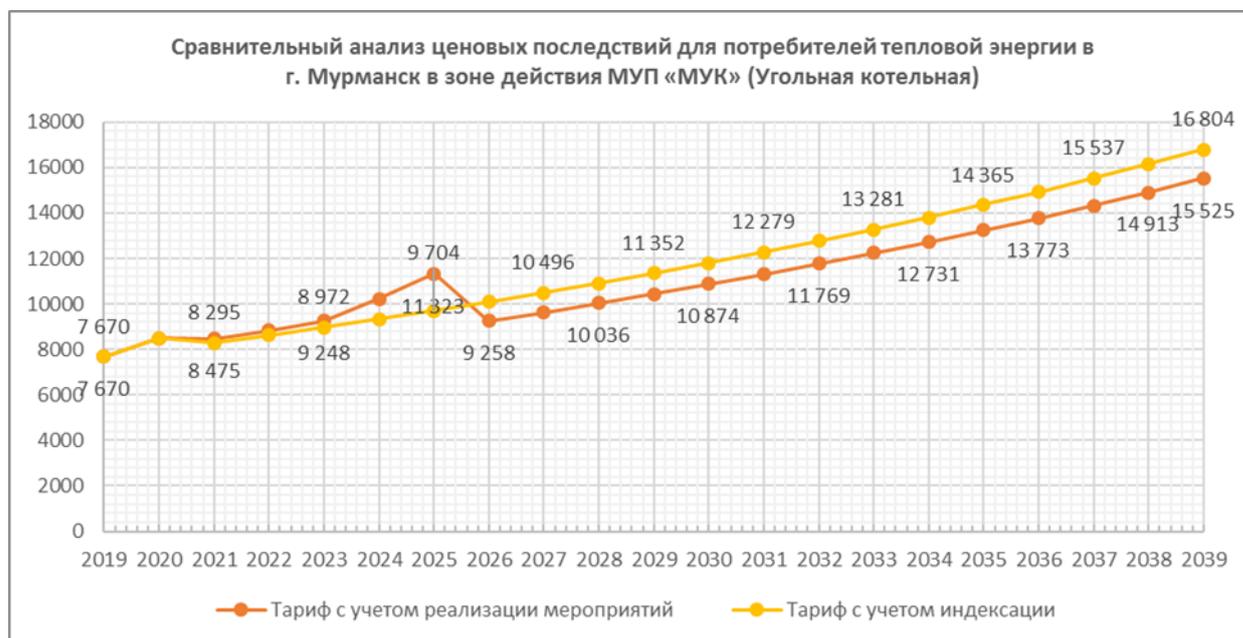
**Рисунок 29. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей котельной ТЦ «Росляково Южное» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 1 (инвестиционная инициатива ПАО «МРСК Северо-Запада») и без них (с учетом индексации тарифа)**



**Рисунок 30. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей от дизельной котельной МУП «МУК» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 1 и без них (с учетом индексации тарифа)**



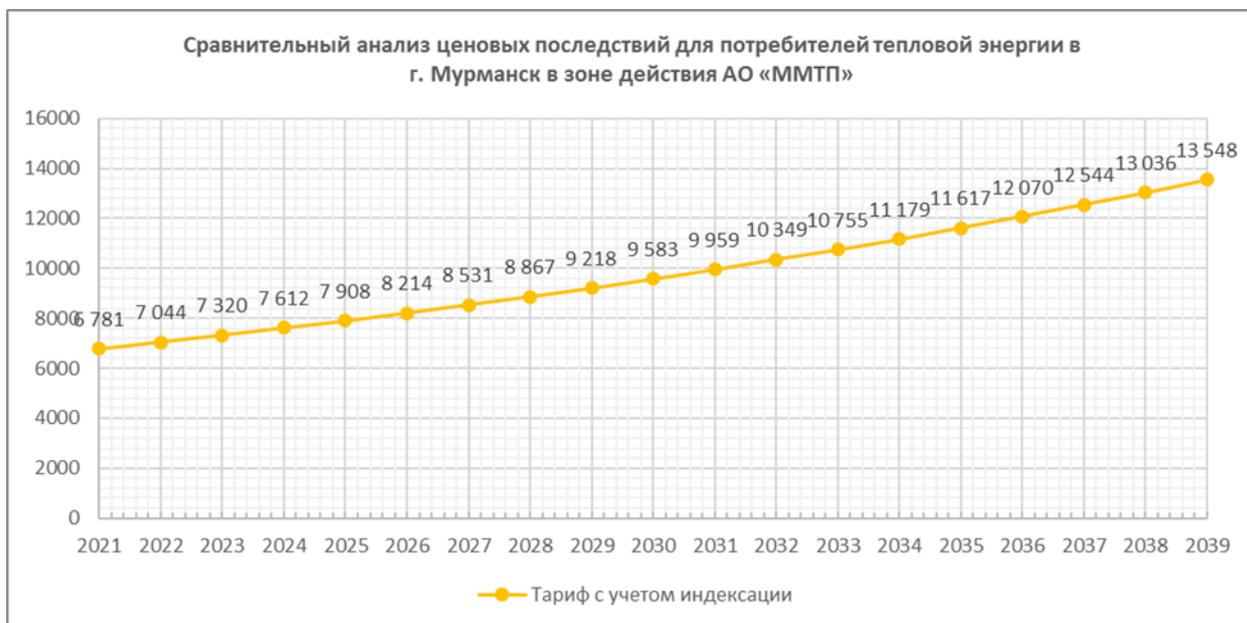
**Рисунок 31. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей от дизельной котельной МУП «МУК» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 2 и без них (с учетом индексации тарифа)**



**Рисунок 32. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей от угольной котельной МУП «МУК» при реализации запланированных мероприятий по сценариям 1 и без них (с учетом индексации тарифа)**



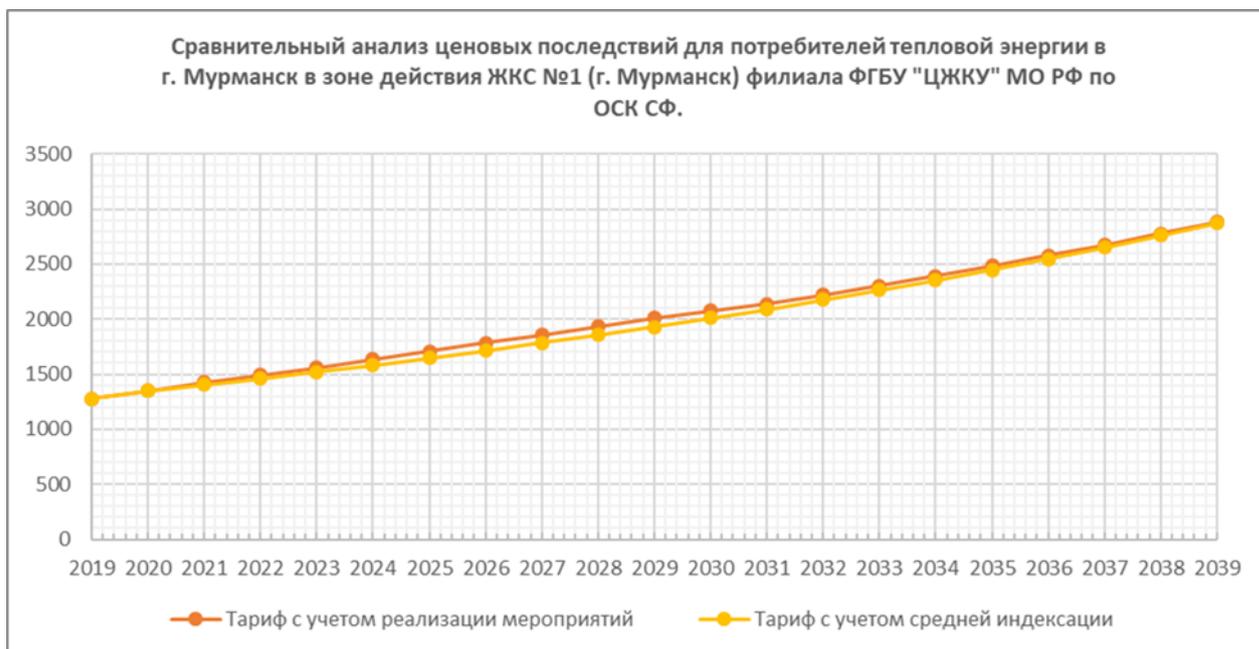
**Рисунок 33. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей от угольной котельной МУП «МУК» при реализации запланированных мероприятий по сценариям 2 и без них (с учетом индексации тарифа)**



**Рисунок 34. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «ММТП» по сценариям 1 и 2 (с учетом индексации тарифа)**



**Рисунок 35. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «Завод ТО ТБО» при реализации запланированных мероприятий и без них (с учетом предельного роста тарифа)**



**Рисунок 36. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей от котельной 22 при реализации запланированных мероприятий и без них (с учетом предельного роста тарифа)**