

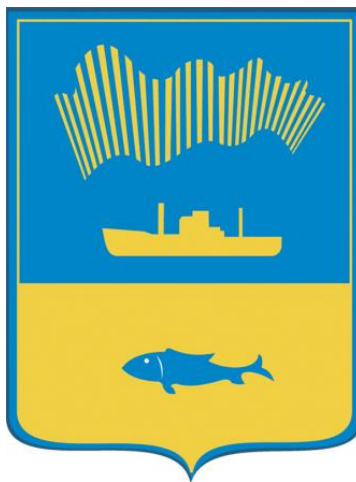


**Схема теплоснабжения
муниципального образования
городской округ город-герой Мурманск
на период с 2023 по 2042 годы
(актуализация на 2027 год)**



СОГЛАСОВАНО:

Генеральный директор
ООО «Невская Энергетика»

_____ Е.А. Кикоть

«__» _____ 2026 г.

СОГЛАСОВАНО:

Председатель Комитета по жилищной политике
администрации города Мурманска

_____ А.Ю. Червинко

«__» _____ 2026 г.

**Схема теплоснабжения
муниципального образования
городской округ город-герой Мурманск
на период с 2023 по 2042 годы
(актуализация на 2027 год)**

г. Санкт-Петербург
2026 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
Найденко С.В.	Ведущий специалист ООО "Невская Энергетика". Разработка схемы теплоснабжения, разработка электронной модели схемы теплоснабжения.

СОСТАВ ДОКУМЕНТА

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

Глава	Наименование документа
Глава 1	"Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения"
Глава 1. Приложения А-И	«Принципиальные технологические схемы источников»
Глава 1. Приложение К	«Зоны действия источников тепловой энергии»
Глава 1. Приложение Л	«Схема тепловых сетей»
Глава 1. Приложение М	«Зоны эксплуатационной ответственности»
Глава 1 Приложение Н	«Оценка надежности 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 3. Приложения 1	«Результаты калибровки гидравлических режимов»
Глава 3. Приложения 2	«Альбом характеристик тепловых сетей»
Глава 3. Приложения 3	«Характеристики потребителей тепловой энергии»
Глава 3. Приложения 4	«Характеристики насосных станций и ЦТП»
Глава 3. Приложения 5	«Гидравлические режимы работы тепловых сетей»
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	Наименование документа
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	6
Перечень таблиц	13
Перечень рисунков	20
Определения.....	22
Перечень принятых обозначений	24
РАЗДЕЛ 1. ПОКАЗАТЕЛИ СУЩЕСТВУЮЩЕГО И ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ГОРОДА МУРМАНСК	26
1.1. Величина существующей отапливаемой площади строительных фондов и прироста отапливаемой площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам - на каждый год первого 5-летнего периода и на последующие 5-летние периоды	26
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.....	43
1.3. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, на каждом этапе	49
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.....	49
РАЗДЕЛ 2. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ	51
2.1. Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии.....	51
2.2. Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии.....	58
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	59

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	81
2.5. Радиус эффективного теплоснабжения, определяемый в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения	83
РАЗДЕЛ 3. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ	85
3.1. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплоснабжающими установками потребителей.....	85
3.2. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения	99
РАЗДЕЛ 4. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МАСТЕР-ПЛАНА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА МУРМАНСКА	100
4.1. Описание сценариев развития теплоснабжения города Мурманска.....	100
4.2. Обоснование выбора приоритетного сценария развития теплоснабжения города Мурманска	102
РАЗДЕЛ 5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	127
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.....	127
5.2. Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии.....	133
5.3. Предложения по техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения.....	166

5.4. Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных	231
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.....	231
5.6. Меры по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии	231
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	232
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	232
5.9. Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с предложениями по сроку ввода в эксплуатацию новых мощностей	233
5.10. Предложения по вводу новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива	233

РАЗДЕЛ 6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ)

МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ 234

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)	235
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.....	239

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	245
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.....	245
6.5. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения потребителей	256
6.6. Предложения по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.....	256
6.7. Предложения по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса	258
6.8. Предложения по строительству и реконструкции и (или) модернизации насосных станций.....	275
РАЗДЕЛ 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ	276
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	276
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.....	293
РАЗДЕЛ 8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ	295
8.1. Перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии по видам основного, резервного и аварийного топлива на каждом этапе	295
8.2. Потребляемые источником тепловой энергии виды топлива, включая местные виды топлива, а также используемые возобновляемые источники энергии.....	309
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	310
8.4. Преобладающий в городе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в городе Мурманске	318
8.5. Приоритетное направление развития топливного баланса города Мурманска ..	318
РАЗДЕЛ 9. ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ	319
9.1. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии на каждом этапе	319
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	333
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	337
9.4. Предложения по величине необходимых инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения на каждом этапе	337
9.5. Оценка эффективности инвестиций по отдельным предложениям	337
9.6. Величина фактически осуществленных инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию объектов теплоснабжения за базовый период и базовый период актуализации.....	339
РАЗДЕЛ 10. РЕШЕНИЕ О ПРИСВОЕНИИ СТАТУСА ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЯМ)	340
10.1. Решение о присвоении статуса единой теплоснабжающей организации (организациям)	340
10.2. Реестр зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) ...	344
10.3. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации	345
10.4. Информация о поданных теплоснабжающими организациями заявках на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации.....	352

10.5. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах города Мурманска	352
РАЗДЕЛ 11. РЕШЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	353
РАЗДЕЛ 12. РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ	354
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	356
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	356
13.2. Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии	357
13.3. Предложения по корректировке (разработке) утвержденной региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций для обеспечения согласованности такой программы с указанными в схеме теплоснабжения решениями о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения	357
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	357
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... ..	358

13.6. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы водоснабжения Мурманска) о развитии соответствующей системы водоснабжения в части, относящейся к системам теплоснабжения	358
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.....	358
РАЗДЕЛ 14. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА МУРМАНСКА.	358
РАЗДЕЛ 15. ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ	372

Перечень таблиц

Таблица 1 – Прогноз приростов площади строительных фондов	30
Таблица 2 – Изменение площади строительных фондов накопительным итогом.....	32
Таблица 3 – Снос (вывод из эксплуатации) жилых зданий с общей площадью фонда на период до 2042 года.....	33
Таблица 4 – Общее (с учетом вывода из эксплуатации) изменение строительных фондов в период до 2042 года.....	39
Таблица 5 – Общий прирост строительных площадей на территории г. Мурманска в зоне действия источников теплоснабжения	41
Таблица 6 – Общий прирост строительных площадей на территории г. Мурманска в зонах перспективного строительства, предусматриваемых к обеспечению индивидуальными источниками тепловой энергии.....	42
Таблица 7 – Приросты тепловых нагрузок потребителей г. Мурманска.....	44
Таблица 8 – Прирост перспективных нагрузок по источникам (нарастающим итогом)	47
Таблица 9 – Прирост расхода теплоносителя в зонах действия источников (нарастающим итогом).....	48
Таблица 10 – Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки	50
Таблица 11 – Реестр единых теплоснабжающих организаций согласно ранее утвержденной схеме теплоснабжения на территории муниципального образования городской округ город-герой Мурманск.....	56
Таблица 12 – Расчетные тепловые нагрузки индивидуального строительства на расчетный период.....	59
Таблица 13 – Балансы существующей и перспективной тепловой мощности источников и перспективной тепловой нагрузки на территории г. Мурманска (сценарий 1 и 2)	61
Таблица 14 – Балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии г. Мурманска (Сценарий 1)	87
Таблица 15 – Балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии г. Мурманска (Сценарий 2)	93
Таблица 16 – Результаты расчета ценовых последствий для потребителей при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 001 (АО «Мурманская ТЭЦ»). Сценарий 1	103
Таблица 17 – Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки Результаты расчета ценовых последствий для потребителей при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 001 (АО «Мурманская ТЭЦ»). Сценарий 2.....	105
Таблица 18 – Сценарий 1 Результаты расчета ценовых последствий для потребителей при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 002 (Угольная котельная). Сценарий 1 и 2	107
Таблица 19 – Результаты расчета ценовых последствий для потребителей при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 008 (Котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша». Сценарий 1 и 2	109
Таблица 20 – Результаты расчета ценовых последствий для потребителей при реализации мероприятий на котельных «Северная», «Роста», котельной «Абрам-Мыс», «Фестивальной» при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 003 и 004, 006. Сценарий 1	111
Таблица 21 – Результаты расчета ценовых последствий для потребителей при реализации мероприятий на котельных «Северная», «Роста», котельной «Абрам-Мыс», «Фестивальной» при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 003 и 004, 006. Сценарий 2	113

Таблица 22 – Результаты расчета ценовых последствий для потребителей при реализации мероприятий на котельных АО «МЭС» (район Росляково) при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 006. Сценарий 1	115
Таблица 23 – Результаты расчета ценовых последствий для потребителей при реализации мероприятий на котельных АО «МЭС» (район Росляково) при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 006. Сценарий 2	117
Таблица 24 – Результаты расчета ценовых последствий для потребителей от котельной АО «ММТП» при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 005. Сценарий 1	119
Таблица 25 – Результаты расчета ценовых последствий для потребителей от котельной АО «ММТП» при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 005. Сценарий 2	121
Таблица 26 – Результаты расчета ценовых последствий для потребителей от котельной №22 при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 007. Сценарий 1	123
Таблица 27 – Результаты расчета ценовых последствий для потребителей от котельной №22 при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 007. Сценарий 2	125
Таблица 28 – Баланс мощности и тепловой нагрузки новой БМК (в районе ул. Шабалина) (сценарий 1).....	129
Таблица 29 – Техничко-экономические показатели работы новой БМК (в районе ул. Шабалина) для Сценария 1	130
Таблица 30 – Баланс мощности и тепловой нагрузки новой БМК (в районе ул. Шабалина) (сценарий 2).....	131
Таблица 31 – Техничко-экономические показатели работы новой БМК (в районе ул. Шабалина) для Сценария 2	132
Таблица 32 – Удельные расходы условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, кг у.т/Гкал.....	134
Таблица 33 – Показатели работы источников АО «Мурманская ТЭЦ» за 2025 г.	134
Таблица 34 – Существующий и перспективный состав оборудования Мурманской ТЭЦ ...	136
Таблица 35 – Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности Мурманской ТЭЦ по сценарию 1	138
Таблица 36 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий по 1 сценарию, млн. руб. (без НДС).....	140
Таблица 37 – Техничко-экономические показатели работы Мурманской ТЭЦ по сценарию 1	142
Таблица 38 – Существующий и перспективный состав оборудования Мурманской ТЭЦ ...	143
Таблица 39 – Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности Мурманской ТЭЦ по сценарию 2	144
Таблица 40 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий по Сценарию 2, млн. руб. (без НДС).....	146
Таблица 41 – Техничко-экономические показатели работы Мурманской ТЭЦ по сценарию 2	147
Таблица 42 – Существующий и перспективный состав оборудования Восточной котельной для сценария 1 и 2	150
Таблица 43 – Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности котельной Восточная по Сценарию 1.....	151
Таблица 44 – Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности котельной Восточная по Сценарию 2.....	152
Таблица 45 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий по Сценария 1 для Восточной котельной, млн. руб. (без НДС).....	154

Таблица 46 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий по Сценария 2 для Восточной котельной, млн. руб. (без НДС).....	155
Таблица 47 – Техничко-экономические показатели работы котельной Восточная для Сценария 1	156
Таблица 48 – Техничко-экономические показатели работы котельной Восточная для Сценария 2	157
Таблица 49 – Существующий и перспективный состав оборудования Южной котельной для Сценария 1 и 2.....	159
Таблица 50 – Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности котельной Южная по Сценарию 1.....	160
Таблица 51 – Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности котельной Южная по Сценарию 2.....	161
Таблица 52 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 1, млн. руб. (без НДС).....	162
Таблица 53 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 2, млн. руб. (без НДС).....	163
Таблица 54 – Техничко-экономические показатели работы Южной котельной для Сценария 1	164
Таблица 55 – Техничко-экономические показатели работы Южной котельной для Сценария 2	165
Таблица 56 – Состав оборудования котельной «Северная» по Сценарию 1 и 2.....	168
Таблица 57 – Планируемые мероприятия на котельной «Северная» и балансы мощность/нагрузка по сценарию 1	170
Таблица 58 – Планируемые мероприятия на котельной «Северная» и балансы мощность/нагрузка по сценарию 2	171
Таблица 59 – Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 1 для котельной «Северная», млн. руб. (без НДС)	172
Таблица 60 – Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 2 для котельной «Северная», млн. руб. (без НДС)	172
Таблица 61 – Перечень мероприятий по переходу на закрытую схему теплоснабжения от котельной «Северная».....	173
Таблица 62 – Техничко-экономические показатели работы котельной «Северная» для Сценария 1	175
Таблица 63 – Техничко-экономические показатели работы котельной «Северная» для Сценария 2	176
Таблица 64 – Состав оборудования котельной «Роста»	178
Таблица 65 – Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной «Роста» по сценарию 1.....	179
Таблица 66 – Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной «Роста» по сценарию 2.....	180
Таблица 67 – Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 1 и Сценария 2 (до 2026 года) для котельной «Роста», млн. руб. (с НДС).....	181
Таблица 68 – Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 2 для котельной «Роста», млн. руб. (с НДС)	181
Таблица 69 – Техничко-экономические показатели работы котельной «Роста» для Сценария 1	182
Таблица 70 – Техничко-экономические показатели работы котельной «Роста» для Сценария 2	183
Таблица 71 – Состав оборудования котельной.....	186

Таблица 72 – Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» по сценарию 1 и 2.....	187
Таблица 73 – Показатели работы котельной микрорайона Дровяное по сценарию 1 и 2.....	188
Таблица 74 – Техничко-экономические показатели работы новой блочно-модульной котельной 1,8 МВт микрорайона Дровяное (вместо угольной котельной).....	192
Таблица 75 – Баланс мощности и тепловой нагрузки новой блочно-модульной котельной 1,8 МВт микрорайона Дровяное (вместо угольной котельной) по сценарию 1 и 2.....	193
Таблица 76 – Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной «Абрам-Мыс» по сценарию 1	197
Таблица 77 – Техничко-экономические показатели работы котельной «Абрам-Мыс» по Сценарию 1.....	198
Таблица 78 – Состав мероприятий для котельной «Абрам-Мыс».....	199
Таблица 79 – Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной «Абрам-Мыс» по Сценарию 2	200
Таблица 80 – Техничко-экономические показатели работы котельной «Абрам-Мыс» по Сценарию 2.....	201
Таблица 81 – Состав оборудования котельной АО «Мурманский морской торговый порт»	203
Таблица 82 – Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной АО «Мурманский морской торговый порт» (сценарий 1).....	204
Таблица 83 – Техничко-экономические показатели работы котельной АО «Мурманский морской торговый порт» (сценарий 1)	205
Таблица 84 – Техничко-экономические показатели работы котельной АО «Мурманский морской торговый порт» (сценарий 2)	206
Таблица 85 – Техничко-экономические показатели работы котельной АО «Мурманский морской торговый порт» (сценарий 2)	207
Таблица 86 – Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 1 для котельной №22, млн. руб. (без НДС).....	208
Таблица 87 – Состав оборудования котельной №22.....	208
Таблица 88 – Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 2 для котельной №22, млн. руб. (без НДС).....	209
Таблица 89 – Техничко-экономические показатели работы котельной №22 (сценарий 1)	210
Таблица 90 – Техничко-экономические показатели работы котельной №22 (сценарий 1)	211
Таблица 91 – Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной №22 (сценарий 2).....	212
Таблица 92 – Техничко-экономические показатели работы котельной №22 (сценарий 2)	213
Таблица 93 – Состав оборудования котельной «Фестивальная».....	214
Таблица 94 – Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной «Фестивальная» (сценарий 1)	215
Таблица 95 – Техничко-экономические показатели работы котельной «Фестивальная» для Сценария 1.....	216
Таблица 96 – Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной «Фестивальная» (сценарий 2)	217
Таблица 97 – Техничко-экономические показатели работы котельной «Фестивальная» для Сценария 2.....	218
Таблица 98 – Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной ТЦ «Росляково-1» (сценарий 1).....	220
Таблица 99 – Техничко-экономические показатели работы системы теплоснабжения котельной ТЦ «Росляково-1» (сценарий 1)	221

Таблица 100 – Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной ТЦ «Росляково-1» (сценарий 2).....	223
Таблица 101 – Техничко-экономические показатели работы системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково-1» (сценарий 2).....	224
Таблица 102 – Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной ТЦ «Росляково Южное» по сценарию 1 и 2	226
Таблица 103 – Показатели работы котельной ТЦ «Росляково Южное» по сценарию 1 и 2..	227
Таблица 104 – Состав основного оборудования новой котельной в мкр. Южное Росляково мощностью 8,5 МВт (7,31 Гкал/ч.....	228
Таблица 105 – Характеристика основного оборудования новой котельной в мкр. Южное Росляково мощностью 8,5 МВт (7,31 Гкал/ч	228
Таблица 106 – Характеристика основного оборудования новой котельной в мкр. Южное Росляково мощностью 8,5 МВт (7,31 Гкал/ч	228
Таблица 107 – Капитальные затраты на мероприятия при реализации альтернативного сценария для котельной «мкр. Южное Росляково мощностью 8,5 МВт (7,31 Гкал/ч)	229
Таблица 108 – Показатели работы котельной ТЦ «Росляково Южное» по сценарию 3.....	230
Таблица 109 –Затраты на мероприятие по инвестиционной программе АО «Мурманская ТЭЦ» на 2024 – 2028 гг.	238
Таблица 110 – Сводные финансовые потребности для реализации проектов группы №1 (в млн. руб. без НДС).....	238
Таблица 111 – Сводные финансовые потребности для реализации проектов группы №1 в разрезе ТСО (в млн. руб. без НДС).....	238
Таблица 112 – Состав группы проектов №2 для развития схемы теплоснабжения	240
Таблица 113 – Сводные финансовые потребности для реализации проектов группы №2 для сценария 1	243
Таблица 114 – Финансовые потребности в реализацию проектов группы №2 в разрезе ТСО для сценария 1	243
Таблица 115 – Сводные финансовые потребности для реализации проектов группы №2 для сценария 2.....	244
Таблица 116 – Финансовые потребности в реализацию проектов группы №2 в разрезе ТСО для сценария 2.....	244
Таблица 117 – Состав группы проектов №5 для Сценариев 1 и 2.....	247
Таблица 118 – Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №5 по Сценариям 1 и 2	255
Таблица 119 – Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №5 в разрезе ТСО по Сценариям 1 и 2	255
Таблица 120 –Состав группы проектов №3 для развития схемы теплоснабжения	257
Таблица 121 – Сводные финансовые потребности для реализации проектов группы №3 для сценария 1 и 2	257
Таблица 122 – Финансовые потребности в реализацию проектов группы №3 в разрезе ТСО для сценария 1 и 2	257
Таблица 123 – Затраты на реконструкцию тепловых сетей по инвестиционной программе АО «Мурманская ТЭЦ» на 2024 – 2028 гг.....	260
Таблица 124 – Затраты на реконструкцию тепловых сетей по АО «Мурманская ТЭЦ», планируемых к перекладке в 2024-2029 годы	261
Таблица 125 – Затраты на перекладку существующих и строительство новых тепловых сетей по инвестиционной программе АО «Мурманэнергосбыт» на 2025 – 2028 гг.....	263

Таблица 126 – Сводные финансовые потребности для реализации проектов группы №6 для участков эксплуатационной ответственности АО «Мурманская ТЭЦ» для сценария 1.....	267
Таблица 127 – Сводные финансовые потребности в реализации проектов группы №6 для сценария 1 и 2	273
Таблица 128 – Сводные финансовые потребности в реализации проектов группы №6 для ТСО для сценария 1.....	273
Таблица 129 – Состав группы проектов №8 (организация 4-х трубной схемы теплоснабжения)	280
Таблица 130 - Перечень многоквартирных домов, перевод на закрытую систему которых реализован в период с 2021 по 2025 года.....	282
Таблица 131 - Перечень мероприятий по переходу на закрытую схему теплоснабжения от котельной «Северная».....	289
Таблица 132 - Перечень мероприятий по обеспечению качественного горячего водоснабжения от котельной ТЦ «Росляково-1».....	291
Таблица 133 - Сведения о протяжённости водопроводных сетей, подлежащих замене при реализации мероприятий по переходу на закрытую схему горячего водоснабжения, и необходимом объеме финансирования за период с 2022 по 2025 год	292
Таблица 134 - Перечень мероприятий по реконструкции водопроводных сетей в жилом районе Росляково	293
Таблица 135 – Топливный баланс источников тепловой энергии г. Мурманска (Сценарий №1)	296
Таблица 136 – Топливный баланс источников тепловой энергии г. Мурманска (Сценарий №2)	301
Таблица 137 – Нормативные запасы аварийных видов топлива	309
Таблица 138 – Затраты на мероприятия по источникам г. Мурманска (Сценарий 1).....	321
Таблица 139 – Затраты на мероприятия по источникам г. Мурманска (Сценарий 2)	326
Таблица 140 – Затраты на мероприятия по источникам «ТЦ Росляково-1» и «ТЦ Росляково Южное». Сценарий 3.....	332
Таблица 141 – Сводные финансовые потребности для реализации мероприятий по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них, млн. руб. (без НДС) (Сценарий 1).....	335
Таблица 142 – Сводные финансовые потребности для реализации мероприятий по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них, млн. руб., (Сценарий 2).....	336
Таблица 143 – Реестр зон деятельности ЕТО на территории г. Мурманска.....	344
Таблица 144 – Рабочая мощность и принадлежность источников тепловой энергии в границах зоны деятельности ЕТО № 001	347
Таблица 145 – Распределение ёмкости тепловых сетей в границах зоны деятельности ЕТО № 001	347
Таблица 146 – Сводные значения показателей «рабочая тепловая мощность источника тепловой энергии» и «ёмкость тепловых сетей» в границах зоны деятельности ЕТО № 001	348
Таблица 147 – Обоснование соответствия организаций, предлагаемых в качестве ЕТО, критериям определения ЕТО.....	351
Таблица 148 – Реестр систем теплоснабжения города Мурманска.....	352
Таблица 149 – Сведения о тепловых сетях, поставленных на учет в качестве бесхозяйных	354
Таблица 150 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ	359

Таблица 151 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от Южной котельной	360
Таблица 152 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от Восточной котельной ...	361
Таблица 153 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной «Северная»..	362
Таблица 154 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной «Роста»	363
Таблица 155 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной «Абрам-Мыс»	364
Таблица 156 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково- 1»	365
Таблица 157 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково Южное»	366
Таблица 158 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной «Фестивальная»	367
Таблица 159 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от угольной котельной МУП «МУК» (после 2026 года ООО ТЛК»).....	368
Таблица 160 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от Котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее дизельная котельная МУП «МУК»)	369
Таблица 161 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной АО «ММТП»	370
Таблица 162 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной №22.....	371

Перечень рисунков

Рисунок 1. Существующее административное деление г. Мурманска.....	27
Рисунок 2. Зоны эксплуатационной ответственности АО «Мурманская ТЭЦ» и АО «МЭС» в системах теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных (начало)..	53
Рисунок 3 - Зоны эксплуатационной ответственности АО «Мурманская ТЭЦ» и АО «МЭС» в системах теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных (окончание)	54
Рисунок 4. Границы зон деятельности ЕТО	57
Рисунок 5. Баланс тепловой мощности Мурманской ТЭЦ на период действия схемы теплоснабжения по сценарию 1 и 2	137
Рисунок 6. Баланс тепловой мощности Восточной котельной для Сценария 1 и 2.....	150
Рисунок 7. Блочно-модульная котельная мощностью 0,9 МВт, работающая на щепе (древесной пеллете).....	185
Рисунок 8. Циклическая зависимость КПД котла с ручной подачей топлива	189
Рисунок 9. Блочно-модульная котельная мощностью 1,8 МВт, работающая на щепе (древесной пеллете).....	191
Рисунок 10. Баланс тепловой мощности котельной «Абрам-Мыс»	195
Рисунок 11 – Количественное соотношение видов топлива, используемых на источниках тепловой энергии города Мурманска	310
Рисунок 12 – Паспорт качества топлива, используемого на источниках АО «Мурманская ТЭЦ»	311
Рисунок 13 – Паспорт качества топлива, используемого на котельных АО «МЭС»	315
Рисунок 14 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной АО «ММТП»	316
Рисунок 15 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной №22.....	317
Рисунок 16. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «Мурманская ТЭЦ» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 1 и индексируемого тарифа для населения	374
Рисунок 17. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «Мурманская ТЭЦ» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 2 и индексируемого тарифа для населения	374
Рисунок 18. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «МЭС» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 1 и без них	375
Рисунок 19. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «МЭС» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 2 и без них (с учетом индексации тарифа).....	375
Рисунок 20. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «МЭС» (Росляково) при реализации запланированных мероприятий по сценарию 1 и без них (с учетом индексации тарифа).....	376
Рисунок 21. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «МЭС» (Росляково) при реализации запланированных мероприятий по сценарию 2 и без них (с учетом индексации тарифа).....	376
Рисунок 22. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей от котельной № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее дизельная котельная) при реализации запланированных мероприятий по сценариям 1 и 2 и индексируемого тарифа для населения (с НДС).....	377

Рисунок 23. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей от угольной котельной ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее котельная МУП «МУК») при реализации запланированных мероприятий по сценариям 1 и 2 и без них (с учетом индексации тарифа)	377
Рисунок 24. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «ММТП» по сценарию 1 (с учетом индексации тарифа).....	378
Рисунок 25. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «ММТП» по сценарию 2 (с учетом индексации тарифа).....	378
Рисунок 26. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей ООО «Инновационная теплоэнергетика» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 1 и без них (с учетом индексации тарифа)	379
Рисунок 27. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей ООО «Инновационная теплоэнергетика» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 2 и без них (с учетом индексации тарифа)	379

Определения

В настоящей работе применяют следующие термины с соответствующими определениями:

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

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

Перечень принятых обозначений

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

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

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

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

1.1. Величина существующей отопливаемой площади строительных фондов и приросты 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.

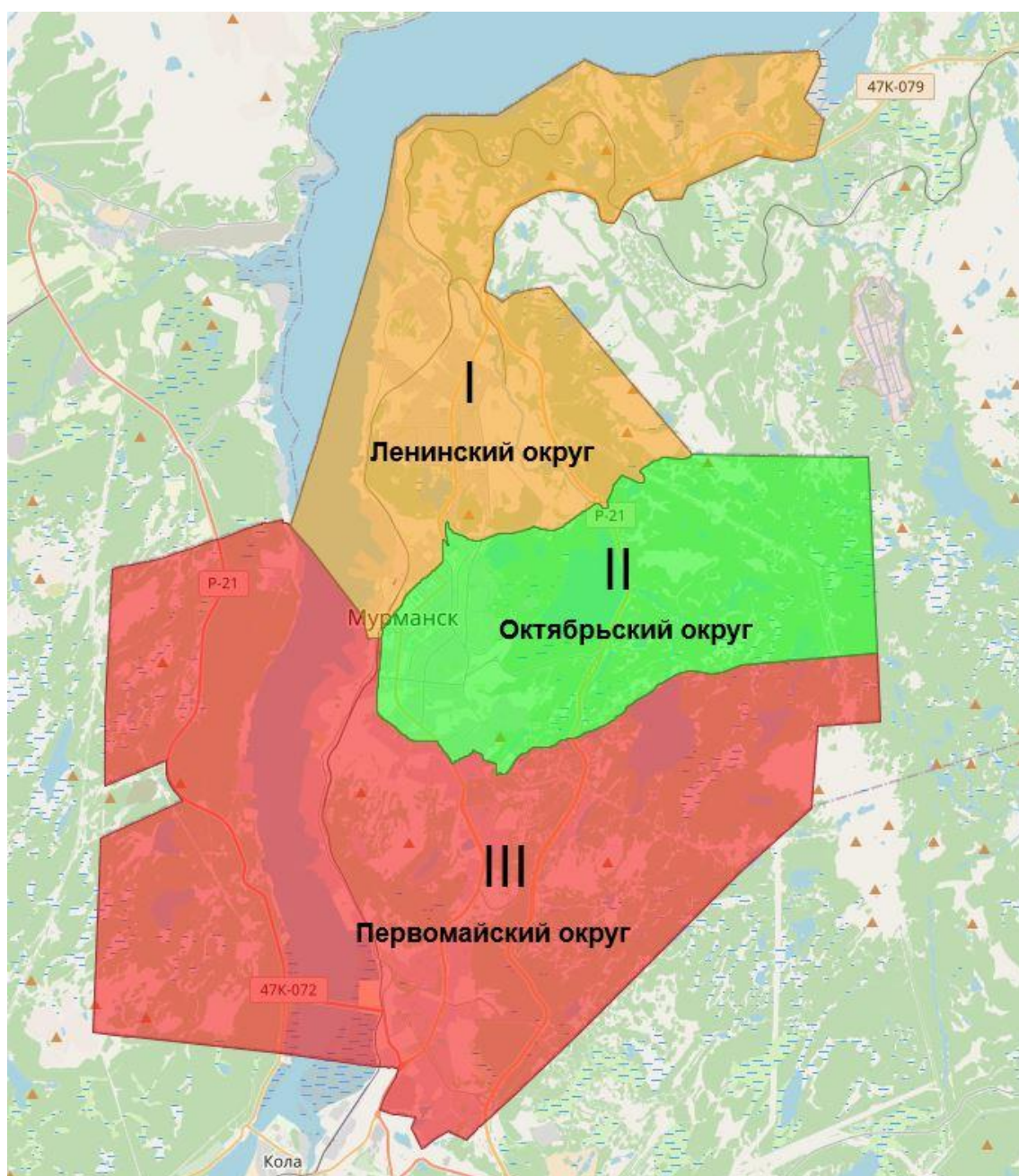


Рисунок 1. Существующее административное деление г. Мурманска

Генеральным планом развития г. Мурманска предусматривается увеличение средней жилищной обеспеченности населения общей площадью жилья до 30 кв. м на человека. Прирост средней жилищной обеспеченности за расчетный период действия Генерального плана должен составить 5,4 кв. м на человека или 22,1 %.

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

Зона застройки многоэтажными жилыми домами

- в левобережной части – пос. Дровяное, пос. Абрам – Мыс в соответствии с утвержденным генеральным планом;
- в Ленинском округе – кварталы № 2, 3, 4, 41 в соответствии с утвержденным генеральным планом;

- в Октябрьском округе – район Больничный;
- в Первомайском округе – район Жилстрой соответствии с утвержденным генеральным планом;
- уплотнительная застройка в Ленинском округе, в соответствии с утвержденным генеральным планом;
- микрорайон 204, в соответствии с утвержденным генеральным планом.

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

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

- в микрорайоне Росляково, в соответствии с утвержденным генеральным планом
- вблизи ул. Достоевского - в соответствии с утвержденным генеральным планом;
- в Октябрьском округе – северо-восточная часть округа, в соответствии с утвержденным генеральным планом;
- на участке в районе автомобильной дороги общего пользования федерального значения Р-21 «Кола» Санкт-Петербург – Петрозаводск – Мурманск – Печенга – граница с Королевством Норвегия, в соответствии с утвержденным генеральным планом;

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

Развитие зон индивидуальной жилой застройки предлагается:

- в Первомайском округе – в районе улицы Капитана Орликовой, в соответствии с утвержденным генеральным планом; в районе проезда Молодежный, к югу от мкрн Жилстрой;
- восточнее проезда Ледокольного;
- в районе Панорамный и ул. Огни Мурманска, в районе объездной дороги;
- на пересечении ул. Шевченко и автомобильной дороги общего пользования федерального значения Р-21 «Кола» Санкт-Петербург – Петрозаводск – Мурманск – Печенга – граница с Королевством Норвегия, в соответствии с утвержденным генеральным планом;
- на участке к югу от долины Уюта;
- в левобережной части – в районе пос. Дровяное, в соответствии с утвержденным генеральным планом;
- в районе пос.Абрам-Мыс, в соответствии с утвержденным генеральным планом;
- в районе ул. Лесная;
- уплотнительная застройка в юго-западной части жилого мкр. Росляково- в соответствии с утвержденным генеральным планом.
- в Ленинском округе - квартал 180.

Таблица 1 – Прогноз приростов площади строительных фондов

Перспективные объекты	Разм-ть	Суммарная площадь	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
Октябрьский округ											
ОАО "РЖД", пр. Портовый, 50	кв.м	1552	0	0	1552	0	0	0	0	0	0
Инфекционный корпус (Баяндина), ул.Павлова, д.6	кв.м	7745	0	7745	0	0	0	0	0	0	0
Кинотеатр "Родина", ул. Ленинградская, 26	кв.м	2124	2124	0	0	0	0	0	0	0	0
Храм на Буркова	кв.м	5614	0	5614	0	0	0	0	0	0	0
Предприятие торговли, ул Папанина, 2	кв.м	1100	1100	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого по Октябрьскому округу	кв.м	18135	3224	13359	1552	0	0	0	0	0	0
Первомайский округ											
«Быстровозводимый спортивный комплекс с плавательным бассейном» на Кольском проспекте	кв.м	5698	5698	0	0	0	0	0	0	0	0
Многоэтажная жилая застройка по пр-кт Кольский (ООО «Северное сияние»)	кв.м	8255	8255	0	0	0	0	0	0	0	0
Оздоровительный центр, ул. Баумана,45а	кв.м	2100	2100	0	0	0	0	0	0	0	0
МКД с автостоянкой, пр.Кольский, д. 172 ЗУ 51:20:00013007:08	кв.м	2910	2910	0	0	0	0	0	0	0	0
Застройка Малой Долины Уюта ООО "Кастор"	кв.м	40360		11545	0	11855	9120	7840	0	0	0
Многоэтажная жилая застройка по ул. Шевченко (ООО «Зенит»)	кв.м	4060	0	4060	0	0	0	0	0	0	0
МКД ул.Бондарная,5	кв.м	1235	1235	0	0	0	0	0	0	0	0
МКД в районе ул. Шабалина (в границах кадастрового квартала 51:20:0001308)	кв.м	81789	0	17578	0	8152	21715	18039	16305	0	0
Итого по Первомайскому округу	кв.м	147017	20198	33793	0	20007	30835	25879	16305	0	0
Ленинский округ											
Реконструкция комплекса зданий ГОБУЗ «Мурманский областной онкологический диспансер» по адресу: г. Мурманск, ул. Академика Павлова, д. 6 к. 3	кв.м	8230	8230	0	0	0	0	0	0	0	0

Перспективные объекты	Разм-ть	Суммарная площадь	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
МКД, ул. Кирпичная, д.1 и д.2	кв.м	11461	0	4857	6604	0	0	0	0	0	0
Школа по пер. Казарменному	кв.м	9840	9840	0	0	0	0	0	0	0	0
Административно-бытовое здание, ул. Александра Невского, д. 59, к. 1	кв.м	2367	2367	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого по Ленинскому округу	кв.м	31897	20437	4857	6604	0	0	0	0	0	0

Таблица 2 – Изменение площади строительных фондов накопительным итогом

Наименование показателей	Ед.изм.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
Ленинский округ	кв.м	20436,7	25293,5	31897,5	31897,5	31897,5	31897,5	31897,5	31897,5	31897,5
Многоэтажный жилищный фонд	кв.м	0,0	4856,8	11460,8	11460,8	11460,8	11460,8	11460,8	11460,8	11460,8
Средне- и малоэтажный жилищный фонд	кв.м									
Общественно-деловая застройка	кв.м	20436,7	20436,7	20436,7	20436,7	20436,7	20436,7	20436,7	20436,7	20436,7
Октябрьский округ	кв.м	3224,0	16582,5	18135,0	18135,0	18135,0	18135,0	18135,0	18135,0	18135,0
Многоэтажный жилищный фонд	кв.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Средне- и малоэтажный жилищный фонд	кв.м									
общественно-деловая застройка	кв.м	3224,0	16582,5	18135,0	18135,0	18135,0	18135,0	18135,0	18135,0	18135,0
Первомайский округ	кв.м	20197,5	53990,5	53990,5	73997,5	104832,5	130711,5	147016,5	147016,5	147016,5
Многоэтажный жилищный фонд	кв.м	12399,5	46192,5	46192,5	66199,5	97034,5	122913,5	139218,5	139218,5	139218,5
Средне- и малоэтажный жилищный фонд	кв.м									
общественно-деловая застройка	кв.м	7798,0	7798,0	7798,0	7798,0	7798,0	7798,0	7798,0	7798,0	7798,0
Всего	кв.м	43858,2	95866,5	104023,0	124030,0	154865,0	180744,0	197049,0	197049,0	197049,0

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

Наименование показателей	Ед. изм.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033– 2037	2038– 2042
Ленинский округ	кв.м	365,0	2 175,60	6 209,20	0	0	0	0	0	0
Средне- и малоэтажный жилищный фонд, в т.ч.	кв.м	365,0	2 175,60	6 209,20	0	0	0	0	0	0
МЖД, пр. Героев-Североморцев, д. 12	кв.м		413,6							
МЖД, пр-д Профессора Жуковского, д. 11	кв.м			493,7						
МЖД, пр-д Профессора Жуковского, д. 18	кв.м		415,7							
МЖД, пр-д Профессора Жуковского, д. 5	кв.м	243,8								
МЖД, ул. Александра Невского, д. 94	кв.м		311,2							
МЖД, ул. Анатолия Бредова, д. 7	кв.м			338,5						
МЖД, ул. Анатолия Бредова, д. 11	кв.м			278,6						
МЖД, ул. Анатолия Бредова, д. 19	кв.м			351						
МЖД, ул. Калинина, д. 16	кв.м		351,5							
МЖД, ул. Калинина, д. 18	кв.м			434						
МЖД, ул. Калинина, д. 20	кв.м			435,5						
МЖД, ул. Набережная, д. 1/2	кв.м			477,2						
МЖД, ул. Набережная, д. 13	кв.м		335,9							
МЖД, ул. Набережная, д. 3	кв.м			591,7						
МЖД, ул. Набережная, д. 7	кв.м	121,2								
МЖД, ул. Нахимова, д. 6	кв.м			680,9						
МЖД, ул. Нахимова, д. 8/2	кв.м			484						
МЖД, ул. Ушакова, д. 14	кв.м			901,5						
МЖД, ул. Шестой Комсомольской Батарей, д. 11	кв.м		347,6							
МЖД, ул. Шестой Комсомольской Батарей, д. 13	кв.м			325						
МЖД, ул. Шестой Комсомольской Батарей, д. 45	кв.м			417,6						
Октябрьский округ	кв.м	2 460,80	17 034,20	21 481,20	0	0	0	0	0	0
Средне- и малоэтажный жилищный фонд, в т.ч.	кв.м	2 460,80	17 034,20	21 481,20	0	0	0	0	0	0
МЖД, пер. Дальний, дом 12	кв.м			435,50						
МЖД, пер. Дальний, дом 14	кв.м			421,00						
МЖД, пер. Дальний, дом 16	кв.м			876,80						

Наименование показателей	Ед. изм.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033– 2037	2038– 2042
МЖД, пер. Дальний, д. 1	кв.м		409,80							
МЖД, пер. Дальний, дом 10	кв.м			349,20						
МЖД, пер. Дальний, дом 11	кв.м			422,60						
МЖД, пер. Дальний, дом 2	кв.м			437,10						
МЖД, пер. Дальний, дом 7	кв.м			352,60						
МЖД, пер. Дальний, дом 9	кв.м			341,50						
МЖД, пер. Русанова, д. 13	кв.м		537,80							
МЖД, пер. Русанова, д. 15	кв.м	530,30								
МЖД, пр-д Рылеева, д. 2	кв.м	310,20								
МЖД, пр-д Рылеева, д. 5	кв.м		289,40							
МЖД, пр-д Рылеева, дом 4	кв.м		353,40							
МЖД, ул. Академика Павлова, д. 36	кв.м		414,70							
МЖД, ул. Академика Павлова, дом 14	кв.м			437,80						
МЖД, ул. Академика Павлова, дом 19	кв.м		770,40							
МЖД, ул. Академика Павлова, дом 22	кв.м			546,30						
МЖД, ул. Академика Павлова, дом 30	кв.м			661,30						
МЖД, ул. Академика Павлова, дом 31	кв.м		441,00							
МЖД, ул. Академика Павлова, дом 32	кв.м			427,40						
МЖД, ул. Академика Павлова, дом 33	кв.м		430,90							
МЖД, ул. Академика Павлова, дом 34	кв.м			418,40						
МЖД, ул. Академика Павлова, дом 35	кв.м		350,30							
МЖД, ул. Академика Павлова, дом 38	кв.м			421,70						
МЖД, ул. Академика Павлова, дом 40	кв.м		652,00							
МЖД, ул. Академика Павлова, дом 47	кв.м			436,30						
МЖД, ул. Академика Павлова, дом 49	кв.м			438,60						
МЖД, ул. Академика Павлова, дом 51	кв.м			437,80						
МЖД, ул. Генерала Фролова, д. 24	кв.м		476,60							
МЖД, ул. Генерала Фролова, дом 10	кв.м			413,80						
МЖД, ул. Генерала Фролова, дом 22	кв.м			507,00						

Наименование показателей	Ед. изм.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033– 2037	2038– 2042
МЖД, ул. Генерала Фролова, дом 26	кв.м			504,40						
МЖД, ул. Генерала Фролова, дом 6/71	кв.м			309,70						
МЖД, ул. Капитана Буркова, д. 15	кв.м		325,60							
МЖД, ул. Куйбышева, д. 14	кв.м		503,80							
МЖД, ул. Куйбышева, д. 17	кв.м		354,40							
МЖД, ул. Куйбышева, д. 2	кв.м		348,30							
МЖД, ул. Куйбышева, дом 13	кв.м			360,00						
МЖД, ул. Куйбышева, дом 15	кв.м			355,00						
МЖД, ул. Куйбышева, дом 19	кв.м		179,20							
МЖД, ул. Куйбышева, дом 21	кв.м			175,50						
МЖД, ул. Куйбышева, дом 23	кв.м		176,60							
МЖД, ул. Куйбышева, дом 5	кв.м		528,70							
МЖД, ул. Куйбышева, дом 6	кв.м			357,90						
МЖД, ул. Полухина, д. 3	кв.м		355,00							
МЖД, ул. Полухина, дом 1	кв.м			422,10						
МЖД, ул. Полухина, дом 15	кв.м			482,50						
МЖД, ул. Полухина, дом 2	кв.м			423,70						
МЖД, ул. Полухина, дом 4	кв.м			935,20						
МЖД, ул. Полухина, дом 5	кв.м			631,30						
МЖД, ул. Полярной Правды, д. 2	кв.м			544,30						
МЖД, ул. Полярной Правды, д. 2а	кв.м		436,80							
МЖД, ул. Полярные Зори, д. 52	кв.м	685,70								
МЖД, ул. Профессора Сомова, д. 3	кв.м	582,40								
МЖД, ул. Радищева, д. 42/10	кв.м		312,70							
МЖД, ул. Радищева, д. 43	кв.м		420,50							
МЖД, ул. Радищева, д. 55	кв.м	352,20								
МЖД, ул. Радищева, д. 57	кв.м		356,90							
МЖД, ул. Радищева, д. 59	кв.м		355,30							
МЖД, ул. Радищева, д. 61	кв.м		355,80							

Наименование показателей	Ед. изм.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033– 2037	2038– 2042
МЖД, ул. Радищева, д. 65/4	кв.м		405,20							
МЖД, ул. Радищева, д. 47	кв.м		436,60							
МЖД, ул. Радищева, д. 35/8	кв.м			358,90						
МЖД, ул. Радищева, д. 36/10	кв.м		439,70							
МЖД, ул. Радищева, д. 39	кв.м			434,40						
МЖД, ул. Радищева, д. 41	кв.м			437,30						
МЖД, ул. Радищева, д. 44/9	кв.м		355,20							
МЖД, ул. Радищева, д. 45	кв.м		431,50							
МЖД, ул. Радищева, д. 46	кв.м			347,90						
МЖД, ул. Радищева, д. 48	кв.м		352,40							
МЖД, ул. Радищева, д. 49	кв.м			432,30						
МЖД, ул. Радищева, д. 51	кв.м			437,40						
МЖД, ул. Радищева, д. 52/1	кв.м		355,10							
МЖД, ул. Радищева, д. 53	кв.м		437,60							
МЖД, ул. Радищева, д. 58	кв.м		352,10							
МЖД, ул. Радищева, д. 60/2	кв.м		352,20							
МЖД, ул. Радищева, д. 62/1	кв.м			439,50						
МЖД, ул. Радищева, д. 63	кв.м		435,50							
МЖД, ул. Радищева, д. 66	кв.м		515,00							
МЖД, ул. Радищева, д. 67/3	кв.м			435,50						
МЖД, ул. Радищева, д. 68	кв.м			336,60						
МЖД, ул. Радищева, д. 70	кв.м			337,70						
МЖД, ул. Радищева, д. 72/6	кв.м		350,10							
МЖД, ул. Радищева, дом 74/5	кв.м			343,00						
МЖД, ул. Сполохи, д. 3	кв.м		539,10							
МЖД, ул. Сполохи, д. 5	кв.м			592,60						
МЖД, ул. Сполохи, д. 6	кв.м		478,40							
МЖД, ул. Чехова, д. 4	кв.м		226,20							
МЖД, ул. Чехова, дом 10	кв.м			350,90						

Наименование показателей	Ед. изм.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033– 2037	2038– 2042
МЖД, ул. Чехова, дом 12/37	кв.м			346,90						
МЖД, ул. Чехова, дом 3	кв.м			432,60						
МЖД, ул. Чехова, дом 5	кв.м			429,10						
МЖД, ул. Чехова, дом 6	кв.м			354,70						
МЖД, ул. Чехова, дом 7	кв.м		436,40							
МЖД, ул. Чехова, дом 9	кв.м			349,60						
Первомайский округ	кв.м	751,90	5590,80	91742,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Средне- и малоэтажный жилищный фонд, в т.ч.	кв.м	751,90	5590,80	91742,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
МЖД, пер. Охотничий, д. 11	кв.м			490,5						
МЖД, пер. Охотничий, д. 12	кв.м			493,3						
МЖД, пер. Охотничий, д. 2	кв.м			593,2						
МЖД, пр. Кольский, д. 161	кв.м			503,1						
МЖД, пр. Кольский, д. 163	кв.м		515,6							
МЖД, ул. Бондарная, д. 10	кв.м	251,7								
МЖД, ул. Бондарная, д. 12	кв.м			498,4						
МЖД, ул. Бондарная, д. 14	кв.м	500,2								
МЖД, ул. Бондарная, д. 16	кв.м			491,6						
МЖД, ул. Бондарная, д. 22	кв.м			504,1						
МЖД, ул. Бондарная, д. 8	кв.м			515,6						
МЖД, ул. Бондарная, д. 9	кв.м			493,5						
МЖД, ул. Алексея Генералова, д. 7/26	кв.м		375,5							
МЖД, ул. Декабристов, д. 13	кв.м			420,4						
МЖД, ул. Декабристов, д. 28	кв.м		559,9							
МЖД, ул. Декабристов, д. 11а	кв.м			428						
МЖД, ул. Зеленая, д. 35	кв.м			580,9						
МЖД, ул. Зеленая, д. 37	кв.м		448,3							
МЖД, ул. Зеленая, д. 41	кв.м		357,6							

Наименование показателей	Ед. изм.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033– 2037	2038– 2042
МЖД, ул. Зеленая, д. 42	кв.м			589,3						
МЖД, ул. Зеленая, д. 44	кв.м		335,7							
МЖД, ул. Зеленая, д. 45	кв.м			580,1						
МЖД, ул. Марата, д. 11	кв.м		378,9							
МЖД, ул. Марата, д. 12а	кв.м			354,1						
МЖД, ул. Марата, д. 15	кв.м		742,09							
МЖД, ул. Марата, д. 17	кв.м			577,5						
МЖД, ул. Марата, д. 17а	кв.м			582,4						
МЖД, ул. Марата, д. 4	кв.м			892,1						
МЖД, ул. Марата, д. 8	кв.м			433,2						
МЖД, ул. Марата, д. 9	кв.м			597						
МЖД, ул. Первомайская, д. 12	кв.м		348,7							
МЖД, ул. Первомайская, д. 18	кв.м		423,8							
МЖД, ул. Первомайская, д. 2	кв.м			516,9						
МЖД, ул. Первомайская, д. 22	кв.м			430						
МЖД, ул. Первомайская, д. 24	кв.м			427,3						
МЖД, ул. Первомайская, д. 4	кв.м		317,7							
МЖД, ул. Подгорная, д. 16	кв.м			492,2						
МЖД, ул. Подгорная, д. 22	кв.м			472,8						
МЖД, ул. Пригородная, д. 17а	кв.м			418						
МЖД, ул. Пригородная, д. 45	кв.м			631,5						
МЖД, ул. Фрунзе, д. 23/5	кв.м		357,1							
МЖД, ул. Фрунзе, д. 25	кв.м		282,9							
МЖД, ул. Фрунзе, д. 27	кв.м		479,3							
МЖД, ул. Фрунзе, д. 29	кв.м			424,5						
МЖД, ул. Фрунзе, д. 29а	кв.м			418						

Наименование показателей	Ед. изм.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033– 2037	2038– 2042
МЖД, ул. Фрунзе, д. 30	кв.м			565,4						
МЖД, ул. Фрунзе, д. 31	кв.м		460,2							
МЖД, ул. Фрунзе, д. 33	кв.м			408,7						
МЖД, ул. Фрунзе, д. 35	кв.м		324,4							
МЖД, ул. Фрунзе, д. 37	кв.м			173,5						
МЖД, ул. Фрунзе, д. 38	кв.м			434,4						
МЖД, ул. Фрунзе, д. 5/5	кв.м		679,1							
МЖД, ул. Шевченко, д. 6	кв.м			499,9						
МЖД, ул. Шевченко, д. 8	кв.м			491,4						
МЖД, ул. Шевченко, д. 10	кв.м		204,1							
Всего по г. Мурманск	кв.м	3577,7	26800,59	45113,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

*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 до 2028 г. При последующих актуализациях, перечень объектов, подлежащих к выводу из эксплуатации на более позднем сроке, будет корректироваться.

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

Наименование показателей	Ед.изм.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
Ленинский округ	кв.м	20071,7	22753,0	23147,8	23147,8	23147,8	23147,8	23147,8	23147,8	23147,8
Октябрьский округ	кв.м	763,2	-2912,5	-22841,2	-22841,2	-22841,2	-22841,2	-22841,2	-22841,2	-22841,2
Первомайский округ	кв.м	19445,6	45647,7	28224,9	48231,9	79066,9	104945,9	121250,9	121250,9	121250,9
Всего	кв.м	40280,5	65488,2	28531,5	48538,5	79373,5	105252,5	121557,5	121557,5	121557,5

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.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
Мурманская ТЭЦ	Ленинский	кв.м	8230	8230	8230	8230	8230	8230	8230	8230	8230
	Октябрьский	кв.м	-337	-9626	-29555	-29555	-29555	-29555	-29555	-29555	-29555
	Первомайский	кв.м	-752	-8343	-25766	-25766	-25766	-25766	-25766	-25766	-25766
Восточная котельная	Ленинский	кв.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Октябрьский	кв.м	1100,0	6713,5	6713,5	6713,5	6713,5	6713,5	6713,5	6713,5	6713,5
	Первомайский	кв.м	0,0	0,0	0,0	0,0	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
	Октябрьский	кв.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Первомайский	кв.м	20197,5	36412,5	36412,5	48267,5	57387,5	65227,5	65227,5	65227,5	65227,5
Котельная "Северная"	Ленинский	кв.м	11841,7	14523,0	14917,8	14917,8	14917,8	14917,8	14917,8	14917,8	14917,8
	Октябрьский	кв.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Первомайский	кв.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Новая БМК (в районе ул. Шабалина)	Ленинский	кв.м	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
	Первомайский	кв.м	0,0	17578	0,0	8152	21715	18039	16305	0,0	0,0

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

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

№ п/п	Вид застройки	Наименование объекта, адрес	Площадь застройки, м²	Подключение к системе теплоснабжения
1	67 индивидуальных жилых домов; общеобразовательное учреждение на 280 мест; дошкольное учреждение на 110 мест	Р-н проезда Молодежного	13 257	Обеспечение тепловой энергией предлагается осуществлять от теплогенераторов, работающих на электричестве
2	Индивидуальные жилые дома	В районе Панорамный и ул. Огни Мурманска, в районе объездной дороги	н/д	Обеспечение тепловой энергии предлагается осуществлять от индивидуальных источников тепла
3	Индивидуальные жилые дома	На участке к югу от долины Уюта	н/д	Обеспечение тепловой энергии предлагается осуществлять от индивидуальных источников тепла
4	Индивидуальные жилые дома	В левобережной части – в районе пос. Дровяное	н/д	Обеспечение тепловой энергии предлагается осуществлять от индивидуальных источников тепла
5	32 участка индивидуального жилищного строительства	Р-н пос. Абрам-Мыс, между ул. Лесной и ул. Судоремонтной	4 800	Обеспечение тепловой энергией предлагается осуществлять децентрализованно от автономных теплогенераторов, работающих на газовом топливе. Горячее водоснабжение предлагается осуществлять от газовых водонагревателей
6	Индивидуальная жилая застройка; детский сад на 70 мест; начальная школа на 75 мест; внешкольное учреждение на 10 мест	Р-н ул. Лесной	21 400	Обеспечение тепловой энергии предлагается осуществлять от индивидуальных источников тепла
7	Уплотнительная застройка	Юго-западной части жилого мкр. Росляково	2 250	Проектом рассмотрено 2 варианта: 1) отопление объектов капитального строительства газом (от вновь построенных резервуарных установок сжиженного углеводородного газа); 2) отопление объектов капитального строительства электричеством (от электрических котлов отопления)
8	54 жилых индивидуальных дома; детское учреждение дошкольного образования на 70 мест; общеобразовательная школа на 110 мест;	Территория, расположенная восточнее проезда Ледокольного	8 014	Обеспечение тепловой энергией предлагается осуществлять от теплогенераторов, работающих на электричестве
9	136 индивидуальных жилых домов, детский сад на 120 мест; общеобразовательная школа на 280 мест; объекты культурно-бытового обслуживания; бассейн	51:20:0001318 ул. Шевченко и автодорога Р-21 «Кола» Санкт-Петербург - Петрозаводск - Мурманск - Печенга	20 400	Обеспечение тепловой энергией предлагается осуществлять от теплогенераторов, работающих на электричестве

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

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

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

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

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

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

Таблица 7 – Приросты тепловых нагрузок потребителей г. Мурманска

Перспективные объекты	Вид нагрузки	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
Мурманская ТЭЦ											
Мурманская ТЭЦ, всего	Отопление/ вентиляция	3,930	2,071	1,549	0,310						
	ГВС	0,834	0,368	0,113	0,353						
	Всего	4,764	2,438	1,662	0,663						
в том числе:											
ОАО "РЖД", пр. Портовый, 50	Отопление/ вентиляция	0,310			0,310						
	ГВС	0,353			0,353						
	Всего	0,663			0,663						
Реконструкция комплекса зданий ГОБУЗ «Мурманский областной онкологический диспансер» по адресу: г. Мурманск, ул. Академика Павлова, д. 6 к. 3	Отопление/ вентиляция	1,646	1,646								
	ГВС	0,324	0,324								
	Всего	1,970	1,970								
Инфекционный корпус (Баяндина), ул.Павлова, д.6	Отопление/ вентиляция	1,549		1,549							
	ГВС	0,113		0,113							
	Всего	1,662		1,662							
Кинотеатр "Родина", ул. Ленинградская, 26	Отопление/ вентиляция	0,425	0,425								
	ГВС	0,044	0,044								
	Всего	0,468	0,468								
Восточная котельная											
Восточная котельная, всего	Отопление/ вентиляция	1,343	0,220	1,1227							
	ГВС	0,124	0,0	0,1238							
	Всего	1,467	0,220	1,247							
в том числе											
Предприятие торговли, ул. Папанина, 2	Отопление/ вентиляция	0,220	0,220								
	ГВС	0,0	0,0								

Перспективные объекты	Вид нагрузки	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
	Всего	0,220	0,220								
Храм на Буркова	Отопление/ вентиляция	1,123		1,1227							
	ГВС	0,124		0,1238							
	Всего	1,247		1,247							
Южная котельная											
Южная котельная	Отопление/ вентиляция	12,894	3,888	3,243		2,371	1,824	1,568			
	ГВС	5,014	1,058	1,419		1,050	0,806	0,681			
	Всего	17,908	4,946	4,662		3,421	2,630	2,249			
в том числе:											
«Быстровозводимый спортивный комплекс с плавательным бассейном» на Кольском проспекте	Отопление/ вентиляция	1,140	1,140								
	ГВС	0,327	0,327								
	Всего	1,466	1,466								
Многоэтажная жилая застройка по пр-кт Кольский (ООО «Северное сияние»)	Отопление/ вентиляция	1,651	1,651								
	ГВС	0,456	0,456								
	Всего	2,107	2,107								
Оздоровительный центр, ул. Баумана,45а	Отопление/ вентиляция	0,420	0,420								
	ГВС	0,030	0,030								
	Всего	0,450	0,450								
МКД с автостоянкой, пр.Кольский, д. 172 ЗУ 51:20:00013007:08	Отопление/ вентиляция	0,582	0,582								
	ГВС	0,130	0,130								
	Всего	0,712	0,712								
Застройка Малой Долины Уюта ООО "Кастор"	Отопление/ вентиляция	8,072		2,309		2,371	1,824	1,568			
	ГВС	3,564		1,027		1,050	0,806	0,681			
	Всего	11,636		3,336		3,421	2,630	2,249			
Многоэтажная жилая застройка по ул. Шевченко (ООО «Зенит»)	Отопление/ вентиляция	0,934		0,934							
	ГВС	0,392		0,392							
	Всего	1,326		1,326							

Перспективные объекты	Вид нагрузки	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
МКД ул.Бондарная,5	Отопление/ вентиляция	0,096	0,096								
	ГВС	0,115	0,115								
	Всего	0,210	0,210								
Котельная «Северная»											
Котельная «Северная»	Отопление/ вентиляция	3,550	1,831	0,729	0,991						
	ГВС	2,289	1,143	0,486	0,660						
	Всего	5,839	2,974	1,214	1,651						
в том числе:											
МКД, ул. Кирпичная, д.1 и д.2	Отопление/ вентиляция	1,719		0,729	0,991						
	ГВС	1,146		0,486	0,660						
	Всего	2,865		1,214	1,651						
Школа по пер. Казарменному	Отопление/ вентиляция	1,476	1,476								
	ГВС	0,461	0,461								
	Всего	1,937	1,937								
Административно-бытовое здание, ул. Александра Невского, д. 59, к. 1	Отопление/ вентиляция	0,355	0,355								
	ГВС	0,682	0,682								
	Всего	1,037	1,037								
Новая БМК (в районе ул. Шабалина)											
Новая БМК (в районе ул. Шабалина)	Отопление/ вентиляция	9,22		3,03		0,79	2,09	1,74	1,57		
	ГВС	6,15		2,02		0,52	1,40	1,16	1,05		
	Всего	15,37		5,05		1,31	3,49	2,90	2,62		
в том числе:											
МКД в районе ул. Шабалина (в границах кадастрового квартала 51:20:0001308)	Отопление/ вентиляция	9,22		3,03		0,79	2,09	1,74	1,57		
	ГВС	6,15		2,02		0,52	1,40	1,16	1,05		
	Всего	15,37		5,05		1,31	3,49	2,90	2,62		

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

Источник	Ед. изм.	Вид тепловой нагрузки	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
Мурманская ТЭЦ	Гкал/час	ОВ	2,071	3,620	3,930	3,930	3,930	3,930	3,930	3,930	3,930
	Гкал/час	ГВС	0,368	0,481	0,834	0,834	0,834	0,834	0,834	0,834	0,834
	Гкал/час	Всего	2,438	4,100	4,764	4,764	4,764	4,764	4,764	4,764	4,764
Восточная котельная	Гкал/час	ОВ	0,220	1,343	1,343	1,343	1,343	1,343	1,343	1,343	1,343
	Гкал/час	ГВС	0	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124
	Гкал/час	Всего	0,220	1,467	1,467	1,467	1,467	1,467	1,467	1,467	1,467
Южная котельная	Гкал/час	ОВ	3,888	7,131	7,131	9,502	11,326	12,894	12,894	12,894	12,894
	Гкал/час	ГВС	1,058	2,477	2,477	3,527	4,333	5,014	5,014	5,014	5,014
	Гкал/час	Всего	4,946	9,608	9,608	13,029	15,659	17,908	17,908	17,908	17,908
Котельная «Северная»	Гкал/час	ОВ	1,831	2,560	3,550	3,550	3,550	3,550	3,550	3,550	3,550
	Гкал/час	ГВС	1,143	1,629	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289
	Гкал/час	Всего	2,974	4,188	5,839	5,839	5,839	5,839	5,839	5,839	5,839
Новая БМК (в районе ул. Шабалина)	Гкал/час	ОВ	0	3,03	3,03	3,82	5,91	7,65	9,22	9,22	9,22
	Гкал/час	ГВС	0	2,02	2,02	2,54	3,94	5,10	6,15	6,15	6,15
	Гкал/час	Всего	0	5,05	5,05	6,36	9,85	12,75	15,37	15,37	15,37

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

Источник	Ед. изм.	Вид тепловой нагрузки	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
Мурманская ТЭЦ	т/час	ОВ	41,4	72,4	78,6	78,6	78,6	78,6	78,6	78,6	78,6
	т/час	ГВС	7,4	9,6	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7
	т/час	Всего	48,8	82,0	95,3	95,3	95,3	95,3	95,3	95,3	95,3
Восточная котельная	т/час	ОВ	4,4	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9
	т/час	ГВС		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
	т/час	Всего	4,4	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3
Южная котельная	т/час	ОВ	77,8	142,6	142,6	190,0	226,5	257,9	257,9	257,9	257,9
	т/час	ГВС	21,2	49,5	49,5	70,5	86,7	100,3	100,3	100,3	100,3
	т/час	Всего	98,9	192,2	192,2	260,6	313,2	358,2	358,2	358,2	358,2
Котельная «Северная»	т/час	ОВ	40,7	56,9	78,9	78,9	78,9	78,9	78,9	78,9	78,9
	т/час	ГВС	25,4	36,2	50,9	50,9	50,9	50,9	50,9	50,9	50,9
	т/час	Всего	66,1	93,1	129,8	129,8	129,8	129,8	129,8	129,8	129,8
Новая БМК (в районе ул. Шабалина)	т/час	ОВ	-	67,33	67,33	84,80	131,32	169,97	204,91	204,91	204,91
	т/час	ГВС	-	44,89	44,89	56,53	87,55	113,32	136,61	136,61	136,61
	т/час	Всего	-	112,22	112,22	141,33	218,87	283,29	341,51	341,51	341,51

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

Наименование котельной	Существующая средневзвешенная плотность тепловой нагрузки, Гкал·10⁻³/ч·м²	Перспективная средневзвешенная плотность тепловой нагрузки, Гкал·10⁻³/ч·м²
Мурманская ТЭЦ	0,000015088	0,000013806
Южная котельная	0,000022183	0,000025319
Восточная котельная	0,000015469	0,000026033
Котельная «Северная»	0,000016777	0,000021089
Котельная «Роста»	0,000014991	0,000015141
Котельная «Абрам-Мыс»	0,000010001	0,000010001
Котельная ТЦ «Росляково-1»	0,000010479	0,000010477
Котельная ТЦ «Росляково Южное»	0,000003638	0,000004238
Котельная «Фестивальная»	0,000008633	0,000008633
Угольная котельная МУП «МУК»	0,000005771	0,000005771
Котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша»	0,000006758	0,000006758
Котельная АО «ММТП»	0,000005105	0,000005105
Котельная №22	0,000016550	0,000016550

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

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

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

В настоящее время в г. Мурманск действует 10 систем централизованного теплоснабжения, в состав которых входят 13 источников теплоснабжения, в том числе Мурманская ТЭЦ.

Объекты систем теплоснабжения города эксплуатируются следующими теплоснабжающими организациями:

- **Акционерное общество «Мурманская ТЭЦ» (далее 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»).

- **Акционерное общество «Мурманэнергосбыт» (далее АО «МЭС»)**

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

- 1) на основании права собственности:

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

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

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

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

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

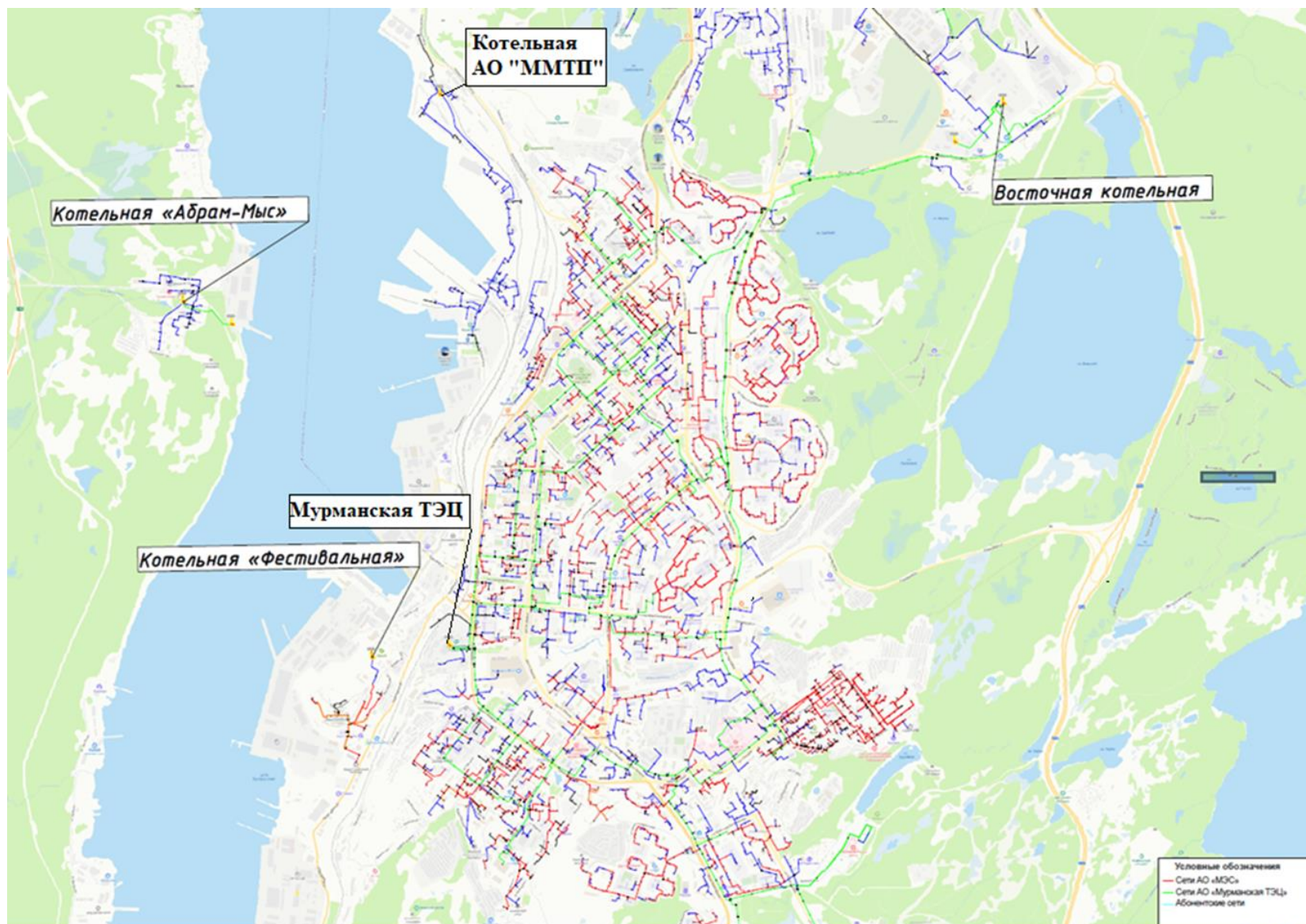


Рисунок 2. Зоны эксплуатационной ответственности АО «Мурманская ТЭЦ» и АО «МЭС» в системах теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных (начало)

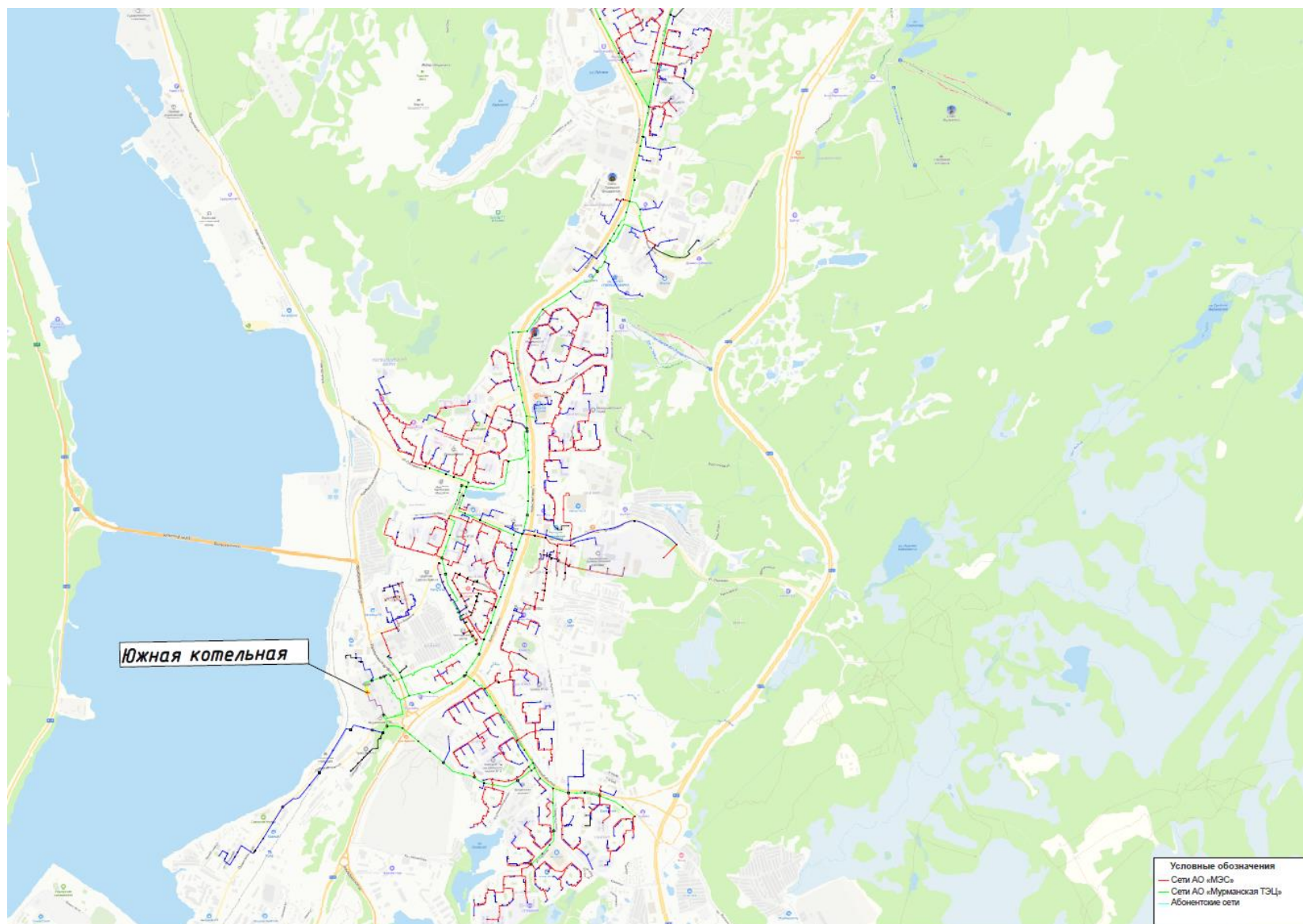


Рисунок 3 - Зоны эксплуатационной ответственности АО «Мурманская ТЭЦ» и АО «МЭС» в системах теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных (окончание)

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

Предприятие является теплоснабжающей организацией для населения, проживающего в районе «Дровяное» на территории города. На балансе находится один источник тепловой энергии (угольная котельная), теплоснабжение от которого осуществляется по муниципальным тепловым сетям.

– **ООО «Тепло Людям. Кандалакша»**

Организация, в рамках концессионного соглашения, осуществляет эксплуатацию дизельной котельной в районе «Дровяное» г.Мурманска. В то же время, на замену старой дизельной котельной, ООО «Тепло Людям. Кандалакша» возводит современную биотопливную БМК.

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

Предприятие ранее осуществляло продажу тепловой энергии в паре по собственной тепловой сети на Восточную котельную АО «Мурманская ТЭЦ». В настоящее время АО «Завод ТО ТБО» признано банкротом и далее в схеме теплоснабжения не рассматривается.

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

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

– **Общество с ограниченной ответственностью «Инновационная теплоэнергетика» (далее ООО «ИТЭ»)**

До 22.08.2025 года деятельность по содержанию (эксплуатации) объектов военной и социальной инфраструктуры и предоставление коммунальных услуг в интересах Вооруженных Сил Российской Федерации осуществлял ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по военно-морскому флоту).

В настоящее время, деятельность по обслуживанию объектов теплоснабжения (котельная №22 и тепловой пункт (бойлерная) осуществляет ООО «ИТЭ».

Организация, в соответствии с концессионным соглашением № 370-7-КС-8 от 22 августа 2025 года, осуществляет эксплуатацию котельной №22, которая помимо теплоснабжения в/г № 6, обеспечивает подачу тепловой энергии населению двух многоквартирных домов по улице Мохнаткина Пахта жилого района Росляково.

В соответствии с постановлением администрации города Мурманска от 27.06.2024 №2253, при актуализации на 2025 год схемы теплоснабжения муниципального образования городской округ город-герой Мурманск на период с 2023 по 2042 годы, в границах территории муниципального образования городской округ город Мурманск утверждены зоны 6 единых теплоснабжающих организаций (далее ЕТО), осуществляющих свою деятельность в 10 выделенных системах теплоснабжения. Каждая система сформирована по группе источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями.

Реестр единых теплоснабжающих организаций и границы зон деятельности, согласно ранее утвержденной схеме теплоснабжения, представлены в таблице 11 и на рисунке 4.

Таблица 11 – Реестр единых теплоснабжающих организаций согласно ранее утвержденной схеме теплоснабжения на территории муниципального образования городской округ город-герой Мурманск

Код зоны деятельности	Утвержденная ЕТО	№ системы теплоснабжения	Наименования источников в зоне деятельности ЕТО	Кол-во систем теплоснабжения
001	АО «Мурманская ТЭЦ»	1	Мурманская ТЭЦ	1
			Южная котельная	
			Восточная котельная	
002	МУП «МУК»	7	Угольная котельная МУП «МУК»	1
003	АО «МЭС»	3	Котельная «Абрам-Мыс»	1
004	АО «МЭС»	6	Котельная «Фестивальная»	1
005	АО «ММТП»	9	Котельная АО «ММТП»	1
006	АО «МЭС»	2	Котельная «Северная	4
		3	Котельная «Роста»	
		4	Котельная ТЦ «Росляково-1»	
		5	Котельная ТЦ «Росляково Южное»	
007	ООО «ИТЭ»	10	Котельная №22	1
008	ООО «Тепло людям. Кандалакша»	8	Котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее дизельная котельная)	1

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

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

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

В соответствии с Генеральным планом, индивидуальное теплоснабжение предусматривается для:

- индивидуальных жилых домов до трех этажей вне зависимости от месторасположения;
- малоэтажных (до четырех этажей) блокированных жилых домов (таунхаузов) планируемых к строительству вне перспективных зон действия источников теплоснабжения при условии удельной нагрузки теплоснабжения планируемой застройки менее 0,01 Гкал/ч/га;
- социально-административных зданий высотой менее 12 метров (четыре этажей) планируемых к строительству в местах расположения малоэтажной и индивидуальной жилой застройки, находящихся вне перспективных зон действия источников теплоснабжения;
- промышленных и прочих потребителей, технологический процесс которых предусматривает потребление природного газа;
- любых объектов при отсутствии экономической целесообразности подключения к централизованной системе теплоснабжения;
- инновационных объектов, проектом теплоснабжения которых предусматривается удельный расход тепловой энергии на отопление менее 15 кВт·ч/м²/год, т.н. «пассивный (или нулевой) дом» или теплоснабжение которых предусматривается от альтернативных источников, включая вторичные энергоресурсы.

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

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

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

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

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

Величина расчетных тепловых нагрузок в границах индивидуального строительства по муниципальному образованию представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Расчетные тепловые нагрузки индивидуального строительства на расчетный период

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

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

Балансы тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки рассчитаны следующим образом:

– определяются существующие и перспективные нагрузки на систему централизованного теплоснабжения (СЦТС) с разделением по зонам действия источников;

- полученные нагрузки суммируются с расчетными значениями потерь мощности;
- анализируются расчетные значения подключенных к источникам нагрузок и мощности нетто котельных. По результатам анализа определяется процент резерва («–» дефицита) располагаемой мощности (нетто) источников тепловой энергии.

В таблице 13 представлены существующие и перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в каждой зоне действия источников тепловой энергии на территории г. Мурманска на расчетный срок до 2042 года.

Таблица 13 – Балансы существующей и перспективной тепловой мощности источников и перспективной тепловой нагрузки на территории г. Мурманска (сценарий 1 и 2)

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Сценарий 1									
Мурманская ТЭЦ									
Установленная мощность, Гкал/ч	286	286	286	286	286	322	382	442	442
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	286	286	286	286	286	322	382	442	442
Суммарная установленная тепловая мощность всех турбин, Гкал/ч	74	74	74	74	74	74	74	74	74
Суммарная установленная тепловая мощность всех пиковых водогрейных котлов, Гкал/ч	176	176	176	176	176	236	296	356	356
Суммарная установленная тепловая мощность прочего оборудования, Гкал/ч:	36	36	36	36	36	12	12	12	12
РОУ 21/6	24	24	24	24	24	-	-	-	-
РОУ 39/6	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	34,69	34,26	34,30	34,30	34,30	38,62	45,82	53,01	53,01
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	251,31	251,74	251,70	251,70	251,70	283,38	336,18	388,99	388,99
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	24,09	19,85	20,38	20,50	20,13	20,13	20,13	20,13	20,13
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	181,34	183,78	185,44	186,10	186,10	186,10	186,10	186,10	186,10
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	205,43	203,6	205,8	206,6	206,2	206,2	206,2	206,2	206,2
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	165,31	165,7	165,7	165,7	165,7	197,4	250,2	303,0	303,0
Резерв ("+")/ Дефицит ("-") (Гкал/ч / %)	-40,12	-37,89	-40,12	-40,91	-40,54	-8,86	43,95	96,75	96,75
	-24,27	-22,86	-24,21	-24,69	-24,47	-4,49	17,57	31,93	31,93
Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч	281,34	283,78	285,44	286,10	286,10	286,10	286,10	286,10	286,10

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника (договорная нагрузка), Гкал/ч	305,43	303,63	305,82	306,61	306,24	306,24	306,24	306,24	306,24
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла (договорная нагрузка), Гкал/ч	165,31	165,74	165,70	165,70	165,70	197,38	250,18	302,99	302,99
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	-140,12	-137,89	-140,12	-140,91	-140,54	-108,86	-56,06	-3,25	-3,25
	-84,76	-83,20	-84,57	-85,04	-84,82	-55,15	-22,41	-1,07	-1,07
Восточная котельная									
Установленная мощность, Гкал/ч	390,00	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Располагаемая мощность, Гкал/ч	390,00	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Собственные нужды, Гкал/ч	32,21	32,21	32,21	32,21	32,21	32,21	32,21	32,21	32,21
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	357,79	357,8	357,8	357,8	357,8	357,8	357,8	357,8	357,8
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	16,32	14,69	14,97	14,97	14,97	14,97	14,97	14,97	14,97
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	127,73	127,95	129,20	129,20	149,20	149,20	149,20	149,20	149,20
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	144,05	142,6	144,2	144,2	164,2	164,2	164,2	164,2	164,2
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	257,79	257,8	257,8	257,8	257,8	257,8	257,8	257,8	257,8
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	113,74	115,15	113,63	113,63	93,63	93,63	93,63	93,63	93,63
	44,12	44,67	44,08	44,08	36,32	36,32	36,32	36,32	36,32
Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч	166,44	166,66	167,91	167,91	187,91	187,91	187,91	187,91	187,91
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника (договорная нагрузка), Гкал/ч	182,76	181,35	182,88	182,88	202,88	202,88	202,88	202,88	202,88
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды)	257,79	257,79	257,79	257,79	257,79	257,79	257,79	257,79	257,79

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
при аварийном выводе самого мощного котла (договорная нагрузка), Гкал/ч									
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	75,03	76,44	74,92	74,92	54,92	54,92	54,92	54,92	54,92
	29,10	29,65	29,06	29,06	21,30	21,30	21,30	21,30	21,30
Южная котельная									
Установленная мощность, Гкал/ч	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	511,0	511,0	511,0
Располагаемая мощность, Гкал/ч	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	511,0	511,0	511,0
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	33,46	33,69	33,69	33,68	33,68	33,68	37,34	37,34	37,34
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	427,54	427,31	427,31	427,32	427,32	427,32	473,66	473,66	473,66
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	26,66	26,02	27,05	27,05	27,69	28,18	28,61	28,61	28,61
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	219,79	224,73	229,40	229,40	232,82	235,45	237,70	237,70	237,70
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	246,45	250,75	256,45	256,45	260,51	263,63	266,31	266,31	266,31
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	327,54	327,31	327,31	327,32	327,32	327,32	373,66	373,66	373,66
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	81,10	76,56	70,87	70,87	66,81	63,69	107,36	107,36	107,36
	24,76	23,39	21,65	21,65	20,41	19,46	28,73	28,73	28,73
Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч	305,84	310,78	315,44	315,44	318,86	321,49	323,74	323,74	323,74
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника (договорная нагрузка), Гкал/ч	332,50	336,80	342,49	342,49	346,55	349,68	352,35	352,35	352,35
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла (договорная нагрузка), Гкал/ч	327,54	327,31	327,31	327,32	327,32	327,32	373,66	373,66	373,66
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	-4,95	-9,49	-15,18	-15,18	-19,24	-22,36	21,31	21,31	21,31
	-1,51	-2,90	-4,64	-4,64	-5,88	-6,83	5,70	5,70	5,70

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Котельная «Северная»									
Установленная мощность, Гкал/ч	337,7	337,7	389,3	321,6	278,6	298,6	347,1	317,1	317,1
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	337,7	337,7	389,3	321,6	278,6	298,6	347,1	317,1	317,1
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	13,46	13,72	13,72	13,72	13,72	13,72	13,72	13,72	13,72
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	324,24	323,98	375,58	307,88	264,88	284,88	333,38	303,38	303,38
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	17,60	17,94	17,94	17,94	17,94	17,94	17,94	17,94	17,94
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	154,92	157,89	157,89	157,89	157,89	157,89	157,89	157,89	157,89
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	172,5	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	294,2	294,0	324,0	256,3	213,3	233,3	281,8	251,8	251,8
Резерв ("+")/ Дефицит ("-") (Гкал/ч / %)	121,72	118,15	148,15	80,45	37,45	57,45	105,95	75,95	75,95
	41,37	40,19	45,73	31,39	17,56	24,63	37,60	30,16	30,16
Котельная «Роста»									
Установленная мощность, Гкал/ч	60,0	63,4	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	60,0	63,4	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	57,4	60,9	67,3	67,3	67,3	67,3	67,3	67,3	67,3
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	24,74	24,74	24,74	24,74	24,74	24,74	24,74	24,74	24,74
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	35,2	38,7	45,1	45,1	45,1	45,1	45,1	45,1	45,1
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	6,16	9,60	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00
	17,49	24,83	35,51	35,51	35,51	35,51	35,51	35,51	35,51
Котельная «Абрам-Мыс»									
Установленная мощность, Гкал/ч	6,0	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	6,0	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	5,58	6,03	6,03	6,03	6,03	6,03	6,03	6,03	6,03
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	5,58	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	1,72	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	30,83	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее дизельная котельная МУП «МУК»)									
Установленная мощность, Гкал/ч	2,06	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	2,06	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,034	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	2,026	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,223	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	0,97	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	1,01	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	0,03	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	3,35	55,95	55,95	55,95	55,95	55,95	55,95	55,95	55,95
Угольная котельная района Дровяное									
Установленная мощность, Гкал/ч	3,13	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	3,13	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,0	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	3,13	1,53	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	1,88	1,03	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	0,91	0,06	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
	48,47	5,62	7,55	7,55	7,55	7,55	7,55	7,55	7,55

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Котельная АО «ММТП»									
Установленная мощность, Гкал/ч	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43
Резерв ("+")/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81
	37,87	37,87	37,87	37,87	37,87	37,87	37,87	37,87	37,87
Котельная №22									
Установленная мощность, Гкал/ч	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,23	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	14,07	14,09	14,09	14,09	14,09	14,09	14,09	14,09	14,09
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,27	0,25	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	3,96	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	4,07	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09
Резерв ("+")/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	0,11	0,15	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
	2,76	3,77	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99
Котельная «Фестивальная»									
Установленная мощность, Гкал/ч	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8
Резерв ("+")/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53
	43,34	43,34	43,34	43,34	43,34	43,34	43,34	43,34	43,34
Котельная ТЦ «Росляково – 1»									
Установленная мощность, Гкал/ч	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	47,6	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	1,30	1,32	1,32	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	46,3	51,9	51,9	51,7	51,7	51,7	51,7	51,7	51,7
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	2,89	3,24	3,29	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	21,60	21,60	21,60	23,69	23,69	23,69	23,69	23,69	23,69
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	24,5	24,8	24,9	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	37,9	43,5	43,5	43,3	43,3	43,3	43,3	43,3	43,3
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	13,41	18,64	18,59	16,05	16,05	16,05	16,05	16,05	16,05
	35,38	42,88	42,75	37,02	37,02	37,02	37,02	37,02	37,02
Котельная ТЦ «Росляково Южное»									
Установленная мощность, Гкал/ч	7,38	7,38	7,38	7,38	Переключение потребителей на котельную ТЦ «Росляково-1»				
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	7,38	7,38	7,38	7,38					
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,09	0,09	0,09	0,09					
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	7,29	7,29	7,29	7,29					
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,346	0,35	0,35	0,35					
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	2,09	2,09	2,09	2,09					
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	2,44	2,44	2,44	2,44					
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	6,69	6,69	6,69	6,69					
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	4,25	4,26	4,26	4,26					
	63,57	63,60	63,60	63,60					

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Новая БМК (в районе ул. Шабалина)									
Установленная мощность, Гкал/ч	-	-	11,2	11,2	16,8	16,8	22,4	22,4	22,4
Располагаемая мощность, Гкал/ч	-	-	11,2	11,2	16,8	16,8	22,4	22,4	22,4
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	-	-	0,11	0,11	0,14	0,22	0,28	0,34	0,34
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	-	-	11,1	11,1	16,7	16,6	22,1	22,1	22,1
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	-	-	0,35	0,35	0,45	0,69	0,89	1,08	1,08
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	-	-	5,05	5,05	6,36	9,85	12,75	15,37	15,37
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	-	-	5,4	5,4	6,8	10,5	13,6	16,4	16,4
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	-	-	5,5	5,5	11,1	11,0	16,5	16,5	16,5
Резерв ("+")/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	-	-	0,09	0,09	4,26	0,45	2,88	0,02	0,02
	-	-	1,57	1,57	38,48	4,05	17,43	0,11	0,11

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Сценарий 2									
Мурманская ТЭЦ									
Установленная мощность, Гкал/ч	286	286	286	286	286	322	382	442	442
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	286	286	286	286	286	322	382	442	442
Суммарная установленная тепловая мощность всех турбин, Гкал/ч	74	74	74	74	74	74	74	74	74
Суммарная установленная тепловая мощность всех пиковых водогрейных котлов, Гкал/ч	176	176	176	176	176	236	296	356	356
Суммарная установленная тепловая мощность прочего оборудования, Гкал/ч:	36	36	36	36	36	12	12	12	12
РОУ 21/6	24	24	24	24	24	-	-	-	-
РОУ 39/6	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	34,69	34,26	34,30	34,30	34,30	38,62	19,10	22,10	22,10
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	251,31	251,74	251,70	251,70	251,70	283,38	362,90	419,90	419,90
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	24,09	19,85	20,38	20,50	20,13	20,13	20,13	20,13	20,13
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	181,34	183,78	185,44	186,10	186,10	186,10	186,10	186,10	186,10
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	205,4	203,6	205,8	206,6	206,2	206,2	206,2	206,2	206,2
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	165,3	165,7	165,7	165,7	165,7	197,4	276,9	333,9	333,9
Резерв ("+")/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	-40,12	-37,89	-40,12	-40,91	-40,54	-8,86	70,66	127,66	127,66
	-24,27	-22,86	-24,21	-24,69	-24,47	-4,49	25,52	38,23	38,23
Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч	281,34	283,78	285,44	286,10	286,10	286,10	286,10	286,10	286,10
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника (договорная нагрузка), Гкал/ч	305,43	303,63	305,82	306,61	306,24	306,24	306,24	306,24	306,24

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла (договорная нагрузка), Гкал/ч	165,31	165,74	165,70	165,70	165,70	197,38	276,90	333,90	333,90
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	-140,12	-137,89	-140,12	-140,91	-140,54	-108,86	-29,34	27,66	27,66
	-84,76	-83,20	-84,57	-85,04	-84,82	-55,15	-10,60	8,28	8,28
Восточная котельная									
Установленная мощность, Гкал/ч	390,00	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Располагаемая мощность, Гкал/ч	390,00	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Собственные нужды, Гкал/ч	32,21	32,21	32,21	32,21	32,21	32,21	19,50	19,50	19,50
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	357,8	357,8	357,8	357,8	357,8	357,8	370,5	370,5	370,5
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	16,32	14,69	14,97	14,97	14,97	14,97	14,97	14,97	14,97
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	127,73	127,95	129,20	129,20	129,20	129,20	129,20	129,20	129,20
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	144,1	142,6	144,2	144,2	144,2	144,2	144,2	144,2	144,2
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	257,8	257,8	257,8	257,8	257,8	257,8	270,5	270,5	270,5
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	129,15	130,56	129,04	129,04	129,04	129,04	141,74	141,74	141,74
	50,10	50,65	50,05	50,05	50,05	50,05	52,40	52,40	52,40
Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч	166,44	166,66	167,91	167,91	167,91	167,91	167,91	167,91	167,91
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника (договорная нагрузка), Гкал/ч	182,76	181,35	182,88	182,88	182,88	182,88	182,88	182,88	182,88
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла (договорная нагрузка), Гкал/ч	257,79	257,79	257,79	257,79	257,79	257,79	270,50	270,50	270,50
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	75,03	76,44	74,92	74,92	74,92	74,92	87,62	87,62	87,62
	29,10	29,65	29,06	29,06	29,06	29,06	32,39	32,39	32,39

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Южная котельная									
Установленная мощность, Гкал/ч	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	511,0	511,0	511,0
Располагаемая мощность, Гкал/ч	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	511,0	511,0	511,0
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	33,46	33,69	33,69	33,68	33,68	33,68	20,44	20,44	20,44
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	427,54	427,31	427,31	427,32	427,32	427,32	490,56	490,56	490,56
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	26,66	26,02	27,05	27,05	27,69	28,18	28,61	28,61	28,61
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	219,79	224,73	229,40	229,40	232,82	235,45	237,70	237,70	237,70
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	246,45	250,75	256,45	256,45	260,51	263,63	266,31	266,31	266,31
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	327,54	327,31	327,31	327,32	327,32	327,32	390,56	390,56	390,56
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	81,10	76,56	70,87	70,87	66,81	63,69	124,25	124,25	124,25
	24,76	23,39	21,65	21,65	20,41	19,46	31,81	31,81	31,81
Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч	305,84	310,78	315,44	315,44	318,86	321,49	323,74	323,74	323,74
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника (договорная нагрузка), Гкал/ч	332,50	336,80	342,49	342,49	346,55	349,68	352,35	352,35	352,35
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла (договорная нагрузка), Гкал/ч	327,54	327,31	327,31	327,32	327,32	327,32	390,56	390,56	390,56
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	-4,95	-9,49	-15,18	-15,18	-19,24	-22,36	38,21	38,21	38,21
	-1,51	-2,90	-4,64	-4,64	-5,88	-6,83	9,78	9,78	9,78
Котельная «Северная»									
Установленная мощность, Гкал/ч	337,7	337,7	389,3	321,6	278,6	298,6	347,1	317,1	317,1

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	337,7	337,7	389,3	321,6	278,6	298,6	347,1	317,1	317,1
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	13,46	13,72	13,72	13,72	13,72	7,33	7,33	7,33	7,33
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	324,24	323,98	375,58	307,88	264,88	291,27	339,77	309,77	309,77
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	17,60	17,94	17,94	17,94	17,94	17,94	17,94	17,94	17,94
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	154,92	157,89	157,89	157,89	157,89	157,89	157,89	157,89	157,89
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	172,5	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	294,2	294,0	324,0	256,3	213,3	239,67	288,2	258,2	258,2
Резерв ("+)/ Дефицит ("-") (Гкал/ч / %)	121,72	118,15	148,15	80,45	37,45	63,84	112,34	82,34	82,34
	41,37	40,19	45,73	31,39	17,56	26,64	38,98	31,89	31,89
Котельная «Роста»									
Установленная мощность, Гкал/ч	60,0	63,4	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	60,0	63,4	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	1,21	1,21	1,21	1,21
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	57,4	60,9	67,3	67,3	67,3	68,6	68,6	68,6	68,6
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	24,74	24,74	24,74	24,74	24,74	24,74	24,74	24,74	24,74
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	35,2	38,7	45,1	45,1	45,1	46,4	46,4	46,4	46,4
Резерв ("+)/ Дефицит ("-") (Гкал/ч / %)	6,16	9,60	16,00	16,00	16,00	17,37	17,37	17,37	17,37

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
	17,49	24,83	35,51	35,51	35,51	37,42	37,42	37,42	37,42
Котельная «Абрам-Мыс»									
Установленная мощность, Гкал/ч	6,0	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	6,0	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,08	0,08
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	5,58	6,03	6,03	6,03	6,03	6,03	6,03	6,37	6,37
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	5,58	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88	4,22	4,22
Резерв ("+")/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	1,72	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,36	0,36
	30,83	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	8,62	8,62
Котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее дизельная котельная МУП «МУК»)									
Установленная мощность, Гкал/ч	2,06	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	2,06	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,03	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	2,03	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,22	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	0,97	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	1,01	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79
Резерв ("+")/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	0,03	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	3,35	55,95	55,95	55,95	55,95	55,95	55,95	55,95	55,95
Угольная котельная района Дровяное									
Установленная мощность, Гкал/ч	3,13	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	3,13	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,0	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	3,13	1,53	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	1,88	1,03	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Резерв ("+")/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	0,91	0,06	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
	48,47	5,62	7,55	7,55	7,55	7,55	7,55	7,55	7,55
Котельная АО «ММТП»									
Установленная мощность, Гкал/ч	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	10,00	10,00	10,00
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	10,00	10,00	10,00

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,09	0,09	0,09
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	9,91	9,91	9,91
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,41	7,41	7,41
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,79	2,79	2,79
	37,87	37,87	37,87	37,87	37,87	37,87	37,68	37,68	37,68
Котельная №22									
Установленная мощность, Гкал/ч	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,00	14,00	14,00
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,00	14,00	14,00
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,08	0,08	0,08
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	14,07	14,07	14,07	14,07	14,07	14,07	13,92	13,92	13,92
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,27	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	3,96	3,92	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	4,07	4,07	4,07	4,07	4,07	4,07	6,92	6,92	6,92
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	0,11	0,15	0,16	0,16	0,16	0,16	3,01	3,01	3,01
	2,76	3,74	3,86	3,86	3,86	3,86	43,45	43,45	43,45

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Котельная «Фестивальная»									
Установленная мощность, Гкал/ч	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,07	0,07	0,07
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,9	8,9	8,9
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,9	5,9	5,9
Резерв ("+")/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	2,62	2,62	2,62
	43,34	43,34	43,34	43,34	43,34	43,34	44,17	44,17	44,17
Котельная ТЦ «Росляково – 1»									
Установленная мощность, Гкал/ч	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	40,0	40,0	40,0
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	47,6	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	40,0	40,0	40,0
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	1,30	1,32	1,32	1,45	1,45	1,45	0,59	0,59	0,59
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	46,3	51,9	51,9	51,7	51,7	51,7	39,4	39,4	39,4
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	2,89	3,24	3,29	3,61	3,61	3,61	3,14	3,14	3,14
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	21,60	21,60	21,60	23,69	23,69	23,69	25,65	25,65	25,65
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	24,5	24,8	24,9	27,3	27,3	27,3	28,8	28,8	28,8

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	37,9	43,5	43,5	43,3	43,3	43,3	29,4	29,4	29,4
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	13,41	18,64	18,59	16,05	16,05	16,05	0,62	0,62	0,62
	35,38	42,88	42,75	37,02	37,02	37,02	2,10	2,10	2,10
Котельная ТЦ «Росляково Южное»									
Установленная мощность, Гкал/ч	7,38	7,38	7,38	7,38	Переключение потребителей на котельную ТЦ «Росляково-1»				
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	7,38	7,38	7,38	7,38					
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,09	0,09	0,09	0,09					
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	7,29	7,29	7,29	7,29					
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,35	0,35	0,35	0,35					
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	2,09	2,09	2,09	2,09					
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	2,44	2,44	2,44	2,44					
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	6,69	6,69	6,69	6,69					
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	4,25	4,25	4,25	4,25					
	63,57	63,57	63,57	63,57					
Новая БМК (в районе ул. Шабалина)									
Установленная мощность, Гкал/ч	-	-	11,2	11,2	16,8	16,8	22,4	22,4	22,4
Располагаемая мощность, Гкал/ч	-	-	11,2	11,2	16,8	16,8	22,4	22,4	22,4
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	-	-	0,11	0,11	0,14	0,22	0,28	0,34	0,34
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	-	-	11,1	11,1	16,7	16,6	22,1	22,1	22,1

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	-	-	0,35	0,35	0,45	0,69	0,89	1,08	1,08
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	-	-	5,05	5,05	6,36	9,85	12,75	15,37	15,37
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	-	-	5,4	5,4	6,8	10,5	13,6	16,4	16,4
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	-	-	5,5	5,5	11,1	11,0	16,5	16,5	16,5
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	-	-	0,09	0,09	4,26	0,45	2,88	0,02	0,02
	-	-	1,57	1,57	38,48	4,05	17,43	0,11	0,11

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

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки на территории г. Мурманска на расчетный срок до 2042 года представлены в таблице 13.

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

Существующие и перспективные значения установленной тепловой мощности основного оборудования источников тепловой энергии на территории г. Мурманска на расчетный срок до 2042 года представлены в таблице 13.

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

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

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

Существующие и перспективные затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источников тепловой энергии на территории г. Мурманска на расчетный срок до 2042 года представлены в таблице 13.

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

Значения существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии нетто на территории г. Мурманска на расчетный срок до 2042 года представлены в таблице 13.

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

Значения существующих и перспективных потерь тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям на территории г. Мурманска на расчетный срок до 2042 года представлены в таблице 13.

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 13.

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

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки на территории г. Мурманска на расчетный срок до 2042 года представлены в таблице 13.

Данные резервов/дефицитов тепловой мощности нетто, указаны в таблице 13.

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 теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей 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 2023 по 2042 гг.

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	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
Мурманская ТЭЦ											
Производительность ВПУ	м3/ч	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
Общая емкость баков-аккумуляторов теплоносителя	тыс.м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	1,32	0	7,3	7,3	7,3	7,3	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	м3/ч	42,82	42,83	42,83	42,91	42,98	43,05	43,12	43,12	43,12	43,12
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	42,82	42,83	42,83	42,91	42,98	43,05	43,12	43,12	43,12	43,12
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	42,82	42,83	42,83	42,91	42,98	43,05	43,12	43,12	43,12	43,12
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка (в аварийном режиме)	м3/ч	85,77	85,79	85,79	85,94	86,08	86,23	86,38	86,38	86,38	86,38
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	57,18	57,17	57,17	57,09	57,02	56,95	56,88	56,88	56,88	56,88
Доля резерва	%	57,2%	57,2%	57,2%	57,1%	57,0%	56,9%	56,9%	56,9%	56,9%	56,9%
Южная котельная											
Производительность ВПУ	м3/ч	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
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс.м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	14	8,95	0	115	0	2	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	42,36	42,42	42,46	42,46	43,00	43,00	43,01	43,01	43,01	43,01
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	42,36	42,42	42,46	42,46	43,00	43,00	43,01	43,01	43,01	43,01
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	42,36	42,42	42,46	42,46	43,00	43,00	43,01	43,01	43,01	43,01
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	182,2	182,4	182,6	182,6	184,9	184,9	185,0	185,0	185,0	185,0
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	232,6	232,6	232,5	232,5	232,0	232,0	232,0	232,0	232,0	232,0
Доля резерва	%	84,6%	84,6%	84,6%	84,6%	84,4%	84,4%	84,4%	84,4%	84,4%	84,4%

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
Восточная котельная											
Производительность ВПУ	м3/ч	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
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс.м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	-318,95	343,07	357,37	43,60	79,11	43,60	43,60	43,60	43,60	43,60
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	36,82	39,05	41,36	41,65	42,16	42,44	42,72	43,01	43,29	43,57
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	36,82	39,05	41,36	41,65	42,16	42,44	42,72	43,01	43,29	43,57
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	36,82	39,05	41,36	41,65	42,16	42,44	42,72	43,01	43,29	43,57
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	113,66	120,52	127,67	128,54	130,13	131,00	131,87	132,74	133,61	134,49
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	63,2	61,0	58,6	58,4	57,8	57,6	57,3	57,0	56,7	56,4
Доля резерва	%	63,2%	61,0%	58,6%	58,4%	57,8%	57,6%	57,3%	57,0%	56,7%	56,4%
Котельная "Северная"											
Производительность ВПУ	м3/ч	242,0	242,0	242,0	242,0	242,0	242,0	242,0	242,0	242,0	242,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	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
Прирост объемов теплоносителя	м3	0,00	146,9	6,1	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	240,17	196,38	169,78	146,49	146,49	146,49	146,49	146,49	146,49	146,49
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	14,83	15,20	15,21	15,21	15,21	15,21	15,21	15,21	15,21	15,21
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	м3/ч	225,34	181,18	154,56	131,27	131,27	131,27	131,27	131,27	131,27	131,27
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	240,17	196,38	169,78	146,49	146,49	146,49	146,49	146,49	146,49	146,49
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
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	467,47	423,68	397,08	373,79	373,79	373,79	373,79	373,79	373,79	373,79
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	1,8	45,6	72,2	95,5	95,5	95,5	95,5	95,5	95,5	95,5
Доля резерва	%	0,8%	18,9%	29,8%	39,5%	39,5%	39,5%	39,5%	39,5%	39,5%	39,5%

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
Котельная "Абрам Мыс"											
Производительность ВПУ	м3/ч	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
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс.м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
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
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78
Доля резерва	%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%
Котельная "Роста"											
Производительность ВПУ	м3/ч	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	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
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	34,80	34,80	35,80	36,80	37,80	38,80	39,80	40,80	41,80	42,80
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	89,09	89,09	89,09	89,09	89,09	89,09	89,09	89,09	89,09	89,09
Доля резерва	%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%
Котельная ТЦ «Росляково -1»											
Производительность ВПУ	м3/ч	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
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс.м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	207	0	55	0	0	0	0	0

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	1,48	1,48	2,00	2,00	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	1,48	1,48	2,00	2,00	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	1,48	1,48	2,00	2,00	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	11,86	11,86	15,99	15,99	17,08	17,08	17,08	17,08	17,08	17,08
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	38,52	38,52	38,00	38,00	37,86	37,86	37,86	37,86	37,86	37,86
Доля резерва	%	96,29%	96,29%	95,00%	95,00%	94,66%	94,66%	94,66%	94,66%	94,66%	94,66%
Котельная ТЦ «Росляково Южное»											
Производительность ВПУ	м3/ч	2,0	2,0	2,0	2,0	-	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс.м3	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,14	0,14	0,14	0,14	-	-	-	-	-	-
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,14	0,14	0,14	0,14	-	-	-	-	-	-
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,14	0,14	0,14	0,14	-	-	-	-	-	-
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	0,77	0,77	0,77	0,77	-	-	-	-	-	-
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	1,86	1,86	1,86	1,86	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	93,17%	93,17%	93,17%	93,17%	-	-	-	-	-	-
Котельная "Фестивальная"											
Производительность ВПУ	м3/ч	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	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
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89
Доля резерва	%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%
Угольная котельная											
Производительность ВПУ	м3/ч	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
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
Прирост объемов теплоносителя	м3	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
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
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	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
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
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
Доля резерва	%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%
Дизельная котельная											
Производительность ВПУ	м3/ч	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
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс.м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
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
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09
Доля резерва	%	99,46%	99,46%	99,46%	99,46%	99,46%	99,46%	99,46%	99,46%	99,46%	99,46%
Котельная АО "ММТП"											
Производительность ВПУ	м3/ч	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	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
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
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
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	39,16	39,16	39,16	39,16	39,16	39,16	39,16	39,16	39,16	39,16
Доля резерва	%	97,9%	97,9%	97,9%	97,9%	97,9%	97,9%	97,9%	97,9%	97,9%	97,9%
Котельная №22											
Производительность ВПУ	м3/ч	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
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс.м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	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
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
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	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
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
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
Доля резерва	%	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	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
Мурманская ТЭЦ											
Производительность ВПУ	м3/ч	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
Общая емкость баков-аккумуляторов теплоносителя	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0,00	1,32	0	7,3	7,3	7,3	7,3	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	м3/ч	42,82	42,83	42,83	42,91	42,98	43,05	43,12	43,12	43,12	43,12
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	42,82	42,83	42,83	42,91	42,98	43,05	43,12	43,12	43,12	43,12
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	42,82	42,83	42,83	42,91	42,98	43,05	43,12	43,12	43,12	43,12
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка (в аварийном режиме)	м3/ч	85,77	85,79	85,79	85,94	86,08	86,23	86,38	86,38	86,38	86,38
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	57,18	57,17	57,17	57,09	57,02	56,95	56,88	56,88	56,88	56,88
Доля резерва	%	57,2%	57,2%	57,2%	57,1%	57,0%	56,9%	56,9%	56,9%	56,9%	56,9%
Южная котельная											
Производительность ВПУ	м3/ч	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
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	14	8,95	0	115	0	2	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	42,36	42,42	42,46	42,46	43,00	43,00	43,01	43,01	43,01	43,01
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	42,36	42,42	42,46	42,46	43,00	43,00	43,01	43,01	43,01	43,01
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	42,36	42,42	42,46	42,46	43,00	43,00	43,01	43,01	43,01	43,01
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	182,2	182,4	182,6	182,6	184,9	184,9	185,0	185,0	185,0	185,0
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	232,6	232,6	232,5	232,5	232,0	232,0	232,0	232,0	232,0	232,0
Доля резерва	%	84,6%	84,6%	84,6%	84,6%	84,4%	84,4%	84,4%	84,4%	84,4%	84,4%

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
Восточная котельная											
Производительность ВПУ	м3/ч	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
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0,00	343,07	357,37	43,60	79,11	43,60	43,60	43,60	43,60	43,60
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	36,82	39,05	41,36	41,65	42,16	42,44	42,72	43,01	43,29	43,57
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	36,82	39,05	41,36	41,65	42,16	42,44	42,72	43,01	43,29	43,57
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	36,82	39,05	41,36	41,65	42,16	42,44	42,72	43,01	43,29	43,57
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	113,66	120,52	127,67	128,54	130,13	131,00	131,87	132,74	133,61	134,49
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	63,2	61,0	58,6	58,4	57,8	57,6	57,3	57,0	56,7	56,4
Доля резерва	%	63,2%	61,0%	58,6%	58,4%	57,8%	57,6%	57,3%	57,0%	56,7%	56,4%
Котельная "Северная"											
Производительность ВПУ	м3/ч	242,0	242,0	242,0	242,0	242,0	242,0	242,0	242,0	242,0	242,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	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
Прирост объемов теплоносителя	м3/ч	0,00	146,9	6,1	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	240,17	196,38	169,78	146,49	146,49	146,49	146,49	146,49	146,49	146,49
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	14,83	15,20	15,21	15,21	15,21	15,21	15,21	15,21	15,21	15,21
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	м3/ч	225,34	181,18	154,56	131,27	131,27	131,27	131,27	131,27	131,27	131,27
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	240,17	196,38	169,78	146,49	146,49	146,49	146,49	146,49	146,49	146,49
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
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	467,47	423,68	397,08	373,79	373,79	373,79	373,79	373,79	373,79	373,79
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	1,8	45,6	72,2	95,5	95,5	95,5	95,5	95,5	95,5	95,5
Доля резерва	%	0,8%	18,9%	29,8%	39,5%	39,5%	39,5%	39,5%	39,5%	39,5%	39,5%

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
Котельная "Абрам Мыс"											
Производительность ВПУ	м3/ч	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
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
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
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78	24,78
Доля резерва	%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%	99,12%
Котельная "Роста"											
Производительность ВПУ	м3/ч	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	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
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	34,80	34,80	35,80	36,80	37,80	38,80	39,80	40,80	41,80	42,80
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	89,09	89,09	89,09	89,09	89,09	89,09	89,09	89,09	89,09	89,09
Доля резерва	%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%	96,84%
Котельная ТЦ «Росляково -1»											
Производительность ВПУ	м3/ч	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
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	207	0	55	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	1,48	1,48	2,00	2,00	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	1,48	1,48	2,00	2,00	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	1,48	1,48	2,00	2,00	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	11,86	11,86	15,99	15,99	17,08	17,08	17,08	17,08	17,08	17,08
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	38,52	38,52	38,00	38,00	37,86	37,86	37,86	37,86	37,86	37,86
Доля резерва	%	96,29%	96,29%	95,00%	95,00%	94,66%	94,66%	94,66%	94,66%	94,66%	94,66%
Котельная ТЦ «Росляково Южное»											
Производительность ВПУ	м3/ч	2,0	2,0	2,0	2,0	Переключение на котельную ТЦ «Росляково-1»					
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	0	0	0	0						
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0						
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0						
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,14	0,14	0,14	0,14						
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,14	0,14	0,14	0,14						
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0						
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,14	0,14	0,14	0,14						
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м3/ч	0,77	0,77	0,77	0,77						
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	1,86	1,86	1,86	1,86						
Доля резерва	%	93,17%	93,17%	93,17%	93,17%						
Котельная "Фестивальная"											
Производительность ВПУ	м3/ч	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	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
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
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
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89
Доля резерва	%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%	89,35%
Угольная котельная МУП "МУК"											
Производительность ВПУ	м3/ч	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
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
Прирост объемов теплоносителя	м3	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
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
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	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
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
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
Доля резерва	%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%	98,39%
Дизельная котельная											
Производительность ВПУ	м3/ч	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
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
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

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2037	2038-2042
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09
Доля резерва	%	99,46%	99,46%	99,46%	99,46%	99,46%	99,46%	99,46%	99,46%	99,46%	99,46%
Котельная АО "ММТП"											
Производительность ВПУ	м3/ч	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
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м3/ч	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
нормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м3/ч	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
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
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м3/ч	39,16	39,16	39,16	39,16	39,16	39,16	39,16	39,16	39,16	39,16
Доля резерва	%	97,9%	97,9%	97,9%	97,9%	97,9%	97,9%	97,9%	97,9%	97,9%	97,9%
Котельная №22											
Производительность ВПУ	м3/ч	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
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прирост объемов теплоносителя	м3	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
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
сверхнормативные утечки теплоносителя	м3/ч	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
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
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
Доля резерва	%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%

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

В соответствии с п. 6.22 СП 124.13330.2012 (актуализированная версия СНиП 41-02-2003 "Тепловые сети"): "Для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически необработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели), если другое не предусмотрено проектными (эксплуатационными) решениями. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора источника тепла, аварийную подпитку допускается определять только для одной наибольшей по объему тепловой сети. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения".

Требуемые объемы аварийной подпитки тепловых сетей на расчетный период схемы теплоснабжения по каждому источнику тепловой энергии представлены в таблицах 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 Министерства энергетики РФ от 28.11.2025 г. №1553 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2026-2031 годы»;

2. Распоряжение Губернатора Мурманской области от 29.04.2022 № 117-РГ «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Мурманской области на 2023-2028 гг.»;

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

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

9 октября 2025 года на ПМГФ-2025 подписано соглашение между Правительством Мурманской области и ПАО «Газпром» о разработке программы развития газоснабжения и газификации региона на 2026–2030 годы. Детали программы, включая полный перечень мероприятий и финансирование, будут закреплены в отдельном документе, который на текущий момент (апрель 2026 года) не опубликован в открытом доступе. По этой причине, в рамках настоящей актуализации Схемы теплоснабжения предполагается, что проекты по газификации Мурманской области или отдельно г. Мурманска в краткосрочной перспективе не будут осуществлены.

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

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

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

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

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

Сценарий 2. Газификация Мурманской области

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

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

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

4.2. Обоснование выбора приоритетного сценария развития теплоснабжения города Мурманска

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

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

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

Таблица 16 – Результаты расчета ценовых последствий для потребителей при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 001 (АО «Мурманская ТЭЦ»). Сценарий 1

Наименование	Ед. изм.	2026 (регул. орган)	Экспертная оценка															
			2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Основные балансовые показатели																		
Отпуск тепловой с коллекторов	тыс. Гкал	2 108,6	2 098,9	2 098,3	2 100,8	2 221,8	2 223,8	2 237,4	2 247,4	2 247,4	2 247,4	2 247,4	2 247,4	2 247,4	2 247,4	2 247,4	2 247,4	2 247,4
Покупная тепловая энергия	тыс. Гкал	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	0,0	0,0	0,0
Отпуск тепловой энергии в сеть	тыс. Гкал	2 108,6	2 098,9	2 098,3	2 100,8	2 221,8	2 223,8	2 237,4	2 247,4	2 247,4	2 247,4	2 247,4	2 247,4	2 247,4	2 247,4	2 247,4	2 247,4	2 247,4
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	96,6	90,9	91,3	92,3	92,3	93,2	93,9	93,9	93,9	93,9	93,9	93,9	93,9	93,9	93,9	93,9	93,9
Полезный отпуск	тыс. Гкал	2 012,0	2 008,0	2 007,0	2 008,5	2 129,5	2 130,6	2 143,4	2 153,5	2 153,5	2 153,5	2 153,5	2 153,5	2 153,5	2 153,5	2 153,5	2 153,5	2 153,5
Расчёт тарифа																		
Расходы на энергетические ресурсы	тыс. руб.	6 877 685	7 171 272	7 457 019	7 764 185	8 572 927	8 994 367	9 482 980	9 907 316	10 307 157	10 724 007	11 158 654	11 611 926	12 084 695	12 577 880	13 092 447	13 629 413	14 189 853
Топливо	тыс. руб.	6 504 786	6 759 479	7 014 610	7 289 638	8 033 534	8 415 707	8 858 705	9 234 601	9 585 516	9 949 766	10 327 857	10 720 316	11 127 688	11 550 540	11 989 460	12 445 060	12 917 972
Мазут	тыс. руб.	6 504 786	6 759 479	7 014 610	7 289 638	8 033 534	8 415 707	8 858 705	9 234 601	9 585 516	9 949 766	10 327 857	10 720 316	11 127 688	11 550 540	11 989 460	12 445 060	12 917 972
Объем	тыс. т	269	268	268	269	285	288	292	293	293	293	293	293	293	293	293	293	293
Цена	руб./ т	24 193	25 185	26 142	27 135	28 166	29 236	30 347	31 501	32 698	33 940	35 230	36 569	37 958	39 401	40 898	42 452	44 065
Другие энергетические ресурсы	тыс. руб.	372 899	411 793	442 409	474 547	539 393	578 659	624 275	672 715	721 641	774 241	830 797	891 610	957 008	1 027 341	1 102 987	1 184 354	1 271 881
Электрическая энергия на технологические нужды	тыс. руб.	310 766	344 265	370 932	400 157	457 365	493 304	534 973	579 405	624 599	673 317	725 836	782 451	843 483	909 274	980 198	1 056 653	1 139 072
Объем	тыс. Гкал	62 965	62 840	62 809	62 855	66 642	66 678	67 078	67 393	67 393	67 393	67 393	67 393	67 393	67 393	67 393	67 393	67 393
Тариф	руб./Гкал	4,94	5,48	5,91	6,37	6,86	7,40	7,98	8,60	9,27	9,99	10,77	11,61	12,52	13,49	14,54	15,68	16,90
Холодная вода	тыс. руб.	62 133	67 528	71 477	74 390	82 028	85 355	89 302	93 310	97 042	100 924	104 961	109 159	113 525	118 066	122 789	127 701	132 809
Объем	тыс. м3	1 272	1 270	1 269	1 270	1 347	1 347	1 356	1 362	1 362	1 362	1 362	1 362	1 362	1 362	1 362	1 362	1 362
Тариф	руб./м3	48,8	53,2	56,3	58,6	60,9	63,3	65,9	68,5	71,3	74,1	77,1	80,2	83,4	86,7	90,2	93,8	97,5
Операционные расходы	тыс. руб.	1 308 050	1 346 769	1 386 633	1 442 098	1 520 043	1 565 036	1 667 878	1 717 248	1 785 937	1 838 801	1 893 230	1 949 269	2 006 968	2 087 246	2 149 029	2 212 640	2 278 134
Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс. руб.	212 540	218 831	225 309	234 321	246 986	254 297	271 007	279 029	290 190	298 780	307 624	316 729	326 105	339 149	349 188	359 524	370 165
Расходы на ремонт основных средств	тыс. руб.	154 752	159 333	164 049	170 611	179 832	185 155	197 322	203 163	211 290	217 544	223 983	230 613	237 439	246 937	254 246	261 772	269 520
Расходы на оплату труда	тыс. руб.	719 046	740 330	762 243	792 733	835 580	860 313	916 846	943 985	981 744	1 010 804	1 040 724	1 071 529	1 103 247	1 147 376	1 181 339	1 216 306	1 252 309
Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс. руб.	38 905	40 057	41 243	42 892	45 211	46 549	49 608	51 076	53 119	54 692	56 310	57 977	59 693	62 081	63 919	65 811	67 759
Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс. руб.	155 423	160 023	164 760	171 350	180 612	185 958	198 177	204 043	212 205	218 486	224 954	231 612	238 468	248 007	255 348	262 906	270 688
Расходы на служебные командировки	тыс. руб.	467	480	495	514	542	558	595	613	637	656	675	695	716	745	767	789	813
Расходы на обучение персонала	тыс. руб.	2 740	2 822	2 905	3 021	3 185	3 279	3 494	3 598	3 742	3 852	3 966	4 084	4 205	4 373	4 502	4 636	4 773
Общехозяйственные расходы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Наименование	Ед. изм.	2026 (регул. орган)	Экспертная оценка															
			2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Прочие операционные расходы	тыс. руб.	24 177	24 893	25 630	26 655	28 095	28 927	30 828	31 740	33 010	33 987	34 993	36 029	37 095	38 579	39 721	40 897	42 108
Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	1 264 702	1 461 967	1 523 428	1 575 117	1 626 442	1 679 960	1 774 466	1 830 919	1 911 228	1 987 845	2 017 993	2 047 674	2 062 243	2 080 821	2 095 870	2 111 139	2 126 946
Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	11 403	12 418	13 151	13 677	14 224	14 793	15 384	16 000	16 640	17 305	17 997	18 717	19 466	20 245	21 054	21 897	22 773
Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	45 702	78 965	100 652	115 257	129 278	139 987	160 062	179 080	195 862	211 670	226 504	240 366	238 740	236 737	234 357	231 604	228 767
налог на имущество	тыс. руб.	32 867	65 617	86 770	100 820	114 263	124 371	143 822	162 191	178 297	193 402	207 506	220 608	218 191	215 366	212 132	208 489	204 728
транспортный налог	тыс. руб.	415	431	449	467	485	505	525	546	568	591	614	639	664	691	718	747	777
плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов	тыс. руб.	2 980	3 100	3 224	3 353	3 487	3 626	3 771	3 922	4 079	4 242	4 412	4 588	4 772	4 963	5 161	5 368	5 582
прочие расходы	тыс. руб.	9 105	9 469	9 848	10 242	10 651	11 078	11 521	11 981	12 461	12 959	13 478	14 017	14 577	15 160	15 767	16 397	17 053
расходы на обязательное страхование	тыс. руб.	334	348	362	376	391	407	423	440	458	476	495	515	535	557	579	602	626
Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	224 745	231 427	238 277	247 808	261 202	268 934	286 606	295 090	306 893	315 977	325 330	334 960	344 875	358 670	369 286	380 217	391 472
Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	235 960	308 458	357 264	390 408	423 700	454 494	503 707	552 921	598 437	643 954	643 954	643 954	643 954	643 954	643 954	643 954	643 954
Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб.	97 255	100 095	104 219	108 513	118 198	123 472	130 408	136 037	141 587	147 111	152 361	157 811	163 322	169 308	175 287	181 514	188 003
Услуги банков	тыс. руб.	649 637	649 637	649 637	649 637	649 637	649 637	649 637	649 637	649 637	649 637	649 637	649 637	649 637	649 637	649 637	649 637	649 637
Налог на прибыль	тыс. руб.	0	80 619	59 868	49 441	29 811	28 237	28 237	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715
Расчетная предпринимательская прибыль	тыс. руб.	114 801	128 545	135 142	142 106	151 812	158 701	170 849	178 562	188 458	197 562	204 619	211 946	218 829	227 289	234 912	242 925	251 366
Нормативная прибыль	тыс. руб.	14 243	399 301	307 422	255 363	137 280	131 788	132 846	27 615	28 461	29 304	30 105	30 937	31 778	32 691	33 604	34 554	35 544
Корректировка необходимой валовой выручки	тыс. руб.	1 142 124	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Необходимая валовая выручка с инвестиционной составляющей	тыс. руб.	10 721 606	10 507 853	10 809 644	11 178 869	12 008 504	12 529 852	13 229 020	13 661 660	14 221 243	14 777 519	15 304 601	15 851 752	16 404 513	17 005 928	17 605 862	18 230 671	18 881 843
Среднегодовой тариф на тепловую энергию по рассматриваемому сценарию	руб./Гкал	5 328,83	5 232,99	5 385,97	5 565,88	5 639,11	5 880,78	6 171,89	6 343,99	6 603,84	6 862,15	7 106,91	7 360,99	7 617,67	7 896,95	8 175,54	8 465,67	8 768,06
Изменение существующего тарифа с учетом индексации	руб./Гкал	5 328,83	5 813,75	6 098,62	6 397,45	6 710,93	7 039,77	7 384,72	7 746,57	8 126,15	8 524,33	8 942,02	9 380,18	9 839,81	10 321,96	10 827,74	11 358,30	11 914,86
<i>Рост тарифа год к году</i>	<i>х</i>	<i>-</i>	<i>0,98</i>	<i>1,03</i>	<i>1,03</i>	<i>1,01</i>	<i>1,04</i>	<i>1,05</i>	<i>1,03</i>	<i>1,04</i>	<i>1,04</i>	<i>1,04</i>	<i>1,04</i>	<i>1,03</i>	<i>1,04</i>	<i>1,04</i>	<i>1,04</i>	<i>1,04</i>

Таблица 17 – Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки Результаты расчета ценовых последствий для потребителей при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 001 (АО «Мурманская ТЭЦ»). Сценарий 2

Наименование	Ед. изм.	2026 (регул. орган)	Экспертная оценка															
			2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Основные балансовые показатели																		
Отпуск тепловой с коллекторов	тыс. Гкал	2 108,59	2 070,48	2 070,49	2 070,50	2 087,48	2 100,52	2 110,23	2 110,23	2 110,23	2 110,23	2 110,23	2 110,23	2 110,23	2 110,23	2 110,23	2 110,23	2 110,23
Покупная тепловая энергия	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	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск тепловой энергии в сеть	тыс. Гкал	2 108,59	2 070,48	2 070,49	2 070,50	2 087,48	2 100,52	2 110,23	2 110,23	2 110,23	2 110,23	2 110,23	2 110,23	2 110,23	2 110,23	2 110,23	2 110,23	2 110,23
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	96,59	90,48	90,48	90,48	91,54	92,24	92,24	92,24	92,24	92,24	92,24	92,24	92,24	92,24	92,24	92,24	92,24
Полезный отпуск	тыс. Гкал	2 012,00	1 980,00	1 980,01	1 980,02	1 995,94	2 008,27	2 017,98	2 017,98	2 017,98	2 017,98	2 017,98	2 017,98	2 017,98	2 017,98	2 017,98	2 017,98	2 017,98
Расчёт тарифа																		
Расходы на энергетические ресурсы	тыс. руб.	6 877 685	7 037 770	7 320 218	7 613 190	7 155 506	7 591 110	6 466 308	5 340 267	5 715 806	6 117 867	6 548 328	7 009 201	7 502 642	8 030 959	8 596 624	9 202 284	9 850 775
Топливо	тыс. руб.	6 504 786	6 631 719	6 883 758	7 145 364	6 649 945	7 045 686	5 878 569	4 709 879	5 039 571	5 392 341	5 769 805	6 173 691	6 605 850	7 068 259	7 563 037	8 092 450	8 658 921
Природный газ	тыс. руб.	0	0	0	0	923 822	988 489	2 968 213	4 709 879	5 039 571	5 392 341	5 769 805	6 173 691	6 605 850	7 068 259	7 563 037	8 092 450	8 658 921
Объем	млн. м3	0	0	0	0	72,18	72,18	202,55	300,37	300,37	300,37	300,37	300,37	300,37	300,37	300,37	300,37	300,37
Цена	руб./тыс. м3	0	0	0	0	12 800	13 696	14 654	15 680	16 778	17 952	19 209	20 553	21 992	23 532	25 179	26 941	28 827
Мазут	тыс. руб.	6 504 786	6 631 719	6 883 758	7 145 364	5 726 123	6 057 196	2 910 356	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Объем	тыс. т	269	263	263	263	203	207	96	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Цена	руб/т	24 193	25 185	26 142	27 135	28 166	29 236	30 347	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Другие энергетические ресурсы	тыс. руб.	372 899	406 051	436 460	467 826	505 562	545 424	587 739	630 387	676 235	725 526	778 523	835 510	896 793	962 700	1 033 586	1 109 834	1 191 854
Электрическая энергия на технологические нужды	тыс. руб.	310 766	339 464	365 944	394 489	428 678	464 971	503 663	542 949	585 299	630 952	680 166	733 219	790 411	852 063	918 523	990 168	1 067 401
Объем	тыс. Гкал	62 965	61 964	61 964	61 964	62 463	62 849	63 152	63 152	63 152	63 152	63 152	63 152	63 152	63 152	63 152	63 152	63 152
Тариф	руб./Гкал	4,94	5,48	5,91	6,37	6,86	7,40	7,98	8,60	9,27	9,99	10,77	11,61	12,52	13,49	14,54	15,68	16,90
Холодная вода	тыс. руб.	62 133	66 587	70 516	73 337	76 883	80 453	84 075	87 438	90 936	94 573	98 356	102 291	106 382	110 638	115 063	119 666	124 452
Объем	тыс. м3	1 272	1 252	1 252	1 252	1 262	1 270	1 276	1 276	1 276	1 276	1 276	1 276	1 276	1 276	1 276	1 276	1 276
Тариф	руб./м3	48,8	53,2	56,3	58,6	60,9	63,3	65,9	68,5	71,3	74,1	77,1	80,2	83,4	86,7	90,2	93,8	97,5
Операционные расходы	тыс. руб.	1 308 050	1 346 769	1 386 633	1 442 098	1 520 043	1 565 036	1 667 878	1 717 248	1 785 937	1 838 801	1 893 230	1 949 269	2 006 968	2 087 246	2 149 029	2 212 640	2 278 134
Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс. руб.	212 540	218 831	225 309	234 321	246 986	254 297	271 007	279 029	290 190	298 780	307 624	316 729	326 105	339 149	349 188	359 524	370 165
Расходы на ремонт основных средств	тыс. руб.	154 752	159 333	164 049	170 611	179 832	185 155	197 322	203 163	211 290	217 544	223 983	230 613	237 439	246 937	254 246	261 772	269 520
Расходы на оплату труда	тыс. руб.	719 046	740 330	762 243	792 733	835 580	860 313	916 846	943 985	981 744	1 010 804	1 040 724	1 071 529	1 103 247	1 147 376	1 181 339	1 216 306	1 252 309
Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс. руб.	38 905	40 057	41 243	42 892	45 211	46 549	49 608	51 076	53 119	54 692	56 310	57 977	59 693	62 081	63 919	65 811	67 759
Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс. руб.	155 423	160 023	164 760	171 350	180 612	185 958	198 177	204 043	212 205	218 486	224 954	231 612	238 468	248 007	255 348	262 906	270 688

Наименование	Ед. изм.	2026 (регул. орган)	Экспертная оценка															
			2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Расходы на служебные командировки	тыс. руб.	467	480	495	514	542	558	595	613	637	656	675	695	716	745	767	789	813
Расходы на обучение персонала	тыс. руб.	2 740	2 822	2 905	3 021	3 185	3 279	3 494	3 598	3 742	3 852	3 966	4 084	4 205	4 373	4 502	4 636	4 773
Общехозяйственные расходы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие операционные расходы	тыс. руб.	24 177	24 893	25 630	26 655	28 095	28 927	30 828	31 740	33 010	33 987	34 993	36 029	37 095	38 579	39 721	40 897	42 108
Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	1 264 702	1 441 799	1 465 769	1 675 405	1 858 788	2 013 803	2 073 158	2 095 286	2 157 044	2 215 386	2 235 766	2 256 583	2 269 056	2 285 578	2 298 625	2 311 964	2 326 027
Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	11 403	12 418	13 151	13 677	14 224	14 793	15 384	16 000	16 640	17 305	17 997	18 717	19 466	20 245	21 054	21 897	22 773
Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	45 702	71 198	96 801	142 451	178 978	213 726	223 458	232 312	239 108	245 109	250 315	255 325	251 416	247 022	242 144	236 785	231 331
налог на имущество	тыс. руб.	32 867	57 850	82 919	128 014	163 964	198 111	207 218	215 422	221 543	226 841	231 317	235 567	230 867	225 651	219 919	213 670	207 292
транспортный налог	тыс. руб.	415	431	449	467	485	505	525	546	568	591	614	639	664	691	718	747	777
плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов	тыс. руб.	2 980	3 100	3 224	3 353	3 487	3 626	3 771	3 922	4 079	4 242	4 412	4 588	4 772	4 963	5 161	5 368	5 582
прочие расходы	тыс. руб.	9 105	9 469	9 848	10 242	10 651	11 078	11 521	11 981	12 461	12 959	13 478	14 017	14 577	15 160	15 767	16 397	17 053
расходы на обязательное страхование	тыс. руб.	334	348	362	376	391	407	423	440	458	476	495	515	535	557	579	602	626
Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	224 745	231 427	238 277	247 808	261 202	268 934	286 606	295 090	306 893	315 977	325 330	334 960	344 875	358 670	369 286	380 217	391 472
Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	235 960	297 611	356 946	494 406	608 096	725 414	766 495	807 577	844 961	882 345	882 345	882 345	882 345	882 345	882 345	882 345	882 345
Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб.	97 255	98 541	102 778	108 311	106 107	112 655	102 917	92 517	97 633	102 823	107 931	113 368	119 067	125 388	131 864	138 766	146 128
Услуги банков	тыс. руб.	649 637	649 637	649 637	649 637	649 637	649 637	649 637	649 637	649 637	649 637	649 637	649 637	649 637	649 637	649 637	649 637	649 637
Налог на прибыль	тыс. руб.	0	80 619	7 818	18 739	40 152	28 237	28 237	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715
Расчетная предпринимательская прибыль	тыс. руб.	114 801	127 249	131 961	146 785	161 738	173 731	183 957	189 664	198 479	206 504	212 894	219 586	226 159	234 294	241 580	249 240	257 319
Нормативная прибыль	тыс. руб.	14 243	399 064	46 952	101 823	187 139	130 138	128 653	20 976	21 757	22 549	23 328	24 158	25 028	25 992	26 980	28 033	29 157
Корректировка необходимой валовой выручки	тыс. руб.	1 142 124	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Необходимая валовая выручка с инвестиционной составляющей	тыс. руб.	10 721 606	10 352 650	10 351 533	10 979 301	10 883 214	11 473 818	10 519 954	9 363 441	9 879 023	10 401 107	10 913 546	11 458 798	12 029 853	12 664 069	13 312 838	14 004 161	14 741 411
Среднегодовой тариф на тепловую энергию по рассматриваемому сценарию	руб./Гкал	5 328,83	5 228,61	5 228,02	5 545,05	5 452,69	5 713,28	5 213,10	4 640,00	4 895,49	5 154,21	5 408,14	5 678,34	5 961,32	6 275,61	6 597,10	6 939,68	7 305,02
Изменение существующего тарифа с учетом индексации	руб./Гкал	5 328,83	5 813,75	6 098,62	6 397,45	6 710,93	7 039,77	7 384,72	7 746,57	8 126,15	8 524,33	8 942,02	9 380,18	9 839,81	10 321,96	10 827,74	11 358,30	11 914,86
<i>Рост тарифа год к году</i>	<i>х</i>	<i>-</i>	<i>0,98</i>	<i>1,00</i>	<i>1,06</i>	<i>0,98</i>	<i>1,05</i>	<i>0,91</i>	<i>0,89</i>	<i>1,06</i>	<i>1,05</i>	<i>1,05</i>	<i>1,05</i>	<i>1,05</i>	<i>1,05</i>	<i>1,05</i>	<i>1,05</i>	<i>1,05</i>

Таблица 18 – Сценарий 1 Результаты расчета ценовых последствий для потребителей при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 002 (Угольная котельная). Сценарий 1 и 2

Наименование	Ед. изм.	2026 (регул. орган)	Экспертная оценка															
			2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Основные балансовые показатели																		
Отпуск тепловой с коллекторов	тыс. Гкал	4,46	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80
Покупная тепловая энергия	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	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск тепловой энергии в сеть	тыс. Гкал	4,46	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,00	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	0,08	0,08	0,08
Полезный отпуск	тыс. Гкал	4,46	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72
Расчёт тарифа																		
Расходы на энергетические ресурсы	тыс. руб.	13 809	25 233	26 289	27 358	28 507	29 708	30 962	32 273	33 643	35 075	36 572	38 137	39 775	41 488	43 280	45 157	47 120
Топливо	тыс. руб.	11 788	23 362	24 273	25 187	26 169	27 190	28 250	29 352	30 497	31 686	32 922	34 206	35 540	36 926	38 366	39 862	41 417
Уголь	тыс. руб.	11 788	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Объем	тыс. т	1,27	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
Цена	руб/т	9 309	9 718	9 981	10 250	10 527	10 811	11 103	11 403	11 711	12 027	12 352	12 685	13 028	13 379	13 741	14 112	14 493
Пеллеты	тыс. руб.	0	23 362	24 273	25 187	26 169	27 190	28 250	29 352	30 497	31 686	32 922	34 206	35 540	36 926	38 366	39 862	41 417
Объем	тыс. м3	0,00	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88
Цена	руб./т	11 919	12 396	12 879	13 382	13 903	14 446	15 009	15 594	16 203	16 835	17 491	18 173	18 882	19 618	20 383	21 178	22 004
Другие энергетические ресурсы	тыс. руб.	2 021	1 871	2 016	2 171	2 338	2 518	2 712	2 921	3 146	3 389	3 650	3 932	4 235	4 562	4 914	5 294	5 703
Электрическая энергия на технологические нужды	тыс. руб.	1 960	1 815	1 957	2 110	2 274	2 452	2 643	2 849	3 071	3 311	3 569	3 847	4 147	4 471	4 820	5 196	5 601
Объем	тыс. Гкал	240	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Тариф	руб./Гкал	8,17	9,06	9,77	10,53	11,36	12,24	13,20	14,22	15,33	16,53	17,82	19,21	20,71	22,32	24,06	25,94	27,97
Холодная вода	тыс. руб.	61	56	59	61	64	66	69	72	75	78	81	84	87	91	95	98	102
Объем	тыс. м3	1,2	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Тариф	руб./м3	50,0	54,5	57,7	60,0	62,4	64,9	67,5	70,2	73,0	75,9	79,0	82,1	85,4	88,8	92,4	96,1	99,9
Операционные расходы	тыс. руб.	17 096	17 602	18 306	18 848	19 406	19 980	20 572	21 394	22 028	22 680	23 351	24 042	25 004	25 744	26 506	27 291	28 098
Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс. руб.	333	343	356	367	378	389	400	417	429	442	455	468	487	501	516	531	547
Расходы на ремонт основных средств	тыс. руб.	129	133	138	142	146	151	155	161	166	171	176	181	188	194	200	206	212
Расходы на оплату труда	тыс. руб.	9 044	9 312	9 684	9 971	10 266	10 570	10 883	11 318	11 653	11 998	12 353	12 719	13 228	13 619	14 022	14 437	14 865
Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс. руб.	796	820	852	878	904	930	958	996	1 026	1 056	1 087	1 120	1 164	1 199	1 234	1 271	1 308
Расходы на служебные командировки	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расходы на обучение персонала	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Наименование	Ед. изм.	2026 (регул. орган)	Экспертная оценка															
			2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Аренда непроизводственных объектов	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общехозяйственные расходы	тыс. руб.	6 485	6 677	6 944	7 150	7 361	7 579	7 803	8 116	8 356	8 603	8 858	9 120	9 485	9 765	10 054	10 352	10 659
Прочие операционные расходы	тыс. руб.	309	318	331	341	351	361	372	387	398	410	422	435	452	466	479	493	508
Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	1 945	5 498	5 509	5 505	5 502	5 500	5 501	5 524	5 529	5 535	5 718	5 904	5 941	5 956	5 974	5 993	6 044
Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	0	847	789	730	672	613	555	497	438	380	497	613	555	497	438	380	351
налог на имущество	тыс. руб.	0	847	789	730	672	613	555	497	438	380	497	613	555	497	438	380	351
Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	1 699	1 750	1 820	1 874	1 929	1 986	2 045	2 127	2 190	2 254	2 321	2 390	2 485	2 559	2 635	2 713	2 793
Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	245	2 901	2 901	2 901	2 901	2 901	2 901	2 901	2 901	2 901	2 901	2 901	2 901	2 901	2 901	2 901	2 901
Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Услуги банков	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Налог на прибыль	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расчетная предпринимательская прибыль	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Нормативная прибыль	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корректировка необходимой валовой выручки	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Необходимая валовая выручка с инвестиционной составляющей	тыс. руб.	32 850	48 333	50 104	51 711	53 415	55 188	57 035	59 191	61 199	63 289	65 641	68 084	70 720	73 188	75 760	78 440	81 263
Среднегодовой тариф на тепловую энергию по рассматриваемому сценарию	руб./Гкал	7 365,37	12 983,96	13 459,89	13 891,43	14 349,25	14 825,72	15 321,64	15 901,07	16 440,40	17 001,94	17 633,78	18 289,88	18 998,10	19 661,19	20 352,08	21 072,07	21 830,36
Изменение существующего тарифа с учетом индексации	руб./Гкал	7 365,37	8 035,62	8 429,37	8 842,41	9 275,69	9 730,20	10 206,98	10 707,12	11 231,77	11 782,13	12 359,45	12 965,06	13 600,35	14 266,77	14 965,84	15 699,17	16 468,43
<i>Рост тарифа год к году</i>	<i>х</i>	<i>-</i>	<i>1,76</i>	<i>1,04</i>	<i>1,03</i>	<i>1,03</i>	<i>1,03</i>	<i>1,03</i>	<i>1,04</i>	<i>1,03</i>	<i>1,03</i>	<i>1,04</i>	<i>1,04</i>	<i>1,04</i>	<i>1,03</i>	<i>1,04</i>	<i>1,04</i>	<i>1,04</i>

Таблица 19 – Результаты расчета ценовых последствий для потребителей при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 008 (Котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша». Сценарий 1 и 2

Наименование	Ед. изм.	2026 (регул. орган)	Экспертная оценка															
			2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Основные балансовые показатели																		
Отпуск тепловой с коллекторов	тыс. Гкал	3,23	3,22	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44
Покупная тепловая энергия	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	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск тепловой энергии в сеть	тыс. Гкал	3,23	3,22	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,13	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	0,12
Полезный отпуск	тыс. Гкал	3,23	3,22	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44
Расчёт тарифа																		
Расходы на энергетические ресурсы	тыс. руб.	11 331	19 440	15 461	16 115	16 799	17 514	18 261	19 042	19 859	20 714	21 608	22 544	23 524	24 549	25 624	26 749	27 928
Топливо	тыс. руб.	9 751	17 689	14 052	14 600	15 169	15 761	16 375	17 014	17 678	18 367	19 083	19 828	20 601	21 404	22 239	23 106	24 008
Пеллеты	тыс. руб.	9 751	17 689	14 052	14 600	15 169	15 761	16 375	17 014	17 678	18 367	19 083	19 828	20 601	21 404	22 239	23 106	24 008
Объем	тыс. м3	0,95	1,65	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26
Цена	руб./т	10 313	10 726	11 144	11 579	12 030	12 499	12 987	13 493	14 020	14 566	15 134	15 725	16 338	16 975	17 637	18 325	19 040
Другие энергетические ресурсы	тыс. руб.	1 580	1 752	1 410	1 516	1 630	1 753	1 885	2 028	2 181	2 347	2 525	2 716	2 923	3 145	3 384	3 642	3 920
Электрическая энергия на технологические нужды	тыс. руб.	1 463	1 624	1 309	1 411	1 521	1 639	1 767	1 905	2 054	2 214	2 386	2 573	2 773	2 990	3 223	3 474	3 745
Объем	тыс. Гкал	199	199	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148
Тариф	руб./Гкал	7,37	8,18	8,82	9,51	10,25	11,05	11,91	12,84	13,84	14,92	16,08	17,34	18,69	20,15	21,72	23,41	25,24
Холодная вода	тыс. руб.	117	128	101	105	109	114	118	123	128	133	138	144	149	155	162	168	175
Объем	тыс. м3	2,6	2,6	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Тариф	руб./м3	44,9	48,9	51,8	53,9	56,0	58,3	60,6	63,0	65,5	68,2	70,9	73,7	76,7	79,7	82,9	86,2	89,7
Операционные расходы	тыс. руб.	9 999	10 295	10 600	11 024	11 350	11 686	12 032	12 388	12 884	13 265	13 658	14 062	14 478	15 058	15 503	15 962	16 435
Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс. руб.	325	335	345	359	369	380	392	403	419	432	444	458	471	490	505	519	535
Расходы на ремонт основных средств	тыс. руб.	369	380	391	407	419	431	444	457	475	489	504	519	534	555	572	589	606
Расходы на оплату труда	тыс. руб.	7 330	7 546	7 770	8 081	8 320	8 566	8 820	9 081	9 444	9 724	10 011	10 308	10 613	11 037	11 364	11 700	12 047
Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс. руб.	528	544	560	582	599	617	635	654	680	700	721	743	765	795	819	843	868
Расходы на служебные командировки	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расходы на обучение персонала	тыс. руб.	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5
Аренда непромышленных объектов	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общехозяйственные расходы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие операционные расходы	тыс. руб.	1 444	1 487	1 531	1 592	1 639	1 688	1 738	1 789	1 861	1 916	1 973	2 031	2 091	2 175	2 239	2 306	2 374

Наименование	Ед. изм.	2026 (регул. орган)	Экспертная оценка															
			2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	3 289	5 501	5 513	5 586	5 638	5 692	5 748	5 808	5 900	5 967	6 141	6 319	6 395	6 510	6 594	6 683	6 775
Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	83	90	96	100	103	108	112	116	121	126	131	136	142	147	153	159	166
Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	478	981	948	915	882	849	816	783	751	718	790	861	829	797	765	733	702
налог на имущество	тыс. руб.	433	934	899	864	829	794	759	724	689	654	723	792	757	722	687	652	617
плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов	тыс. руб.	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	6	6	6	6	7
прочие расходы	тыс. руб.	41	43	45	47	49	50	52	55	57	59	61	64	66	69	72	75	78
расходы на обязательное страхование	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	2 214	2 279	2 346	2 440	2 513	2 587	2 664	2 742	2 852	2 936	3 023	3 113	3 205	3 333	3 432	3 534	3 638
Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	315	1 887	1 887	1 887	1 887	1 887	1 887	1 887	1 887	1 887	1 887	1 887	1 887	1 887	1 887	1 887	1 887
Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб.	201	263	236	244	252	261	269	278	289	298	309	321	332	345	356	369	382
Услуги банков	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Налог на прибыль	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расчетная предпринимательская прибыль	тыс. руб.	684	877	876	906	931	957	983	1 011	1 048	1 079	1 116	1 155	1 190	1 236	1 274	1 314	1 356
Нормативная прибыль	тыс. руб.	901	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корректировка необходимой валовой выручки	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Необходимая валовая выручка с инвестиционной составляющей	тыс. руб.	26 205	36 114	32 451	33 632	34 718	35 848	37 025	38 249	39 691	41 025	42 523	44 080	45 587	47 352	48 995	50 708	52 494
Среднегодовой тариф на тепловую энергию по рассматриваемому сценарию	руб./Гкал	8 453,33	11 649,68	14 004,22	14 514,14	14 982,69	15 470,40	15 978,10	16 506,70	17 128,97	17 704,34	18 351,02	19 022,72	19 673,20	20 435,03	21 144,06	21 883,18	22 653,82
Изменение существующего тарифа с учетом индексации	руб./Гкал	8 453,33	9 222,58	9 674,49	10 148,54	10 645,82	11 167,47	11 714,68	12 288,70	12 890,85	13 522,50	14 185,10	14 880,17	15 609,30	16 374,16	17 176,49	18 018,14	18 901,03
<i>Рост тарифа год к году</i>	х	-	1,38	1,20	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,03	1,04	1,04	1,03	1,04	1,03	1,03	1,04

Таблица 20 – Результаты расчета ценовых последствий для потребителей при реализации мероприятий на котельных «Северная», «Роста», котельной «Абрам-Мыс», «Фестивальной» при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 003 и 004, 006. Сценарий 1

Наименование	Ед. изм.	2026 (регул. орган)	Экспертная оценка															
			2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Основные балансовые показатели																		
Отпуск тепловой с коллекторов	тыс. Гкал	704,92	697,73	697,73	705,43	705,43	705,43	705,43	705,43	705,43	705,43	705,43	705,43	705,43	705,43	705,43	705,43	705,43
Покупная тепловая энергия	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	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск тепловой энергии в сеть	тыс. Гкал	704,92	697,73	697,73	705,43	705,43	705,43	705,43	705,43	705,43	705,43	705,43	705,43	705,43	705,43	705,43	705,43	705,43
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	82,69	75,23	75,23	75,23	75,23	75,23	75,23	75,23	75,23	75,23	75,23	75,23	75,23	75,23	75,23	75,23	75,23
Полезный отпуск	тыс. Гкал	622,22	622,50	622,50	630,20	630,20	630,20	630,20	630,20	630,20	630,20	630,20	630,20	630,20	630,20	630,20	630,20	630,20
Расчёт тарифа																		
Расходы на энергетические ресурсы	тыс. руб.	2 370 949	2 485 205	2 585 256	2 718 783	2 828 162	2 942 168	3 061 014	3 184 924	3 314 132	3 448 886	3 589 446	3 736 085	3 889 093	4 048 773	4 215 446	4 389 450	4 571 140
Топливо	тыс. руб.	2 233 906	2 333 483	2 422 155	2 541 762	2 638 349	2 738 606	2 842 673	2 950 694	3 062 821	3 179 208	3 300 018	3 425 419	3 555 584	3 690 697	3 830 943	3 976 519	4 127 627
Мазут	тыс. руб.	2 229 456	2 328 850	2 417 346	2 536 770	2 633 167	2 733 228	2 837 090	2 944 900	3 056 806	3 172 965	3 293 537	3 418 692	3 548 602	3 683 449	3 823 420	3 968 710	4 119 521
Объем	тыс. т	90	91	91	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92
Цена	руб./ т	24 691	25 703	26 680	27 693	28 746	29 838	30 972	32 149	33 371	34 639	35 955	37 321	38 739	40 211	41 739	43 326	44 972
Дизельное топливо	тыс. руб.	4 450	4 633	4 809	4 992	5 181	5 378	5 583	5 795	6 015	6 243	6 481	6 727	6 983	7 248	7 523	7 809	8 106
Объем	тыс. т	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Цена	руб/м3	71 107	74 022	76 835	79 754	82 785	85 931	89 196	92 586	96 104	99 756	103 547	107 482	111 566	115 805	120 206	124 774	129 515
Другие энергетические ресурсы	тыс. руб.	137 043	151 722	163 101	177 021	189 813	203 562	218 342	234 230	251 312	269 678	289 428	310 667	333 509	358 077	384 503	412 931	443 513
Электрическая энергия на технологические нужды	тыс. руб.	115 040	127 750	137 714	150 293	162 016	174 653	188 276	202 961	218 792	235 858	254 255	274 087	295 466	318 512	343 356	370 138	399 008
Объем	тыс. Гкал	24 496	24 507	24 507	24 810	24 810	24 810	24 810	24 810	24 810	24 810	24 810	24 810	24 810	24 810	24 810	24 810	24 810
Тариф	руб./Гкал	4,70	5,21	5,62	6,06	6,53	7,04	7,59	8,18	8,82	9,51	10,25	11,05	11,91	12,84	13,84	14,92	16,08
Холодная вода	тыс. руб.	22 003	23 972	25 386	26 728	27 798	28 910	30 066	31 269	32 519	33 820	35 173	36 580	38 043	39 565	41 147	42 793	44 505
Объем	тыс. м3	408,8	409,0	409,0	414,1	414,1	414,1	414,1	414,1	414,1	414,1	414,1	414,1	414,1	414,1	414,1	414,1	414,1
Тариф	руб./м3	53,8	58,6	62,1	64,6	67,1	69,8	72,6	75,5	78,5	81,7	84,9	88,3	91,9	95,6	99,4	103,3	107,5
Операционные расходы	тыс. руб.	1 129 834	1 163 277	1 197 710	1 245 619	1 282 489	1 320 451	1 359 536	1 399 778	1 455 770	1 498 860	1 543 227	1 588 906	1 635 938	1 701 375	1 751 736	1 803 587	1 856 974
Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс. руб.	25 668	26 428	27 210	28 299	29 136	29 999	30 887	31 801	33 073	34 052	35 060	36 098	37 166	38 653	39 797	40 975	42 188
Расходы на ремонт основных средств	тыс. руб.	143 986	148 248	152 636	158 741	163 440	168 278	173 259	178 387	185 523	191 014	196 668	202 490	208 483	216 823	223 241	229 849	236 652
Расходы на оплату труда	тыс. руб.	764 808	787 446	810 754	843 185	868 143	893 840	920 298	947 538	985 440	1 014 609	1 044 641	1 075 563	1 107 399	1 151 695	1 185 786	1 220 885	1 257 023
Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс. руб.	91 656	94 369	97 162	101 049	104 040	107 119	110 290	113 555	118 097	121 592	125 192	128 897	132 713	138 021	142 107	146 313	150 644
Расходы на обучение персонала	тыс. руб.	511	526	541	563	580	597	614	633	658	677	697	718	739	769	792	815	839
Аренда непроизводственных объектов	тыс. руб.	1 551	1 597	1 644	1 710	1 760	1 812	1 866	1 921	1 998	2 057	2 118	2 181	2 245	2 335	2 404	2 476	2 549
Прочие операционные расходы	тыс. руб.	101 655	104 664	107 762	112 073	115 390	118 806	122 322	125 943	130 981	134 858	138 850	142 960	147 191	153 079	157 610	162 275	167 079
Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	642 630	897 272	1 083 772	1 132 075	1 266 461	1 398 990	1 448 123	1 496 984	1 548 865	1 597 320	1 619 157	1 640 783	1 643 700	1 650 845	1 654 684	1 658 956	1 663 681

Наименование	Ед. изм.	2026 (регул. орган)	Экспертная оценка															
			2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	47 991	52 262	55 345	57 559	59 862	62 256	64 746	67 336	70 030	72 831	75 744	78 774	81 925	85 202	88 610	92 154	95 840
Аренда основных средств	тыс. руб.	6 255	6 255	6 255	6 255	6 255	6 255	6 255	6 255	6 255	6 255	6 255	6 255	6 255	6 255	6 255	6 255	6 255
Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	21 505	63 618	110 944	162 607	200 902	237 229	243 248	248 600	253 285	257 303	265 062	272 156	260 211	248 170	236 033	223 802	211 475
налог на имущество	тыс. руб.	18 499	60 491	107 692	159 225	197 385	233 571	239 444	244 644	249 170	253 023	260 612	267 527	255 397	243 164	230 827	218 387	205 844
плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов	тыс. руб.	1 095	1 139	1 185	1 232	1 281	1 333	1 386	1 441	1 499	1 559	1 621	1 686	1 754	1 824	1 897	1 973	2 051
прочие расходы	тыс. руб.	1 781	1 852	1 926	2 003	2 084	2 167	2 254	2 344	2 438	2 535	2 636	2 742	2 852	2 966	3 084	3 208	3 336
расходы на обязательное страхование	тыс. руб.	130	135	141	146	152	158	165	171	178	185	193	200	208	217	225	234	244
Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	243 897	251 117	258 550	268 892	276 851	285 046	293 483	302 170	314 257	323 559	333 136	342 997	353 150	367 276	378 147	389 340	400 865
Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	94 431	182 959	283 350	400 588	484 267	567 700	598 299	628 897	659 495	690 094	690 094	690 094	690 094	690 094	690 094	690 094	690 094
Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб.	31 456	33 885	36 139	38 932	41 076	43 250	44 832	46 459	48 270	49 999	51 578	53 212	54 762	56 537	58 224	59 981	61 813
Услуги банков	тыс. руб.	197 096	197 096	197 096	197 096	197 096	197 096	197 096	197 096	197 096	197 096	197 096	197 096	197 096	197 096	197 096	197 096	197 096
Налог на прибыль	тыс. руб.	0	109 945	135 953	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расчетная предпринимательская прибыль	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Нормативная прибыль	тыс. руб.	1 541	506 665	628 828	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корректировка необходимой валовой выручки	тыс. руб.	-14 275	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Необходимая валовая выручка с инвестиционной составляющей	тыс. руб.	4 130 679	5 052 420	5 495 567	5 096 477	5 377 112	5 661 609	5 868 674	6 081 687	6 318 767	6 545 067	6 751 830	6 965 775	7 168 731	7 400 993	7 621 866	7 851 993	8 091 795
Среднегодовой тариф на тепловую энергию по рассматриваемому сценарию	руб./Гкал	6 638,57	8 116,38	8 828,26	8 087,10	8 532,41	8 983,85	9 312,42	9 650,43	10 026,63	10 385,72	10 713,82	11 053,30	11 375,36	11 743,91	12 094,39	12 459,56	12 840,08
Изменение существующего тарифа с учетом индексации	руб./Гкал	6 638,57	7 242,68	7 597,57	7 969,85	8 360,37	8 770,03	9 199,76	9 650,55	10 123,43	10 619,48	11 139,83	11 685,68	12 258,28	12 858,94	13 489,03	14 149,99	14 843,34
<i>Рост тарифа год к году</i>	<i>х</i>	<i>-</i>	<i>1,22</i>	<i>1,09</i>	<i>0,92</i>	<i>1,06</i>	<i>1,05</i>	<i>1,04</i>	<i>1,04</i>	<i>1,04</i>	<i>1,04</i>	<i>1,03</i>	<i>1,03</i>	<i>1,03</i>	<i>1,03</i>	<i>1,03</i>	<i>1,03</i>	<i>1,03</i>

Таблица 21 – Результаты расчета ценовых последствий для потребителей при реализации мероприятий на котельных «Северная», «Роста», котельной «Абрам-Мыс», «Фестивальной» при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 003 и 004, 006. Сценарий 2

Наименование	Ед. изм.	2026 (регул. орган)	Экспертная оценка															
			2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Основные балансовые показатели																		
Отпуск тепловой с коллекторов	тыс. Гкал	704,92	697,73	697,73	705,43	705,43	705,43	705,43	705,43	705,43	705,31	705,31	705,31	705,31	705,31	705,31	705,31	705,31
Покупная тепловая энергия	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	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск тепловой энергии в сеть	тыс. Гкал	704,92	697,73	697,73	705,43	705,43	705,43	705,43	705,43	705,43	705,31	705,31	705,31	705,31	705,31	705,31	705,31	705,31
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	82,69	75,23	75,23	75,23	75,23	75,23	75,23	75,23	75,23	75,11	75,11	75,11	75,11	75,11	75,11	75,11	75,11
Полезный отпуск	тыс. Гкал	622,22	622,50	622,50	630,20	630,20	630,20	630,20	630,20	630,20	630,20	630,20	630,20	630,20	630,20	630,20	630,20	630,20
Расчёт тарифа																		
Расходы на энергетические ресурсы	тыс. руб.	2 370 949	2 485 239	2 585 292	2 718 820	1 562 824	1 651 618	1 724 743	1 845 901	1 975 614	2 114 187	2 262 853	2 422 024	2 592 445	2 774 916	2 970 289	3 179 481	3 403 472
Топливо	тыс. руб.	2 233 906	2 333 517	2 422 191	2 541 798	1 373 011	1 448 055	1 506 401	1 611 671	1 724 302	1 844 509	1 973 425	2 111 357	2 258 937	2 416 839	2 585 786	2 766 550	2 959 959
Природный газ	тыс. руб.	0	0	0	0	1 268 616	1 376 679	1 500 819	1 605 876	1 718 288	1 838 266	1 966 944	2 104 630	2 251 954	2 409 591	2 578 263	2 758 741	2 951 853
Объем	млн. м3	0	0	0	0	99,11	100,52	102,41	102,41	102,41	102,40	102,40	102,40	102,40	102,40	102,40	102,40	102,40
Цена	руб./тыс. м3	0	0	0	0	12 800	13 696	14 654	15 680	16 778	17 952	19 209	20 553	21 992	23 532	25 179	26 941	28 827
Мазут	тыс. руб.	2 229 456	2 328 884	2 417 382	2 536 807	99 214	65 998	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Объем	тыс. т	90	91	91	92	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Цена	руб./т	24 691	25 703	26 680	27 693	28 746	29 838	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Дизельное топливо	тыс. руб.	4 450	4 633	4 809	4 992	5 181	5 378	5 583	5 795	6 015	6 243	6 481	6 727	6 983	7 248	7 523	7 809	8 106
Объем	тыс. т	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Цена	руб/м3	71 107	74 022	76 835	79 754	82 785	85 931	89 196	92 586	96 104	99 756	103 547	107 482	111 566	115 805	120 206	124 774	129 515
Другие энергетические ресурсы	тыс. руб.	137 043	151 722	163 101	177 021	189 813	203 562	218 342	234 230	251 312	269 678	289 428	310 667	333 509	358 077	384 503	412 931	443 513
Электрическая энергия на технологические нужды	тыс. руб.	115 040	127 750	137 714	150 293	162 016	174 653	188 276	202 961	218 792	235 858	254 255	274 087	295 466	318 512	343 356	370 138	399 008
Объем	тыс. Гкал	24 496	24 507	24 507	24 810	24 810	24 810	24 810	24 810	24 810	24 810	24 810	24 810	24 810	24 810	24 810	24 810	24 810
Тариф	руб./Гкал	4,70	5,21	5,62	6,06	6,53	7,04	7,59	8,18	8,82	9,51	10,25	11,05	11,91	12,84	13,84	14,92	16,08
Холодная вода	тыс. руб.	22 003	23 972	25 386	26 728	27 798	28 910	30 066	31 269	32 519	33 820	35 173	36 580	38 043	39 565	41 147	42 793	44 505
Объем	тыс. м3	409	409	409	414	414	414	414	414	414	414	414	414	414	414	414	414	414
Тариф	руб./м3	53,8	58,6	62,1	64,6	67,1	69,8	72,6	75,5	78,5	81,7	84,9	88,3	91,9	95,6	99,4	103,3	107,5
Операционные расходы	тыс. руб.	1 129 834	1 163 277	1 197 710	1 245 619	1 282 489	1 320 451	1 359 536	1 399 778	1 455 770	1 498 860	1 543 227	1 588 906	1 635 938	1 701 375	1 751 736	1 803 587	1 856 974
Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс. руб.	25 668	26 428	27 210	28 299	29 136	29 999	30 887	31 801	33 073	34 052	35 060	36 098	37 166	38 653	39 797	40 975	42 188
Расходы на ремонт основных средств	тыс. руб.	143 986	148 248	152 636	158 741	163 440	168 278	173 259	178 387	185 523	191 014	196 668	202 490	208 483	216 823	223 241	229 849	236 652
Расходы на оплату труда	тыс. руб.	764 808	787 446	810 754	843 185	868 143	893 840	920 298	947 538	985 440	1 014 609	1 044 641	1 075 563	1 107 399	1 151 695	1 185 786	1 220 885	1 257 023
Расходы на оплату иных работ и услуг, выполня. по договорам с организ.	тыс. руб.	91 656	94 369	97 162	101 049	104 040	107 119	110 290	113 555	118 097	121 592	125 192	128 897	132 713	138 021	142 107	146 313	150 644
Расходы на обучение персонала	тыс. руб.	511	526	541	563	580	597	614	633	658	677	697	718	739	769	792	815	839
Аренда непроизводственных объектов	тыс. руб.	1 551	1 597	1 644	1 710	1 760	1 812	1 866	1 921	1 998	2 057	2 118	2 181	2 245	2 335	2 404	2 476	2 549
Прочие операционные расходы	тыс. руб.	101 655	104 664	107 762	112 073	115 390	118 806	122 322	125 943	130 981	134 858	138 850	142 960	147 191	153 079	157 610	162 275	167 079
Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	642 630	1 090 695	1 413 968	1 549 435	1 504 814	1 642 369	1 691 210	1 735 844	1 783 523	1 827 802	1 846 436	1 864 894	1 863 739	1 866 853	1 866 707	1 867 045	1 867 890
Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	47 991	52 262	55 345	57 559	59 862	62 256	64 746	67 336	70 030	72 831	75 744	78 774	81 925	85 202	88 610	92 154	95 840
Аренда основных средств	тыс. руб.	6 255	6 255	6 255	6 255	6 255	6 255	6 255	6 255	6 255	6 255	6 255	6 255	6 255	6 255	6 255	6 255	6 255

Наименование	Ед. изм.	2026 (регул. орган)	Экспертная оценка															
			2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	21 505	66 420	131 018	206 052	267 471	302 055	304 977	306 155	306 666	306 510	311 030	314 883	298 764	282 549	266 239	249 834	233 334
налог на имущество	тыс. руб.	18 499	63 293	127 766	202 670	263 954	298 397	301 172	302 198	302 551	302 231	306 579	310 254	293 950	277 543	261 033	244 419	227 703
плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов	тыс. руб.	1 095	1 139	1 185	1 232	1 281	1 333	1 386	1 441	1 499	1 559	1 621	1 686	1 754	1 824	1 897	1 973	2 051
прочие расходы	тыс. руб.	1 781	1 852	1 926	2 003	2 084	2 167	2 254	2 344	2 438	2 535	2 636	2 742	2 852	2 966	3 084	3 208	3 336
расходы на обязательное страхование	тыс. руб.	130	135	141	146	152	158	165	171	178	185	193	200	208	217	225	234	244
Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	243 897	251 117	258 550	268 892	276 851	285 046	293 483	302 170	314 257	323 559	333 136	342 997	353 150	367 276	378 147	389 340	400 865
Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	94 431	187 956	333 146	513 511	663 898	754 255	788 010	818 609	849 207	879 805	879 805	879 805	879 805	879 805	879 805	879 805	879 805
Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб.	31 456	33 945	36 677	40 137	33 229	35 248	36 478	38 052	39 835	41 561	43 178	44 884	46 536	48 453	50 329	52 326	54 451
Услуги банков	тыс. руб.	197 096	197 096	197 096	197 096	197 096	197 096	197 096	197 096	197 096	197 096	197 096	197 096	197 096	197 096	197 096	197 096	197 096
Налог на прибыль	тыс. руб.	0	295 509	395 741	259 788	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расчетная предпринимательская прибыль	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Нормативная прибыль	тыс. руб.	1 541	1 319 190	1 766 357	1 137 528	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корректировка необходимой валовой выручки	тыс. руб.	-14 275	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Необходимая валовая выручка с инвестиционной составляющей	тыс. руб.	4 130 679	6 058 401	6 963 327	6 651 402	4 350 127	4 614 438	4 775 490	4 981 523	5 214 907	5 440 849	5 652 516	5 875 824	6 092 122	6 343 144	6 588 732	6 850 113	7 128 335
Среднегодовой тариф на тепловую энергию по рассматриваемому сценарию	руб./Гкал	6 638,57	9 732,42	11 186,12	10 554,46	6 902,79	7 322,20	7 577,76	7 904,69	8 275,02	8 633,55	8 969,42	9 323,77	9 666,99	10 065,31	10 455,01	10 869,77	11 311,26
Изменение существующего тарифа с учетом индексации	руб./Гкал	6 638,57	7 242,68	7 597,57	7 969,85	8 360,37	8 770,03	9 199,76	9 650,55	10 123,43	10 619,48	11 139,83	11 685,68	12 258,28	12 858,94	13 489,03	14 149,99	14 843,34
Рост тарифа год к году	х	-	1,47	1,15	0,94	0,65	1,06	1,03	1,04	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04

Таблица 22 – Результаты расчета ценовых последствий для потребителей при реализации мероприятий на котельных АО «МЭС» (район Росляково) при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 006. Сценарий 1

Наименование	Ед. изм.	2026 (регул. орган)	Экспертная оценка															
			2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Основные балансовые показатели																		
Отпуск тепловой с коллекторов	тыс. Гкал	87,38	77,77	70,57	70,57	70,57	70,57	70,57	70,57	70,57	70,57	70,57	70,57	70,57	70,57	70,57	70,57	70,57
Покупная тепловая энергия	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	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск тепловой энергии в сеть	тыс. Гкал	87,38	77,77	70,57	70,57	70,57	70,57	70,57	70,57	70,57	70,57	70,57	70,57	70,57	70,57	70,57	70,57	70,57
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	10,74	12,64	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61	12,61
Полезный отпуск	тыс. Гкал	76,64	65,13	57,96	57,96	57,96	57,96	57,96	57,96	57,96	57,96	57,96	57,96	57,96	57,96	57,96	57,96	57,96
Расчёт тарифа																		
Расходы на энергетические ресурсы	тыс. руб.	302 506	281 308	265 832	276 532	287 684	299 311	311 433	324 074	337 257	351 010	365 358	380 329	395 954	412 264	429 292	447 073	465 644
Топливо	тыс. руб.	283 215	263 164	248 473	257 915	267 716	277 889	288 449	299 410	310 787	322 597	334 856	347 581	360 789	374 499	388 730	403 501	418 834
Уголь	тыс. руб.	26 402	27 564	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Объем	тыс. т	3,60	3,60	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
Цена	руб./ т	7 336	7 658	7 865	8 078	8 296	8 520	8 750	8 986	9 229	9 478	9 734	9 996	10 266	10 544	10 828	11 121	11 421
Мазут	тыс. руб.	256 813	235 601	248 473	257 915	267 716	277 889	288 449	299 410	310 787	322 597	334 856	347 581	360 789	374 499	388 730	403 501	418 834
Объем	тыс. т	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Цена	руб./ т	24 691	25 703	26 680	27 693	28 746	29 838	30 972	32 149	33 371	34 639	35 955	37 321	38 739	40 211	41 739	43 326	44 972
Другие энергетические ресурсы	тыс. руб.	19 291	18 143	17 359	18 617	19 969	21 422	22 984	24 664	26 470	28 413	30 502	32 749	35 166	37 766	40 563	43 572	46 810
Электрическая энергия на технологические нужды	тыс. руб.	16 378	15 447	14 819	15 975	17 221	18 564	20 012	21 573	23 255	25 069	27 025	29 133	31 405	33 855	36 495	39 342	42 411
Объем	тыс. Гкал	3 649	3 100	2 759	2 759	2 759	2 759	2 759	2 759	2 759	2 759	2 759	2 759	2 759	2 759	2 759	2 759	2 759
Тариф	руб./Гкал	4,49	4,98	5,37	5,79	6,24	6,73	7,25	7,82	8,43	9,09	9,79	10,56	11,38	12,27	13,23	14,26	15,37
Холодная вода	тыс. руб.	2 913	2 696	2 541	2 642	2 748	2 858	2 972	3 091	3 215	3 343	3 477	3 616	3 761	3 911	4 068	4 230	4 399
Объем	тыс. м3	79,9	67,9	60,4	60,4	60,4	60,4	60,4	60,4	60,4	60,4	60,4	60,4	60,4	60,4	60,4	60,4	60,4
Тариф	руб./м3	36,5	39,7	42,1	43,8	45,5	47,3	49,2	51,2	53,2	55,4	57,6	59,9	62,3	64,8	67,4	70,0	72,8
Операционные расходы	тыс. руб.	139 172	143 291	147 533	153 434	157 976	162 652	167 466	172 423	179 320	184 628	190 093	195 720	201 513	209 574	215 777	222 164	228 740
Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс. руб.	3 162	3 255	3 352	3 486	3 589	3 695	3 805	3 917	4 074	4 194	4 319	4 446	4 578	4 761	4 902	5 047	5 197
Расходы на ремонт основных средств	тыс. руб.	17 736	18 261	18 802	19 554	20 132	20 728	21 342	21 974	22 853	23 529	24 225	24 943	25 681	26 708	27 499	28 313	29 151
Расходы на оплату труда	тыс. руб.	94 208	96 997	99 868	103 863	106 937	110 102	113 361	116 717	121 386	124 979	128 678	132 487	136 408	141 865	146 064	150 388	154 839
Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс. руб.	11 290	11 624	11 968	12 447	12 816	13 195	13 585	13 988	14 547	14 978	15 421	15 877	16 347	17 001	17 505	18 023	18 556
Расходы на обучение персонала	тыс. руб.	63	65	67	69	71	73	76	78	81	83	86	88	91	95	98	100	103
Аренда непроизводственных объектов	тыс. руб.	191	197	202	211	217	223	230	237	246	253	261	269	277	288	296	305	314
Прочие операционные расходы	тыс. руб.	12 522	12 892	13 274	13 805	14 214	14 634	15 068	15 514	16 134	16 612	17 103	17 610	18 131	18 856	19 414	19 989	20 581
Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	79 159	107 984	161 119	134 053	143 091	152 054	158 136	164 188	170 613	176 618	179 006	181 369	169 853	170 472	170 697	170 987	171 343

Наименование	Ед. изм.	2026 (регул. орган)	Экспертная оценка															
			2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	5 911	6 438	6 817	7 090	7 374	7 669	7 975	8 294	8 626	8 971	9 330	9 703	10 091	10 495	10 915	11 351	11 806
Аренда основных средств	тыс. руб.	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770
Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	2 649	5 963	10 398	18 227	20 383	22 420	23 362	24 225	25 009	25 714	26 396	27 000	25 402	23 692	21 982	20 273	18 565
налог на имущество	тыс. руб.	2 279	5 578	9 998	17 810	19 949	21 969	22 893	23 737	24 502	25 187	25 848	26 430	24 809	23 075	21 340	19 606	17 871
плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов	тыс. руб.	135	140	146	152	158	164	171	178	185	192	200	208	216	225	234	243	253
прочие расходы	тыс. руб.	219	228	237	247	257	267	278	289	300	312	325	338	351	365	380	395	411
расходы на обязательное страхование	тыс. руб.	16	17	17	18	19	20	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	30 043	30 932	31 848	33 122	34 102	35 112	36 151	37 221	38 710	39 856	41 035	42 250	43 501	45 241	46 580	47 959	49 378
Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	11 632	18 157	27 803	46 350	51 783	57 217	60 839	64 461	68 083	71 706	71 706	71 706	60 074	60 074	60 074	60 074	60 074
Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб.	3 875	3 832	3 864	4 197	4 381	4 569	4 741	4 917	5 114	5 301	5 466	5 637	5 710	5 896	6 071	6 253	6 443
Услуги банков	тыс. руб.	24 278	24 278	24 278	24 278	24 278	24 278	24 278	24 278	24 278	24 278	24 278	24 278	24 278	24 278	24 278	24 278	24 278
Налог на прибыль	тыс. руб.	0	17 596	55 323	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расчетная предпринимательская прибыль	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Нормативная прибыль	тыс. руб.	190	77 576	245 881	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корректировка необходимой валовой выручки	тыс. руб.	-12 213	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Необходимая валовая выручка с инвестиционной составляющей	тыс. руб.	508 813	610 159	820 366	564 019	588 751	614 017	637 036	660 685	687 190	712 256	734 457	757 418	767 320	792 311	815 767	840 224	865 728
Среднегодовой тариф на тепловую энергию по рассматриваемому сценарию	руб./Гкал	6 638,57	9 368,61	14 154,73	9 731,68	10 158,41	10 594,35	10 991,52	11 399,57	11 856,90	12 289,39	12 672,44	13 068,62	13 239,48	13 670,66	14 075,38	14 497,37	14 937,42
Изменение существующего тарифа с учетом индексации	руб./Гкал	6 638,57	7 242,68	7 597,57	7 969,85	8 360,37	8 770,03	9 199,76	9 650,55	10 123,43	10 619,48	11 139,83	11 685,68	12 258,28	12 858,94	13 489,03	14 149,99	14 843,34
Рост тарифа год к году	х	-	1,41	1,51	0,69	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,01	1,03	1,03	1,03	1,03

Таблица 23 – Результаты расчета ценовых последствий для потребителей при реализации мероприятий на котельных АО «МЭС» (район Росляково) при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 006. Сценарий 2

Наименование	Ед. изм.	2026 (регул. орган)	Экспертная оценка															
			2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Основные балансовые показатели																		
Отпуск тепловой с коллекторов	тыс. Гкал	87,38	69,46	70,57	70,57	70,57	68,94	68,94	68,94	68,94	68,94	68,94	68,94	68,94	68,94	68,94	68,94	68,94
Покупная тепловая энергия	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	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск тепловой энергии в сеть	тыс. Гкал	87,38	69,46	70,57	70,57	70,57	68,94	68,94	68,94	68,94	68,94	68,94	68,94	68,94	68,94	68,94	68,94	68,94
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	10,74	11,50	12,61	12,61	12,61	10,99	10,99	10,99	10,99	10,99	10,99	10,99	10,99	10,99	10,99	10,99	10,99
Полезный отпуск	тыс. Гкал	76,64	57,96	57,96	57,96	57,96	57,96	57,96	57,96	57,96	57,96	57,96	57,96	57,96	57,96	57,96	57,96	57,96
Расчёт тарифа																		
Расходы на энергетические ресурсы	тыс. руб.	302 506	251 746	265 835	276 535	287 687	151 818	162 508	173 954	186 211	199 336	213 389	228 438	244 554	261 811	280 291	300 081	321 275
Топливо	тыс. руб.	283 215	235 601	248 476	257 918	267 719	130 396	139 524	149 291	159 741	170 923	182 888	195 690	209 388	224 045	239 728	256 509	274 465
Природный газ	тыс. руб.	0	0	0	0	0	130 396	139 524	149 291	159 741	170 923	182 888	195 690	209 388	224 045	239 728	256 509	274 465
Объем	млн. м3	0	0	0	0	0	9,52	9,52	9,52	9,52	9,52	9,52	9,52	9,52	9,52	9,52	9,52	9,52
Цена	руб./тыс. м3	0	0	0	0	0	13 696	14 654	15 680	16 778	17 952	19 209	20 553	21 992	23 532	25 179	26 941	28 827
Уголь	тыс. руб.	26 402,10	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
Объем	тыс. т	3,60	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
Цена	руб./ т	7 335,70	7 658,47	7 865,25	8 077,61	8 295,71	8 519,69	8 749,72	8 985,96	9 228,59	9 477,76	9 733,66	9 996,47	10 266,37	10 543,56	10 828,24	11 120,60	11 420,86
Мазут	тыс. руб.	256 813	235 601	248 476	257 918	267 719	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Объем	тыс. т	10	9	9	9	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Цена	руб./ т	24 691	25 703	26 680	27 693	28 746	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Другие энергетические ресурсы	тыс. руб.	19 291	16 146	17 359	18 617	19 969	21 422	22 984	24 664	26 470	28 413	30 502	32 749	35 166	37 766	40 563	43 572	46 810
Электрическая энергия на технологические нужды	тыс. руб.	16 378	13 747	14 819	15 975	17 221	18 564	20 012	21 573	23 255	25 069	27 025	29 133	31 405	33 855	36 495	39 342	42 411
Объем	тыс. Гкал	3 649	2 759	2 759	2 759	2 759	2 759	2 759	2 759	2 759	2 759	2 759	2 759	2 759	2 759	2 759	2 759	2 759
Тариф	руб./Гкал	4,49	4,98	5,37	5,79	6,24	6,73	7,25	7,82	8,43	9,09	9,79	10,56	11,38	12,27	13,23	14,26	15,37
Холодная вода	тыс. руб.	2 913	2 399	2 541	2 642	2 748	2 858	2 972	3 091	3 215	3 343	3 477	3 616	3 761	3 911	4 068	4 230	4 399
Объем	тыс. м3	80	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Тариф	руб./м3	36,5	39,7	42,1	43,8	45,5	47,3	49,2	51,2	53,2	55,4	57,6	59,9	62,3	64,8	67,4	70,0	72,8
Операционные расходы	тыс. руб.	139 172	143 291	147 533	153 434	157 976	162 652	167 466	172 423	179 320	184 628	190 093	195 720	201 513	209 574	215 777	222 164	228 740
Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс. руб.	3 162	3 255	3 352	3 486	3 589	3 695	3 805	3 917	4 074	4 194	4 319	4 446	4 578	4 761	4 902	5 047	5 197
Расходы на ремонт основных средств	тыс. руб.	17 736	18 261	18 802	19 554	20 132	20 728	21 342	21 974	22 853	23 529	24 225	24 943	25 681	26 708	27 499	28 313	29 151
Расходы на оплату труда	тыс. руб.	94 208	96 997	99 868	103 863	106 937	110 102	113 361	116 717	121 386	124 979	128 678	132 487	136 408	141 865	146 064	150 388	154 839
Расходы на оплату иных работ и услуг, выпол. по договорам с организац.	тыс. руб.	11 290	11 624	11 968	12 447	12 816	13 195	13 585	13 988	14 547	14 978	15 421	15 877	16 347	17 001	17 505	18 023	18 556
Расходы на обучение персонала	тыс. руб.	63	65	67	69	71	73	76	78	81	83	86	88	91	95	98	100	103
Аренда производственных объектов	тыс. руб.	191	197	202	211	217	223	230	237	246	253	261	269	277	288	296	305	314
Общехозяйственные расходы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие операционные расходы	тыс. руб.	12 522	12 892	13 274	13 805	14 214	14 634	15 068	15 514	16 134	16 612	17 103	17 610	18 131	18 856	19 414	19 989	20 581
Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	79 159	107 762	161 119	134 053	143 091	152 836	175 868	200 476	206 264	211 635	213 390	215 124	202 982	202 979	202 585	202 259	202 006

Наименование	Ед. изм.	2026 (регул. орган)	Экспертная оценка															
			2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	5 911	6 438	6 817	7 090	7 374	7 669	7 975	8 294	8 626	8 971	9 330	9 703	10 091	10 495	10 915	11 351	11 806
Аренда основных средств	тыс. руб.	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770
Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	2 649	5 963	10 398	18 227	20 383	22 873	27 863	32 945	33 104	33 184	33 242	33 220	30 997	28 661	26 326	23 992	21 659
налог на имущество	тыс. руб.	2 279	5 578	9 998	17 810	19 949	22 422	27 394	32 458	32 597	32 657	32 693	32 650	30 404	28 045	25 685	23 325	20 966
плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов	тыс. руб.	135	140	146	152	158	164	171	178	185	192	200	208	216	225	234	243	253
прочие расходы	тыс. руб.	219	228	237	247	257	267	278	289	300	312	325	338	351	365	380	395	411
расходы на обязательное страхование	тыс. руб.	16	17	17	18	19	20	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	30 043	30 932	31 848	33 122	34 102	35 112	36 151	37 221	38 710	39 856	41 035	42 250	43 501	45 241	46 580	47 959	49 378
Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	11 632	18 157	27 803	46 350	51 783	58 637	75 046	92 876	96 498	100 120	100 120	100 120	88 488	88 488	88 488	88 488	88 488
Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб.	3 875	3 611	3 864	4 197	4 381	3 477	3 764	4 069	4 255	4 432	4 590	4 757	4 830	5 018	5 199	5 391	5 596
Услуги банков	тыс. руб.	24 278	24 278	24 278	24 278	24 278	24 278	24 278	24 278	24 278	24 278	24 278	24 278	24 278	24 278	24 278	24 278	24 278
Налог на прибыль	тыс. руб.	0	17 596	55 323	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расчетная предпринимательская прибыль	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Нормативная прибыль	тыс. руб.	190	77 576	245 881	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корректировка необходимой валовой выручки	тыс. руб.	-12 213	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Необходимая валовая выручка с инвестиционной составляющей	тыс. руб.	508 813	580 376	820 369	564 022	588 754	467 306	505 843	546 853	571 795	595 599	616 873	639 283	649 049	674 364	698 653	724 505	752 021
Среднегодовой тариф на тепловую энергию по рассматриваемому сценарию	руб./Гкал	6 638,57	10 013,90	14 154,78	9 731,72	10 158,46	8 062,98	8 727,90	9 435,50	9 865,85	10 276,56	10 643,63	11 030,29	11 198,80	11 635,59	12 054,68	12 500,74	12 975,51
Изменение существующего тарифа с учетом индексации	руб./Гкал	6 638,57	7 242,68	7 597,57	7 969,85	8 360,37	8 770,03	9 199,76	9 650,55	10 123,43	10 619,48	11 139,83	11 685,68	12 258,28	12 858,94	13 489,03	14 149,99	14 843,34
Рост тарифа год к году	х	-	1,51	1,41	0,69	1,04	0,79	1,08	1,08	1,05	1,04	1,04	1,04	1,02	1,04	1,04	1,04	1,04

Таблица 24 – Результаты расчета ценовых последствий для потребителей от котельной АО «ММТП» при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 005. Сценарий 1

Наименование	Ед. изм.	2026 (регул. орган)	Экспертная оценка															
			2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Основные балансовые показатели																		
Отпуск тепловой с коллекторов	тыс. Гкал	16,20	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01
Покупная тепловая энергия	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	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск тепловой энергии в сеть	тыс. Гкал	16,20	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,06	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46
Полезный отпуск	тыс. Гкал	15,14	13,55	13,55	13,55	13,55	13,55	13,55	13,55	13,55	13,55	13,55	13,55	13,55	13,55	13,55	13,55	13,55
Расчёт тарифа																		
Расходы на энергетические ресурсы	тыс. руб.	64 391	70 128	72 985	75 953	79 049	82 279	85 650	89 167	92 838	96 671	100 674	104 854	109 220	113 783	118 550	123 533	128 743
Топливо	тыс. руб.	59 252	65 035	67 506	70 071	72 734	75 498	78 367	81 344	84 436	87 644	90 975	94 432	98 020	101 745	105 611	109 624	113 790
Мазут	тыс. руб.	59 252	65 035	67 506	70 071	72 734	75 498	78 367	81 344	84 436	87 644	90 975	94 432	98 020	101 745	105 611	109 624	113 790
Объем	тыс. т	2,0	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Цена	руб./т	29 435	30 641	31 806	33 014	34 269	35 571	36 923	38 326	39 782	41 294	42 863	44 492	46 183	47 938	49 759	51 650	53 613
Другие энергетические ресурсы	тыс. руб.	5 139	5 093	5 479	5 882	6 315	6 782	7 283	7 822	8 403	9 027	9 699	10 422	11 200	12 038	12 939	13 909	14 953
Электрическая энергия на технологические нужды	тыс. руб.	4 515	4 485	4 835	5 212	5 619	6 057	6 530	7 039	7 588	8 180	8 818	9 506	10 247	11 047	11 908	12 837	13 838
Объем	тыс. Гкал	912	816	816	816	816	816	816	816	816	816	816	816	816	816	816	816	816
Тариф	руб./Гкал	4,95	5,50	5,93	6,39	6,89	7,43	8,00	8,63	9,30	10,03	10,81	11,65	12,56	13,54	14,60	15,74	16,96
Холодная вода	тыс. руб.	624	608	644	670	696	724	753	783	815	847	881	916	953	991	1 031	1 072	1 115
Объем	тыс. м3	12,8	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
Тариф	руб./м3	48,8	53,1	56,3	58,5	60,8	63,3	65,8	68,4	71,2	74,0	77,0	80,1	83,3	86,6	90,1	93,7	97,4
Операционные расходы	тыс. руб.	41 110	42 327	44 020	45 323	46 665	48 046	49 468	51 447	52 970	54 538	56 152	57 814	60 126	61 906	63 739	65 625	67 568
Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс. руб.	1 273	1 311	1 364	1 404	1 445	1 488	1 532	1 594	1 641	1 689	1 739	1 791	1 862	1 918	1 974	2 033	2 093
Расходы на ремонт основных средств	тыс. руб.	8 443	8 693	9 041	9 309	9 584	9 868	10 160	10 566	10 879	11 201	11 533	11 874	12 349	12 714	13 091	13 478	13 877
Расходы на оплату труда	тыс. руб.	21 650	22 290	23 182	23 868	24 575	25 302	26 051	27 093	27 895	28 721	29 571	30 446	31 664	32 601	33 566	34 560	35 583
Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс. руб.	1 039	1 070	1 113	1 146	1 180	1 215	1 250	1 301	1 339	1 379	1 419	1 461	1 520	1 565	1 611	1 659	1 708
Расходы на обучение персонала	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Аренда непроизводственных объектов	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие операционные расходы	тыс. руб.	8 705	8 962	9 321	9 597	9 881	10 173	10 474	10 893	11 216	11 548	11 890	12 242	12 731	13 108	13 496	13 896	14 307
Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	9 269	9 454	9 715	9 914	10 119	10 330	10 548	10 853	11 087	11 327	11 575	11 831	12 189	12 463	12 745	13 036	13 335
Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Аренда основных средств	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Наименование	Ед. изм.	2026 (регул. орган)	Экспертная оценка															
			2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	207	202	197	191	186	181	176	170	165	160	155	150	145	140	134	129	124
налог на имущество	тыс. руб.	197	191	185	179	174	168	162	156	151	145	139	133	128	122	116	110	105
плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов	тыс. руб.	11	11	11	12	12	13	13	14	14	15	16	16	17	18	18	19	20
прочие расходы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
расходы на обязательное страхование	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	6 447	6 638	6 904	7 108	7 318	7 535	7 758	8 068	8 307	8 553	8 806	9 067	9 430	9 709	9 996	10 292	10 597
Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	2 614	2 614	2 614	2 614	2 614	2 614	2 614	2 614	2 614	2 614	2 614	2 614	2 614	2 614	2 614	2 614	2 614
Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Услуги банков	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Налог на прибыль	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расчетная предпринимательская прибыль	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Нормативная прибыль	тыс. руб.	714	932	969	1 003	1 038	1 075	1 113	1 158	1 199	1 242	1 287	1 334	1 387	1 438	1 491	1 545	1 602
Корректировка необходимой валовой выручки	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Необходимая валовая выручка с инвестиционной составляющей	тыс. руб.	115 484	122 841	127 688	132 193	136 871	141 730	146 779	152 624	158 094	163 779	169 688	175 833	182 923	189 589	196 524	203 740	211 249
Среднегодовой тариф на тепловую энергию по рассматриваемому сценарию	руб./Гкал	7 627,74	9 066,23	9 423,97	9 756,41	10 101,69	10 460,34	10 832,95	11 264,38	11 668,04	12 087,60	12 523,76	12 977,24	13 500,54	13 992,56	14 504,39	15 036,93	15 591,13
Изменение существующего тарифа с учетом индексации	руб./Гкал	7 627,74	8 321,86	8 729,63	9 157,38	9 606,09	10 076,79	10 570,55	11 088,51	11 631,85	12 201,81	12 799,70	13 426,89	14 084,81	14 774,97	15 498,94	16 258,39	17 055,05
Рост тарифа год к году	х	-	1,19	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04

Таблица 25 – Результаты расчета ценовых последствий для потребителей от котельной АО «ММТП» при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 005. Сценарий 2

Наименование	Ед. изм.	2026 (регул. орган)	Экспертная оценка															
			2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Основные балансовые показатели																		
Отпуск тепловой с коллекторов	тыс. Гкал	16,20	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01
Покупная тепловая энергия	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	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск тепловой энергии в сеть	тыс. Гкал	16,20	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,06	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46
Полезный отпуск	тыс. Гкал	15,14	13,55	13,55	13,55	13,55	13,55	13,55	13,55	13,55	13,55	13,55	13,55	13,55	13,55	13,55	13,55	13,55
Расчёт тарифа																		
Расходы на энергетические ресурсы	тыс. руб.	64 391	70 128	72 985	75 953	79 049	36 979	39 595	42 396	45 397	48 611	52 053	55 741	59 692	63 923	68 457	73 313	78 515
Топливо	тыс. руб.	59 252	65 035	67 506	70 071	72 734	30 198	32 312	34 574	36 994	39 583	42 354	45 319	48 491	51 886	55 518	59 404	63 562
Природный газ	тыс. руб.	0	0	0	0	0	30 198	32 312	34 574	36 994	39 583	42 354	45 319	48 491	51 886	55 518	59 404	63 562
Объем	млн. м3	0	0	0	0	0	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20
Цена	руб./тыс. м3	0	0	0	0	0	13 696	14 654	15 680	16 778	17 952	19 209	20 553	21 992	23 532	25 179	26 941	28 827
Мазут	тыс. руб.	59 252	65 035	67 506	70 071	72 734	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Объем	тыс. т	2,0	2,1	2,1	2,1	2,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Цена	руб./ т	29 435	30 641	31 806	33 014	34 269	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Другие энергетические ресурсы	тыс. руб.	5 139	5 093	5 479	5 882	6 315	6 782	7 283	7 822	8 403	9 027	9 699	10 422	11 200	12 038	12 939	13 909	14 953
Электрическая энергия на технологические нужды	тыс. руб.	4 515	4 485	4 835	5 212	5 619	6 057	6 530	7 039	7 588	8 180	8 818	9 506	10 247	11 047	11 908	12 837	13 838
Объем	тыс. Гкал	912	816	816	816	816	816	816	816	816	816	816	816	816	816	816	816	816
Тариф	руб./Гкал	4,95	5,50	5,93	6,39	6,89	7,43	8,00	8,63	9,30	10,03	10,81	11,65	12,56	13,54	14,60	15,74	16,96
Холодная вода	тыс. руб.	624	608	644	670	696	724	753	783	815	847	881	916	953	991	1 031	1 072	1 115
Объем	тыс. м3	12,8	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
Тариф	руб./м3	48,8	53,1	56,3	58,5	60,8	63,3	65,8	68,4	71,2	74,0	77,0	80,1	83,3	86,6	90,1	93,7	97,4
Операционные расходы	тыс. руб.	41 110	42 327	44 020	45 323	46 665	48 046	49 468	51 447	52 970	54 538	56 152	57 814	60 126	61 906	63 739	65 625	67 568
Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс. руб.	1 273	1 311	1 364	1 404	1 445	1 488	1 532	1 594	1 641	1 689	1 739	1 791	1 862	1 918	1 974	2 033	2 093
Расходы на ремонт основных средств	тыс. руб.	8 443	8 693	9 041	9 309	9 584	9 868	10 160	10 566	10 879	11 201	11 533	11 874	12 349	12 714	13 091	13 478	13 877
Расходы на оплату труда	тыс. руб.	21 650	22 290	23 182	23 868	24 575	25 302	26 051	27 093	27 895	28 721	29 571	30 446	31 664	32 601	33 566	34 560	35 583
Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс. руб.	1 039	1 070	1 113	1 146	1 180	1 215	1 250	1 301	1 339	1 379	1 419	1 461	1 520	1 565	1 611	1 659	1 708
Расходы на обучение персонала	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Аренда непроизводственных объектов	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие операционные расходы	тыс. руб.	8 705	8 962	9 321	9 597	9 881	10 173	10 474	10 893	11 216	11 548	11 890	12 242	12 731	13 108	13 496	13 896	14 307
Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	9 269	9 454	9 715	9 914	10 708	22 111	22 133	22 241	22 278	22 322	22 373	22 432	22 593	22 671	22 756	22 850	22 953

Наименование	Ед. изм.	2026 (регул. орган)	Экспертная оценка															
			2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Аренда основных средств	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	207	202	197	191	329	3 023	2 821	2 619	2 417	2 215	2 013	1 812	1 610	1 408	1 206	1 005	803
налог на имущество	тыс. руб.	197	191	185	179	316	3 010	2 807	2 605	2 403	2 200	1 998	1 795	1 593	1 390	1 188	986	783
плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов	тыс. руб.	11	11	11	12	12	13	13	14	14	15	16	16	17	18	18	19	20
прочие расходы	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
расходы на обязательное страхование	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	6 447	6 638	6 904	7 108	7 318	7 535	7 758	8 068	8 307	8 553	8 806	9 067	9 430	9 709	9 996	10 292	10 597
Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	2 614	2 614	2 614	2 614	3 061	11 554	11 554	11 554	11 554	11 554	11 554	11 554	11 554	11 554	11 554	11 554	11 554
Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Услуги банков	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Налог на прибыль	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расчетная предпринимательская прибыль	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Нормативная прибыль	тыс. руб.	714	932	969	1 003	1 038	1 075	1 113	1 158	1 199	1 242	1 287	1 334	1 387	1 438	1 491	1 545	1 602
Корректировка необходимой валовой выручки	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Необходимая валовая выручка с инвестиционной составляющей	тыс. руб.	115 484	122 841	127 688	132 193	136 871	141 730	146 779	152 624	158 094	163 779	169 688	175 833	182 923	189 589	196 524	203 740	211 249
Среднегодовой тариф на тепловую энергию по рассматриваемому сценарию	руб./Гкал	7 627,74	9 066,23	9 423,97	9 756,41	10 101,69	10 460,34	10 832,95	11 264,38	11 668,04	12 087,60	12 523,76	12 977,24	13 500,54	13 992,56	14 504,39	15 036,93	15 591,13
Изменение существующего тарифа с учетом индексации	руб./Гкал	7 627,74	8 321,86	8 729,63	9 157,38	9 606,09	10 076,79	10 570,55	11 088,51	11 631,85	12 201,81	12 799,70	13 426,89	14 084,81	14 774,97	15 498,94	16 258,39	17 055,05
Рост тарифа год к году	х	-	1,19	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04

Таблица 26 – Результаты расчета ценовых последствий для потребителей от котельной №22 при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 007. Сценарий 1

Наименование	Ед. изм.	2026 (регул. орган)	Экспертная оценка															
			2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Основные балансовые показатели																		
Отпуск тепловой с коллекторов	тыс. Гкал	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15
Покупная тепловая энергия	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	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск тепловой энергии в сеть	тыс. Гкал	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	14,70	14,70	14,70	14,70	14,70	14,70	14,70	14,70	14,70	14,70	14,70	14,70	14,70	14,70	14,70	14,70	14,70
Полезный отпуск	тыс. Гкал	60,45	60,45	60,45	60,45	60,45	60,45	60,45	60,45	60,45	60,45	60,45	60,45	60,45	60,45	60,45	60,45	60,45
Расчёт тарифа																		
Расходы на энергетические ресурсы	тыс. руб.	653 390	682 408	709 137	736 628	765 228	794 985	825 949	858 172	891 708	926 616	962 956	1 000 790	1 040 186	1 081 213	1 123 945	1 168 457	1 214 832
Топливо	тыс. руб.	638 266	665 938	691 695	718 489	746 364	775 366	805 545	836 952	869 639	903 665	939 086	975 966	1 014 369	1 054 364	1 096 021	1 139 417	1 184 629
Уголь	тыс. руб.	38 433	40 125	41 208	42 320	43 463	44 637	45 842	47 080	48 351	49 656	50 997	52 374	53 788	55 240	56 732	58 263	59 837
Объем	тыс. т	4,61	4,61	4,61	4,61	4,61	4,61	4,61	4,61	4,61	4,61	4,61	4,61	4,61	4,61	4,61	4,61	4,61
Цена	руб./ т	8 330	8 696	8 931	9 172	9 420	9 674	9 935	10 203	10 479	10 762	11 052	11 351	11 657	11 972	12 295	12 627	12 968
Мазут	тыс. руб.	579 720	603 489	626 421	650 226	674 934	700 582	727 204	754 837	783 521	813 295	844 200	876 280	909 578	944 142	980 020	1 017 261	1 055 917
Объем	тыс. т	7,73	7,73	7,73	7,73	7,73	7,73	7,73	7,73	7,73	7,73	7,73	7,73	7,73	7,73	7,73	7,73	7,73
Цена	руб./ т	75 000	78 075	81 042	84 121	87 318	90 636	94 080	97 655	101 366	105 218	109 216	113 367	117 675	122 146	126 788	131 606	136 607
Электрическая энергия на производственные нужды	тыс. руб.	20 112	22 325	24 066	25 943	27 967	30 148	32 500	35 035	37 767	40 713	43 889	47 312	51 003	54 981	59 269	63 892	68 876
Объем	млн.кВтч	2 671,8	2 671,8	2 671,8	2 671,8	2 671,8	2 671,8	2 671,8	2 671,8	2 671,8	2 671,8	2 671,8	2 671,8	2 671,8	2 671,8	2 671,8	2 671,8	2 671,8
Цена	руб/кВтч	7,53	8,36	9,01	9,71	10,47	11,28	12,16	13,11	14,14	15,24	16,43	17,71	19,09	20,58	22,18	23,91	25,78
Другие энергетические ресурсы	тыс. руб.	15 123	16 469	17 441	18 139	18 864	19 619	20 404	21 220	22 069	22 951	23 869	24 824	25 817	26 850	27 924	29 041	30 202
Холодная вода	тыс. руб.	15 123	16 469	17 441	18 139	18 864	19 619	20 404	21 220	22 069	22 951	23 869	24 824	25 817	26 850	27 924	29 041	30 202
Объем	тыс. м3	304,2	304,2	304,2	304,2	304,2	304,2	304,2	304,2	304,2	304,2	304,2	304,2	304,2	304,2	304,2	304,2	304,2
Тариф	руб./м3	49,7	54,1	57,3	59,6	62,0	64,5	67,1	69,8	72,5	75,4	78,5	81,6	84,9	88,3	91,8	95,5	99,3
Операционные расходы	тыс. руб.	280 170	288 463	300 002	308 882	318 025	327 438	337 131	350 616	360 994	371 679	382 681	394 009	409 769	421 898	434 386	447 244	460 482
Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс. руб.	7 564	7 787	8 099	8 339	8 585	8 840	9 101	9 465	9 745	10 034	10 331	10 637	11 062	11 390	11 727	12 074	12 431
Расходы на ремонт основных средств	тыс. руб.	26 510	27 294	28 386	29 226	30 092	30 982	31 899	33 175	34 157	35 168	36 209	37 281	38 772	39 920	41 102	42 318	43 571
Расходы на оплату труда	тыс. руб.	222 624	229 213	238 382	245 438	252 703	260 183	267 884	278 600	286 846	295 337	304 079	313 080	325 603	335 241	345 164	355 381	365 900
Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс. руб.	2 227	2 292	2 384	2 455	2 527	2 602	2 679	2 786	2 869	2 954	3 041	3 131	3 256	3 353	3 452	3 554	3 660
Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс. руб.	776	799	831	856	881	907	934	972	1 000	1 030	1 061	1 092	1 136	1 169	1 204	1 240	1 276
Расходы на служебные командировки	тыс. руб.	243	250	260	268	276	284	293	304	313	323	332	342	356	366	377	388	400
Расходы на обучение персонала	тыс. руб.	520	536	557	574	591	608	626	651	670	690	711	732	761	783	807	830	855

Наименование	Ед. изм.	2026 (регул. орган)	Экспертная оценка															
			2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Аренда непроизводственных объектов	тыс. руб.	5 968	6 145	6 391	6 580	6 774	6 975	7 181	7 469	7 690	7 917	8 152	8 393	8 729	8 987	9 253	9 527	9 809
Прочие операционные расходы	тыс. руб.	13 739	14 145	14 711	15 147	15 595	16 057	16 532	17 193	17 702	18 226	18 766	19 321	20 094	20 689	21 301	21 932	22 581
Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	75 771	78 459	81 650	84 121	86 670	89 297	92 007	95 641	98 547	101 542	104 631	107 815	112 082	115 498	119 019	122 650	126 395
Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	4 716	5 136	5 439	5 657	5 883	6 118	6 363	6 617	6 882	7 157	7 444	7 741	8 051	8 373	8 708	9 056	9 419
Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	2 685	2 750	2 860	2 974	3 093	3 217	3 346	3 480	3 619	3 764	3 914	4 071	4 233	4 403	4 579	4 762	4 953
налог на имущество	тыс. руб.	41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
транспортный налог	тыс. руб.	9	9	9	10	10	11	11	11	12	12	13	13	14	15	15	16	16
прочие расходы	тыс. руб.	2 431	2 528	2 629	2 734	2 843	2 957	3 075	3 198	3 326	3 459	3 598	3 742	3 891	4 047	4 209	4 377	4 552
расходы на обязательное страхование	тыс. руб.	205	213	222	231	240	249	259	270	280	292	303	316	328	341	355	369	384
Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	67 232	69 222	71 991	74 122	76 316	78 575	80 901	84 137	86 628	89 192	91 832	94 550	98 332	101 243	104 239	107 325	110 502
Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307
Услуги банков	тыс. руб.	831	831	831	831	831	831	831	831	831	831	831	831	831	831	831	831	831
Налог на прибыль	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расчетная предпринимательская прибыль	тыс. руб.	19 835	19 128	19 913	20 516	21 136	21 776	22 436	23 332	24 039	24 767	25 518	26 291	27 342	28 171	29 025	29 905	30 812
Нормативная прибыль	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корректировка необходимой валовой выручки	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Необходимая валовая выручка с инвестиционной составляющей	тыс. руб.	1 029 167	1 068 458	1 110 701	1 150 147	1 191 060	1 233 498	1 277 522	1 327 761	1 375 288	1 424 605	1 475 785	1 528 905	1 589 379	1 646 780	1 706 375	1 768 257	1 832 521
Среднегодовой тариф на тепловую энергию по рассматриваемому сценарию	руб./Гкал	17 025,48	17 675,48	18 374,30	19 026,85	19 703,67	20 405,72	21 134,01	21 965,12	22 751,35	23 567,20	24 413,87	25 292,64	26 293,06	27 242,64	28 228,52	29 252,23	30 315,35
Изменение существующего тарифа с учетом индексации	руб./Гкал	17 025,48	18 574,80	19 484,97	20 439,73	21 441,28	22 491,90	23 594,00	24 750,11	25 962,87	27 235,05	28 569,57	29 969,48	31 437,98	32 978,44	34 594,38	36 289,50	38 067,69
<i>Рост тарифа год к году</i>	<i>х</i>	<i>-</i>	<i>1,04</i>	<i>1,04</i>	<i>1,04</i>	<i>1,04</i>	<i>1,04</i>	<i>1,04</i>	<i>1,04</i>	<i>1,04</i>	<i>1,04</i>	<i>1,04</i>	<i>1,04</i>	<i>1,04</i>	<i>1,04</i>	<i>1,04</i>	<i>1,04</i>	<i>1,04</i>

Таблица 27 – Результаты расчета ценовых последствий для потребителей от котельной №22 при реализации мероприятий в зоне деятельности ЕТО 007. Сценарий 2

Наименование	Ед. изм.	2026 (регул. орган)	Экспертная оценка															
			2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Основные балансовые показатели																		
Отпуск тепловой с коллекторов	тыс. Гкал	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15
Покупная тепловая энергия	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	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск тепловой энергии в сеть	тыс. Гкал	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15	75,15
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	14,70	14,70	14,70	14,70	14,70	14,70	14,70	14,70	14,70	14,70	14,70	14,70	14,70	14,70	14,70	14,70	14,70
Полезный отпуск	тыс. Гкал	60,45	60,45	60,45	60,45	60,45	60,45	60,45	60,45	60,45	60,45	60,45	60,45	60,45	60,45	60,45	60,45	60,45
Расчёт тарифа																		
Расходы на энергетические ресурсы	тыс. руб.	653 390	682 408	709 137	736 628	765 228	161 137	171 828	183 244	195 434	208 453	222 356	237 205	253 064	270 004	288 099	307 428	328 077
Топливо	тыс. руб.	638 266	665 938	691 695	718 489	746 364	141 518	151 424	162 024	173 366	185 501	198 486	212 380	227 247	243 154	260 175	278 387	297 874
Природный газ	тыс. руб.	0	0	0	0	0	141 518	151 424	162 024	173 366	185 501	198 486	212 380	227 247	243 154	260 175	278 387	297 874
Объем	млн. м3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,33	10,33	10,33	10,33	10,33	10,33	10,33	10,33	10,33	10,33	10,33	10,33
Цена	руб./тыс. м3	9 577	10 448	11 180	11 962	12 800	13 696	14 654	15 680	16 778	17 952	19 209	20 553	21 992	23 532	25 179	26 941	28 827
Уголь	тыс. руб.	38 433,45	40 124,52	41 207,89	42 320,50	43 463,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем	тыс. т	4,61	4,61	4,61	4,61	4,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Цена	руб./ т	8 329,55	8 696,05	8 930,84	9 171,98	9 419,62	9 673,95	9 935,15	10 203,40	10 478,89	10 761,82	11 052,39	11 350,80	11 657,27	11 972,02	12 295,26	12 627,23	12 968,17
Мазут	тыс. руб.	579 720	603 489	626 421	650 226	674 934	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Объем	тыс. т	7,73	7,73	7,73	7,73	7,73	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Цена	руб./ т	75 000	78 075	81 042	84 121	87 318	90 636	94 080	97 655	101 366	105 218	109 216	113 367	117 675	122 146	126 788	131 606	136 607
Электрическая энергия на производственные нужды	тыс. руб.	20 112	22 325	24 066	25 943	27 967	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Объем	млн.кВтч	2 671,8	2 671,8	2 671,8	2 671,8	2 671,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Цена	руб/кВтч	7,53	8,36	9,01	9,71	10,47	11,28	12,16	13,11	14,14	15,24	16,43	17,71	19,09	20,58	22,18	23,91	25,78
Другие энергетические ресурсы	тыс. руб.	15 123	16 469	17 441	18 139	18 864	19 619	20 404	21 220	22 069	22 951	23 869	24 824	25 817	26 850	27 924	29 041	30 202
Холодная вода	тыс. руб.	15 123	16 469	17 441	18 139	18 864	19 619	20 404	21 220	22 069	22 951	23 869	24 824	25 817	26 850	27 924	29 041	30 202
Объем	тыс. м3	304,2	304,2	304,2	304,2	304,2	304,2	304,2	304,2	304,2	304,2	304,2	304,2	304,2	304,2	304,2	304,2	304,2
Тариф	руб./м3	49,7	54,1	57,3	59,6	62,0	64,5	67,1	69,8	72,5	75,4	78,5	81,6	84,9	88,3	91,8	95,5	99,3
Операционные расходы	тыс. руб.	280 170	288 463	300 002	308 882	318 025	327 438	337 131	350 616	360 994	371 679	382 681	394 009	409 769	421 898	434 386	447 244	460 482
Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс. руб.	7 564	7 787	8 099	8 339	8 585	8 840	9 101	9 465	9 745	10 034	10 331	10 637	11 062	11 390	11 727	12 074	12 431
Расходы на ремонт основных средств	тыс. руб.	26 510	27 294	28 386	29 226	30 092	30 982	31 899	33 175	34 157	35 168	36 209	37 281	38 772	39 920	41 102	42 318	43 571
Расходы на оплату труда	тыс. руб.	222 624	229 213	238 382	245 438	252 703	260 183	267 884	278 600	286 846	295 337	304 079	313 080	325 603	335 241	345 164	355 381	365 900
Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс. руб.	2 227	2 292	2 384	2 455	2 527	2 602	2 679	2 786	2 869	2 954	3 041	3 131	3 256	3 353	3 452	3 554	3 660

Наименование	Ед. изм.	2026 (регул. орган)	Экспертная оценка															
			2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс. руб.	776	799	831	856	881	907	934	972	1 000	1 030	1 061	1 092	1 136	1 169	1 204	1 240	1 276
Расходы на служебные командировки	тыс. руб.	243	250	260	268	276	284	293	304	313	323	332	342	356	366	377	388	400
Расходы на обучение персонала	тыс. руб.	520	536	557	574	591	608	626	651	670	690	711	732	761	783	807	830	855
Аренда непроизводственных объектов	тыс. руб.	5 968	6 145	6 391	6 580	6 774	6 975	7 181	7 469	7 690	7 917	8 152	8 393	8 729	8 987	9 253	9 527	9 809
Прочие операционные расходы	тыс. руб.	13 739	14 145	14 711	15 147	15 595	16 057	16 532	17 193	17 702	18 226	18 766	19 321	20 094	20 689	21 301	21 932	22 581
Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	75 771	91 029	86 675	100 773	95 758	112 988	115 306	118 549	121 063	123 667	126 386	129 202	133 074	136 093	139 217	142 451	145 799
Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	2 685	2 855	3 990	4 062	5 575	9 120	8 857	8 600	8 348	8 101	7 882	7 669	7 438	7 210	6 989	6 775	6 569
Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс. руб.	41	105	1 130	1 087	2 481	5 903	5 512	5 120	4 729	4 338	3 968	3 598	3 204	2 807	2 410	2 013	1 616
налог на имущество	тыс. руб.	2 431	2 528	2 629	2 734	2 843	2 957	3 075	3 198	3 326	3 459	3 598	3 742	3 891	4 047	4 209	4 377	4 552
транспортный налог	тыс. руб.	205	213	222	231	240	249	259	270	280	292	303	316	328	341	355	369	384
прочие расходы	тыс. руб.	67 232	69 222	71 991	74 122	76 316	78 575	80 901	84 137	86 628	89 192	91 832	94 550	98 332	101 243	104 239	107 325	110 502
расходы на обязательное страхование	тыс. руб.	307	637	3 873	3 939	6 914	18 095	18 095	18 095	18 095	18 095	18 095	18 095	18 095	18 095	18 095	18 095	18 095
Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	2 431	2 528	2 629	2 734	2 843	2 957	3 075	3 198	3 326	3 459	3 598	3 742	3 891	4 047	4 209	4 377	4 552
Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	205	213	222	231	240	249	259	270	280	292	303	316	328	341	355	369	384
Услуги банков	тыс. руб.	831	831	831	831	831	831	831	831	831	831	831	831	831	831	831	831	831
Налог на прибыль	тыс. руб.	0	12 134	329	11 932	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расчетная предпринимательская прибыль	тыс. руб.	19 835	19 757	20 164	21 348	21 591	22 961	23 600	24 478	25 165	25 873	26 605	27 360	28 391	29 200	30 035	30 895	31 783
Нормативная прибыль	тыс. руб.	0	48 536	1 646	59 662	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Корректировка необходимой валовой выручки	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Необходимая валовая выручка с инвестиционной составляющей	тыс. руб.	1 029 167	1 130 193	1 117 624	1 227 293	1 200 602	624 524	647 865	676 887	702 656	729 673	758 029	787 775	824 299	857 195	891 737	928 019	966 141
Среднегодовой тариф на тепловую энергию по рассматриваемому сценарию	руб./Гкал	17 025,48	18 696,75	18 488,83	20 303,07	19 861,53	10 331,49	10 717,61	11 197,72	11 624,03	12 070,96	12 540,05	13 032,14	13 636,36	14 180,56	14 751,98	15 352,19	15 982,84
Изменение существующего тарифа с учетом индексации	руб./Гкал	17 025,48	18 574,80	19 484,97	20 439,73	21 441,28	22 491,90	23 594,00	24 750,11	25 962,87	27 235,05	28 569,57	29 969,48	31 437,98	32 978,44	34 594,38	36 289,50	38 067,69
Рост тарифа год к году	х	-	1,10	0,99	1,10	0,98	0,52	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04

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 в 2011 году Агентством по прогнозированию балансов в электроэнергетике Минэнерго РФ в работе "Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 года".

Территория города, входящая в состав ОЭС Северо-Запада, включена в Схему и программу развития Единой энергетической системы России на 2025-2030 годы, утверждённую приказом Министерства энергетики РФ от 29.11.2024 г. №2328.

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.

В рамках разработки проекта планировки территории перспективной застройки многоквартирных домов по ул.Шабалина (земельный участок с кадастровым номером 51:20:0001308), было установлено, что обеспечение теплоснабжения от источника централизованного теплоснабжения Южной котельной (наиболее близко

расположенной к участку планируемой застройки) невозможно ввиду отсутствия резерва пропускной способности тепловых сетей, обеспечивающих передачу необходимого объема тепловой энергии (теплоносителя), и отсутствия резерва тепловой мощности на самом источнике. Таким образом, проектом планировки территории теплоснабжение указанной застройки было решено предусмотреть посредством строительства районной газодизельной блочно-модульной котельной мощностью 26 МВт (служебное письмо № 21-02/2975-АИ от 06.06.2025 от Минэнерго и ЖКХ Мурманской области).

Ввод БМК предусмотрен поэтапный, ориентировочный срок ввода в эксплуатацию – конец 2027 года. Предварительная стоимость реализации проекта – 500 млн.руб. (будет установлена по результатам проведения ПИР).

Основным видом топлива на котельной предусмотрено дизельное топливо, в дальнейшем (при реализации мероприятий по газификации) возможен переход работы источника на природный газ.

Баланс мощности и технико-экономические показатели работы источника представлены в таблицах ниже.

Таблица 28 – Баланс мощности и тепловой нагрузки новой БМК (в районе ул. Шабалина) (сценарий 1)

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Установленная мощность, Гкал/ч	-	-	11,2	11,2	16,8	16,8	22,4	22,4
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	-	-	11,2	11,2	16,8	16,8	22,4	22,4
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	-	-	0,11	0,11	0,14	0,22	0,28	0,34
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	-	-	11,1	11,1	16,7	16,6	22,1	22,1
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	-	-	0,35	0,35	0,45	0,69	0,89	1,08
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	-	-	5,05	5,05	6,36	9,85	12,75	15,37
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	-	-	5,4	5,4	6,8	10,5	13,6	16,4
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	-	-	5,5	5,5	11,1	11,0	16,5	16,5
Резерв ("+")/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	-	-	0,09	0,09	4,26	0,45	2,88	0,02
	-	-	1,57	1,57	38,48	4,05	17,43	0,11

Таблица 29 – Технико-экономические показатели работы новой БМК (в районе ул. Шабалина) для Сценария 1

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Нагрузка источника	Гкал/ч	-	-	5,05	5,05	6,36	9,85	12,75	15,37
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	-	-	0,11	0,11	0,14	0,22	0,28	0,34
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	-	-	0,35	0,35	0,45	0,69	0,89	1,08
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	-	-	28,1	28,1	35,3	54,7	70,8	85,4
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	-	-	0,86	0,86	1,08	1,68	2,17	2,63
Хозяйственные нужды источника	тыс. Гкал	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	-	-	27,2	27,2	34,2	53,0	68,6	82,8
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	-	-	1,8	1,8	2,2	3,5	4,5	5,4
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	-	-	25,4	25,4	32,0	49,6	64,1	77,3
Структура топливного баланса	%	-	-	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Мазут	%	-	-	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии		-	-						
ДТ	кгу.т/Гкал	-	-	155,28	155,3	155,3	155,3	155,3	155,28
Расход условного топлива		-	-						
ДТ	тыс. тут.	-	-	4,356	4,356	5,486	8,496	10,996	13,259
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии		-	-						
ДТ	кгу.т/Гкал	-	-	160,20	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2
Переводной коэффициент		-	-						
ДТ	тут/тнт	-	-	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450
Расход натурального топлива		-	-						
ДТ	тыс. т	-	-	3,004	3,004	3,783	5,859	7,583	9,144

Таблица 30 – Баланс мощности и тепловой нагрузки новой БМК (в районе ул. Шабалина) (сценарий 2)

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Нагрузка источника	Гкал/ч	-	-	5,05	5,05	6,36	9,85	12,75	15,37
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	-	-	0,11	0,11	0,14	0,22	0,28	0,34
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	-	-	0,35	0,35	0,45	0,69	0,89	1,08
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	-	-	28,1	28,1	35,3	54,7	70,8	85,4
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	-	-	0,86	0,86	1,08	1,68	2,17	2,63
Хозяйственные нужды источника	тыс. Гкал	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	-	-	27,2	27,2	34,2	53,0	68,6	82,8
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	-	-	1,8	1,8	2,2	3,5	4,5	5,4
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	-	-	25,4	25,4	32,0	49,6	64,1	77,3
Структура топливного баланса	%	-	-						
Мазут	%	-	-	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии		-	-						
ДТ	кгу.т/Гкал	-	-	155,28	155,3	155,3	155,3	155,3	155,28
Расход условного топлива		-	-						
ДТ	тыс. тут.	-	-	4,356	4,356	5,486	8,496	10,996	13,259
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии		-	-						
ДТ	кгу.т/Гкал	-	-	160,20	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2
Переводной коэффициент		-	-						
ДТ	тут/тнт	-	-	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450
Расход натурального топлива		-	-						
ДТ	тыс. т	-	-	3,004	3,004	3,783	5,859	7,583	9,144

Таблица 31 – Технико-экономические показатели работы новой БМК (в районе ул. Шабалина) для Сценария 2

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Нагрузка источника	Гкал/ч	-	-	5,05	5,05	6,36	9,85	12,75	15,37	15,37
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	-	-	0,11	0,11	0,14	0,22	0,28	0,34	0,34
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	-	-	0,35	0,35	0,45	0,69	0,89	1,08	1,08
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	-	-	28,1	28,1	35,3	54,7	70,8	85,4	85,4
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	-	-	0,86	0,86	1,08	1,68	2,17	2,63	2,63
Хозяйственные нужды источника	тыс. Гкал	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	-	-	27,2	27,2	34,2	53,0	68,6	82,8	82,8
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	-	-	1,8	1,8	2,2	3,5	4,5	5,4	5,4
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	-	-	25,4	25,4	32,0	49,6	64,1	77,3	77,3
Структура топливного баланса		-	-							
ДТ	%	-	-	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
Природный газ	%	-	-							100%
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии		-	-							
ДТ	кгу.т/Гкал	-	-	155,28	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3	
Природный газ	кгу.т/Гкал	-	-							154,0
Расход условного топлива		-	-							
ДТ	тыс. тут.	-	-	4,356	4,356	5,486	8,496	10,996	13,259	
Природный газ	тыс. тут.	-	-							13,150
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии		-	-							
ДТ	кгу.т/Гкал	-	-	160,20	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	
Природный газ	кгу.т/Гкал	-	-							158,88
Переводной коэффициент		-	-							
ДТ	тут/тнт	-	-	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	
Природный газ	тут/тнт	-	-							1,143
Расход натурального топлива		-	-							
ДТ	тыс. т	-	-	3,004	3,004	3,783	5,859	7,583	9,144	
Природный газ	млн. м3	-	-							11,506

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 32.

Таблица 32 – Удельные расходы условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, кг у.т/Гкал

Наименование источника	2021	2022	2023	2024	2025
Мурманская ТЭЦ	181,26	180,50	181,3	180,8	180,7
Южная котельная	169,55	169,56	169,58	169,55	169,7
Восточная котельная	171,72	172,72	172,778	172,498	171,10

Как видно из таблицы 32, удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии от Мурманской ТЭЦ незначительно выше, чем на ближайших котельных.

В таблице 33 приведены данные о расходе топлива по источникам АО «Мурманская ТЭЦ» за 2025 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 6,6 % 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 33, удельные расходы тепловой энергии на собственные нужды для Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных составляют 12,3%, 7,26% и 11,33% соответственно.

Таблица 33 – Показатели работы источников АО «Мурманская ТЭЦ» за 2025 г.

Наименование	Мурманская ТЭЦ	Южная котельная	Восточная котельная
Расход топлива, тыс.т.	87,754	104,842	61,645
Выработка тепловой энергии, тыс.Гкал	746,920	883,566	518,712
Собственные нужды, тыс.Гкал	90,593	64,121	41,568
Собственные нужды, %	12,300	7,257	8,26
В том числе, расход тепловой энергии на выработку электрической энергии, тыс.Гкал	15,078	-	-
Отпуск тепловой энергии в сеть, тыс.Гкал	656,327	819,445	475,874
Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	180,697	169,701	171,101
Выработка электрической энергии по теплофикационному циклу, млн кВт-ч	12,962	-	-

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

Мероприятия по реконструкции Мурманской ТЭЦ

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

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

2026 гг. - Реконструкция питательной установки КТЦ, реконструкция редуционно-охладительной установки КТЦ;

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

2030 – 2031 гг. – замена паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные котлы КВ-ГМ-69,8-150 ст. №11 и ст.№12. Проектные работы по замене парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №13;

2032 год – замена парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №13.

В целях устранения дефицита тепловой мощности, помимо модернизации оборудования источника, может быть рассмотрено (при целесообразности его реализации) переключение части нагрузки потребителей Мурманской ТЭЦ на Восточную котельную: переключение нагрузки требует реконструкции тепловых пунктов потребителей для отладки гидравлического режима. Однако, на данный момент законодательно не определен правовой порядок выполнения таких мероприятий (мероприятие требует согласия собственников и источника финансирования). Поэтому, мероприятия по переключению были 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 34.

Таблица 34 – Существующий и перспективный состав оборудования Мурманской ТЭЦ

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Турбины						
3	Р-6-35-6	1962	6 МВт/33 Гкал/ч	Р-6-35-6	1962	6 МВт/33 Гкал/ч
4	ПР-6-35-10/1,2	1963	6 МВт/41 Гкал/ч	ПР-6-35-10/1,2	1963	6 МВт/41 Гкал/ч
Энергетические котлы						
4	ТП-35 У	1960	35 т/ч	-	-	-
5	БМ-35	1962	40 т/ч	БМ-35 Р	1962	40 т/ч
6	БМ-35	1963	40 т/ч	БМ-35 Р	1963	40 т/ч
7	ГМ-50	1964	50 т/ч	ГМ-50	1964	50 т/ч
Паровые котлы						
1	ТП-30 Р	1958	30 т/ч	-	-	-
2	ТП-30 У	1957	30 т/ч	-	-	-
3	ТП-30 Р	1954	30 т/ч	-	-	-
Водогрейные котлы						
8	ПТВМ-50	1965	45,0 Гкал/ч	ПТВМ-50	2018	45 Гкал/ч
9	ПТВМ-50	1966	45,0 Гкал/ч	ПТВМ-50	2019	45 Гкал/ч
10	ПТВМ-100	1970	86,0 Гкал/ч	ПТВМ-100	2016	86 Гкал/ч
-	-	-	-	Котел ст.№1	2030	60 Гкал/ч
-	-	-	-	Котел ст.№2	2031	60 Гкал/ч
				Котел ст.№3	2032	60 Гкал/ч
Располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч			286	-		442
Установленная электрическая мощность источника, МВт			12	-		12



Рисунок 5. Баланс тепловой мощности Мурманской ТЭЦ на период действия схемы теплоснабжения по сценарию 1 и 2

Капитальные затраты и технико-экономические показатели Мурманской ТЭЦ представлены в таблицах 35 - 37.

Таблица 35 – Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности Мурманской ТЭЦ по сценарию 1

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Мероприятие	-	-	-	-	Проектные работы по замене паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные	Замена паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №11	Установка 2ого водогрейного котла КВ-ГМ-69,8-150 ст. №12 Проектные работы по замене парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №13	Замена парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №13	-
Установленная мощность, Гкал/ч	286	286	286	286	286	322	382	442	442
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	286	286	286	286	286	322	382	442	442
Суммарная установленная тепловая мощность всех турбин, Гкал/ч	74	74	74	74	74	74	74	74	74
Суммарная установленная тепловая мощность всех пиковых водогрейных котлов, Гкал/ч	176	176	176	176	176	236	296	356	356
Суммарная установленная тепловая мощность прочего оборудования, Гкал/ч:	36	36	36	36	36	12	12	12	12
РОУ 21/6	24	24	24	24	24	-	-	-	-
РОУ 39/6	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	34,69	34,26	34,30	34,30	34,30	38,62	45,82	53,01	53,01
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	251,31	251,74	251,70	251,70	251,70	283,38	336,18	388,99	388,99
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	24,09	19,85	20,38	20,50	20,13	20,13	20,13	20,13	20,13
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	181,34	183,78	185,44	186,10	186,10	186,10	186,10	186,10	186,10

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	205,43	203,6	205,8	206,6	206,2	206,2	206,2	206,2	206,2
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	165,31	165,7	165,7	165,7	165,7	197,4	250,2	303,0	303,0
Резерв ("+")/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	-40,12	-37,89	-40,12	-40,91	-40,54	-8,86	43,95	96,75	96,75
	-24,27	-22,86	-24,21	-24,69	-24,47	-4,49	17,57	31,93	31,93
Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч	281,34	283,78	285,44	286,10	286,10	286,10	286,10	286,10	286,10
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника (договорная нагрузка), Гкал/ч	305,43	303,63	305,82	306,61	306,24	306,24	306,24	306,24	306,24
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла (договорная нагрузка), Гкал/ч	165,31	165,74	165,70	165,70	165,70	197,38	250,18	302,99	302,99
Резерв ("+")/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	-140,12	-137,89	-140,12	-140,91	-140,54	-108,86	-56,06	-3,25	-3,25
	-84,76	-83,20	-84,57	-85,04	-84,82	-55,15	-22,41	-1,07	-1,07

Таблица 36 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий по 1 сценарию, млн. руб. (без НДС)

№	Наименование мероприятия	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
1	Средний ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№ 1	6,44									6,44
2	Средний ремонт парового энергетического котла ГМ-50 ст.№ 7		8,87								8,87
3	Капитальный ремонт парового энергетического котла ТП-35 ст.№ 4	18,50									18,50
4	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 8	21,10									21,10
5	Текущий ремонт парового энергетического котла ГМ-50 ст №7	7,00									7,00
6	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст. № 3		17,84								17,84
7	Капитальный ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№ 5		15,04								15,04
8	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 9		32,00								32,00
9	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 10	19,00	10,00								29,00
10	Текущий ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№ 2		12,00								12,00
11	Текущий ремонт парового энергетического котла ТП-35 ст.№ 4		3,90								3,90
12	Приведение непроизводственных помещений к стандарту ТГК-1	5,00	4,16								9,16
13	Реконструкция РУСН-6кВ – 1 и 2 очередь			20,00							20,00
14	Реконструкция РУСН-0,4кВ – 1 и 2 очередь			20,00							20,00
15	Монтаж вакуумных выключателей 6 кВ Мурманская ТЭЦ	0,74	1,78	1,85							4,38
16	Модернизация инженерно - технических средств охраны Мурманской ТЭЦ	3,12									3,12
17	Модернизация системы пожарной сигнализации помещений Мурманской ТЭЦ	5,40	1,75	5,00							12,15
18	Модернизации электромеханических защит отходящих присоединений от ГРУ-6 кВ Мурманской ТЭЦ			7,20							7,20

№	Наименование мероприятия	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
19	Техническое перевооружение вспомогательного оборудования КТЦ	2,32									2,32
20	Реконструкция питательной установки КТЦ		41,88								41,88
21	Реконструкция редукционно-охладительной установки КТЦ			26,33							26,33
22	Технологическое перевооружение узла коммерческого учета тепловой энергии КТЦ			0,60	2,80	2,00					5,40
23	Техническое перевооружение каналов связи противоаварийной автоматики ПС 110/35/6 кВ Шмидта (ПС5) – Мурманская ТЭЦ и устройств передачи аварийных сигналов и команд на ПС 110/35/6 кВ №5 (устройство УПАСК – 2 компл.)			9,42							9,42
24	Приобретение спецтехники		27,46	12,71							40,17
	ИТОГО по Мурманской ТЭЦ	88,63	169,82	103,11	2,80	2,00	0,00	0,00	0,00	0,00	373,23

Таблица 37 – Техничко-экономические показатели работы Мурманской ТЭЦ по сценарию 1

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	181,3	183,8	185,4	186,1	186,10	186,1	186,1	186,1	186,1
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	164,2	166,3	167,8	168,12	168,12	168,1	168,1	168,1	168,1
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	17,2	17,5	17,6	18,0	17,99	18,0	18,0	18,0	18,0
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	34,7	34,3	34,3	34,3	34,30	38,6	45,8	53,0	53,0
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	24,1	19,8	20,4	20,5	20,13	20,1	20,1	20,1	20,1
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	746,9	787,56	769,6	769,63	769,63	781,2	800,6	820,0	820,0
Собственные +хоз.нужды источника	тыс. Гкал	90,6	94,3	92,3	92,31	92,31	103,9	123,3	142,7	142,7
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	656,3	693,2	677,3	677,32	677,32	677,3	677,3	677,3	677,3
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	36,5	24,2	24,3	24,32	24,32	24,3	24,3	24,3	24,3
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	619,9	669,0	653,000	653,002	653,004	653,0	653,0	653,0	653,0
Структура топливного баланса	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии										
Мазут	кг.т/Гкал	159,4	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов										
Мазут	кг.т/Гкал	180,70	181,33	181,31	181,31	181,31	184,1	188,6	193,2	193,2
Расход условного топлива										
Мазут	тыс. тут.	119,03	126,18	123,28	123,28	123,28	125,14	128,24	131,35	131,35
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии										
Мазут	кг.т/Гкал	181,35	182,02	182,01	182,01	182,01	184,76	189,34	193,92	193,92
Переводной коэффициент										
Мазут	тут/тнт	1,356	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370
Расход натурального топлива										
Мазут	тыс. т	87,75	92,10	89,99	89,99	89,99	91,34	93,61	95,87	95,87

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

Срок реализации - 2025-2030 гг., предварительная стоимость реализации 1,605 млрд.руб.

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

Таблица 38 – Существующий и перспективный состав оборудования Мурманской ТЭЦ

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Турбины						
3	Р-6-35-6	1962	6 МВт/33 Гкал/ч	Р-6-35-6	1962	6 МВт/33 Гкал/ч
4	ПР-6-35-10/1,2	1963	6 МВт/41 Гкал/ч	ПР-6-35-10/1,2	1963	6 МВт/41 Гкал/ч
Энергетические котлы						
4	ТП-35 У	1960	35 т/ч	-	-	-
5	БМ-35	1962	40 т/ч	БМ-35 Р	1962	40 т/ч
6	БМ-35	1963	40 т/ч	БМ-35 Р	1963	40 т/ч
7	ГМ-50	1964	50 т/ч	ГМ-50	1964	50 т/ч
Паровые котлы						
1	ТП-30 Р	1958	30 т/ч	-	-	-
2	ТП-30 У	1957	30 т/ч	-	-	-
3	ТП-30 Р	1954	30 т/ч	-	-	-
Водогрейные котлы						
8	ПТВМ-50	1965	45,0 Гкал/ч	ПТВМ-50	2018	45 Гкал/ч
9	ПТВМ-50	1966	45,0 Гкал/ч	ПТВМ-50	2019	45 Гкал/ч
10	ПТВМ-100	1970	86,0 Гкал/ч	ПТВМ-100	2016	86 Гкал/ч
-	-	-	-	Котел ст.№1	2030	60 Гкал/ч
-	-	-	-	Котел ст.№2	2031	60 Гкал/ч
				Котел ст.№3	2032	60 Гкал/ч
Располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч			286	-		442
Установленная электрическая мощность источника, МВт			12	-		12

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

Таблица 39 – Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности Мурманской ТЭЦ по сценарию 2

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Мероприятие	-	-	-	-	Проектные работы по замене паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные	Замена паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейный котел KB-ГМ-69,8-150 ст. №11	Установка 2ого водогрейного котла KB-ГМ-69,8-150 ст. №12 Проектные работы по замене парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел KB-ГМ-69,8-150 ст. №13	Замена парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел KB-ГМ-69,8-150 ст. №13	-
Установленная мощность, Гкал/ч	286	286	286	286	286	322	382	442	442
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	286	286	286	286	286	322	382	442	442
Суммарная установленная тепловая мощность всех турбин, Гкал/ч	74	74	74	74	74	74	74	74	74
Суммарная установленная тепловая мощность всех пиковых водогрейных котлов, Гкал/ч	176	176	176	176	176	236	296	356	356
Суммарная установленная тепловая мощность прочего оборудования, Гкал/ч:	36	36	36	36	36	12	12	12	12
РОУ 21/6	24	24	24	24	24	-	-	-	-
РОУ 39/6	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	34,69	34,26	34,30	34,30	34,30	38,62	19,10	22,10	22,10
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	251,31	251,74	251,70	251,70	251,70	283,38	362,90	419,90	419,90
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	24,09	19,85	20,38	20,50	20,13	20,13	20,13	20,13	20,13
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	181,34	183,78	185,44	186,10	186,10	186,10	186,10	186,10	186,10

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	205,4	203,6	205,8	206,6	206,2	206,2	206,2	206,2	206,2
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	165,3	165,7	165,7	165,7	165,7	197,4	276,9	333,9	333,9
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	-40,12	-37,89	-40,12	-40,91	-40,54	-8,86	70,66	127,66	127,66
	-24,27	-22,86	-24,21	-24,69	-24,47	-4,49	25,52	38,23	38,23
Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч	281,34	283,78	285,44	286,10	286,10	286,10	286,10	286,10	286,10
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника (договорная нагрузка), Гкал/ч	305,43	303,63	305,82	306,61	306,24	306,24	306,24	306,24	306,24
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла (договорная нагрузка), Гкал/ч	165,31	165,74	165,70	165,70	165,70	197,38	276,90	333,90	333,90
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	-140,12	-137,89	-140,12	-140,91	-140,54	-108,86	-29,34	27,66	27,66
	-84,76	-83,20	-84,57	-85,04	-84,82	-55,15	-10,60	8,28	8,28

Таблица 40 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий по Сценарию 2, млн. руб. (без НДС)

№	Наименование мероприятия	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
1	Средний ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№ 1	6,44									6,44
2	Средний ремонт парового энергетического котла ГМ-50 ст.№ 7		8,87								8,87
3	Капитальный ремонт парового энергетического котла ТП-35 ст.№ 4	18,50									18,50
4	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 8	21,10									21,10
5	Текущий ремонт парового энергетического котла ГМ-50 ст.№ 7	7,00									7,00
6	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст. № 3		17,84								17,84
7	Капитальный ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№ 5		15,04								15,04
8	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 9		32,00								32,00
9	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 10	19,00	10,00								29,00
10	Текущий ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№ 2		12,00								12,00
11	Текущий ремонт парового энергетического котла ТП-35 ст.№ 4		3,90								3,90
12	Приведение непроизводственных помещений к стандарту ТГК-1	5,00	4,16								9,16
13	Реконструкция РУСН-6кВ – 1 и 2 очередь			20,00							20,00
14	Реконструкция РУСН-0,4кВ – 1 и 2 очередь			20,00							20,00
15	Монтаж вакуумных выключателей 6 кВ Мурманская ТЭЦ	0,74	1,78	1,85	0,00	0,00					4,38
16	Модернизация инженерно - технических средств охраны Мурманской ТЭЦ	3,12									3,12
17	Модернизация системы пожарной сигнализации помещений Мурманской ТЭЦ	5,40	1,75	5,00							12,15
18	Модернизации электромеханических защит отходящих присоединений от ГРУ-6 кВ Мурманской ТЭЦ			7,20							7,20
19	Реконструкция Мурманской ТЭЦ с переводом ее на сжигание природного газа	1,00	32,80	32,80	512,93	512,93	512,93				1605,40
20	Техническое перевооружение вспомогательного оборудования КТЦ	2,32									2,32
21	Реконструкция питательной установки КТЦ		41,88								41,88
22	Реконструкция редукционно-охладительной установки КТЦ			26,33							26,33
23	Технологическое перевооружение узла коммерческого учета тепловой энергии КТЦ			0,60	2,80	2,00					5,40
24	Техническое перевооружение каналов связи противоаварийной автоматики ПС 110/35/6 кВ Шмидта (ПС5) – Мурманская ТЭЦ и устройств передачи аварийных сигналов и команд на ПС 110/35/6 кВ №5 (устройство УПАСК – 2 компл.)			9,42							9,42
25	Приобретение спецтехники		27,46	12,71							40,17
	ИТОГО по Мурманской ТЭЦ	89,63	209,48	135,92	515,73	514,93	512,93	0,0	0,0	0,0	1978,63

Таблица 41 – Техничко-экономические показатели работы Мурманской ТЭЦ по сценарию 2

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	181,3	183,8	185,4	186,1	186,10	186,1	186,1	186,1	186,1	186,1
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	164,2	166,3	167,8	168,1	168,12	168,1	168,1	168,1	168,1	168,1
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	17,2	17,5	17,6	18,0	17,99	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	34,7	34,3	34,3	34,3	34,30	38,6	19,1	22,1	22,1	22,1
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	24,1	19,8	20,4	20,5	20,13	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	746,9	787,6	769,6	769,6	769,6	781,5	729,0	737,0	737,0	737,0
Собственные +хоз.нужды источника	тыс. Гкал	90,6	94,3	92,3	92,3	92,3	103,9	51,4	59,5	59,5	59,5
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	656,3	693,2	677,3	677,3	677,3	677,6	677,6	677,6	677,6	677,6
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	36,5	24,2	24,3	24,3	24,3	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	619,9	669,0	653,0	653,002	653,004	653,0	653,0	653,0	653,0	653,0
Структура топливного баланса											
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%				
Природный газ	%							100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии		159,4	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	313,5	311,9	151,7	151,7
Мазут	кгу.т/Гкал	159,4	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2		
Природный газ								153,4	151,7	151,7	151,7
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов											
Мазут	кгу.т/Гкал	180,70	181,33	181,31	181,31	181,3	184,0	0,0	0,0		
Природный газ	кгу.т/Гкал									164,4	164,4
Расход условного топлива											
Мазут	тыс. тут.	119,028	126,179	123,280	123,281	123,281	125,18				
Природный газ	тыс. тут.							111,8	111,8	111,8	111,8
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии											
Мазут	кгу.т/Гкал	181,355	182,019	182,012	182,012	182,012	184,8	0,0	0,0		
Природный газ	кгу.т/Гкал							165,0	165,0	165,0	165,0
Переводной коэффициент											
Мазут	тут/тнт	1,356	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370				
Природный газ	тут/тнт							1,143	1,143	1,143	1,143
Расход натурального топлива		87,75	92,10	89,99	89,99	89,99	91,37	97,82	97,82	97,8	97,8
Мазут	тыс. т	87,75	92,10	89,99	89,99	89,99	91,37				
Природный газ	млн. м³							97,8	97,8	97,8	97,8

Мероприятия для Восточной котельной

На котельной установлены три паровых котла ГМ-50-14/250 и три водогрейных котла КВГМ-100. Подключенная договорная нагрузка котельной составляет 166,66 Гкал/ч. С учетом нового строительства, нагрузка котельной на рассматриваемую перспективу для сценария 1 составит 187,91 Гкал/ч. Состав оборудования на рассматриваемую перспективу является оптимальным для сценария 1 и 2, в рамках которого на ближайший период предусматривается проведение необходимого вида ремонта существующих котлов без смены используемого топлива:

2026 год

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

2027 год

- Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 2;

2033 – 2042 год

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

2033 – 2042 год

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

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

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

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

- реконструкция насосной станции №7 с увеличением ее производительности;

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

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

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

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

Отличие балансов тепловой мощности Восточной котельной по 1 и 2 сценариям состоит лишь в возможном присоединении к источнику после 2027 года перспективных потребителей комплексной жилой застройки в р-не Больничного городка. По 2-ому сценарию, данные потребители будут обеспечиваться тепловой энергией от индивидуальных электрических теплогенераторов.

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

Срок реализации - 2025-2030 гг., предварительная стоимость реализации – 975,0 млн.руб.

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

Таблица 42 – Существующий и перспективный состав оборудования Восточной котельной для сценария 1 и 2

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



Рисунок 6. Баланс тепловой мощности Восточной котельной для Сценария 1 и 2

Таблица 43 – Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности котельной Восточная по Сценарию 1

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Мероприятие		Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№3 и водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 4							Реконструкция сетевой установки, установка дополнительного парового котла производительностью 20 т/ч (для работы в летнем режиме)
Установленная мощность, Гкал/ч	390,00	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Располагаемая мощность, Гкал/ч	390,00	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Собственные нужды, Гкал/ч	32,21	32,21	32,21	32,21	32,21	32,21	32,21	32,21	32,21
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	357,79	357,8	357,8	357,8	357,8	357,8	357,8	357,8	357,8
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	16,32	14,69	14,97	14,97	14,97	14,97	14,97	14,97	14,97
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	127,73	127,95	129,20	129,20	149,20	149,20	149,20	149,20	149,20
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	144,05	142,6	144,2	144,2	164,2	164,2	164,2	164,2	164,2
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	257,79	257,8	257,8	257,8	257,8	257,8	257,8	257,8	257,8
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	113,74	115,15	113,63	113,63	93,63	93,63	93,63	93,63	93,63
	44,12	44,67	44,08	44,08	36,32	36,32	36,32	36,32	36,32
Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч	166,44	166,66	167,91	167,91	187,91	187,91	187,91	187,91	187,91
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника (договорная нагрузка), Гкал/ч	182,76	181,35	182,88	182,88	202,88	202,88	202,88	202,88	202,88
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла (договорная нагрузка), Гкал/ч	257,79	257,79	257,79	257,79	257,79	257,79	257,79	257,79	257,79
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	75,03	76,44	74,92	74,92	54,92	54,92	54,92	54,92	54,92
	29,10	29,65	29,06	29,06	21,30	21,30	21,30	21,30	21,30

Таблица 44 – Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности котельной Восточная по Сценарию 2

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Мероприятие		Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№3 и водогрейного котла КВГМ- 100 ст.№ 4	Реконструкция Восточной котельной с переводом ее на сжигание природного газа						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
Располагаемая мощность, Гкал/ч	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Собственные нужды, Гкал/ч	32,21	32,21	32,21	32,21	32,21	32,21	19,50	19,50	19,50
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	357,8	357,8	357,8	357,8	357,8	357,8	370,5	370,5	370,5
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	16,32	14,69	14,97	14,97	14,97	14,97	14,97	14,97	14,97
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	127,73	127,95	129,20	129,20	129,20	129,20	129,20	129,20	129,20
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	144,1	142,6	144,2	144,2	144,2	144,2	144,2	144,2	144,2
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	257,8	257,8	257,8	257,8	257,8	257,8	270,5	270,5	270,5
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	129,15	130,56	129,04	129,04	129,04	129,04	141,74	141,74	141,74
	50,10	50,65	50,05	50,05	50,05	50,05	52,40	52,40	52,40
Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч	166,44	166,66	167,91	167,91	167,91	167,91	167,91	167,91	167,91
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника (договорная нагрузка), Гкал/ч	182,76	181,35	182,88	182,88	182,88	182,88	182,88	182,88	182,88

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла (договорная нагрузка), Гкал/ч	257,79	257,79	257,79	257,79	257,79	257,79	270,50	270,50	270,50
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	75,03	76,44	74,92	74,92	74,92	74,92	87,62	87,62	87,62
	29,10	29,65	29,06	29,06	29,06	29,06	32,39	32,39	32,39

Таблица 45 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий по Сценария 1 для Восточной котельной, млн. руб. (без НДС)

№ п/п	Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
	Восточная котельная										
1	Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 2		8,27	28,00							36,27
2	Текущий ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 2	10,00									10,00
3	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 5	6,32									6,32
4	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 3		59,00								59,00
5	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 4		31,49								31,49
6	Приведение производственных помещений к стандарту ТГК-1 (насосная №7)			5,00	5,00						10,00
7	Модернизация инженерно - технических средств охраны Восточной котельной	3,21	1,68								4,89
8	Реконструкция сетевой установки (включающая замену внутриводостанционного сетевого коллектора с увеличением диаметра, замену сетевых подогревателей и монтажа дополнительного сетевого насоса), установка дополнительного парового котла производительностью 20 т/ч (для работы в летнем режиме).									200,00	200,00
9	Реконструкция схемы передачи тепловой энергии от Завода ТО ТБО на котельную									24,00	24,00
10	Строительство локальных очистных сооружений хозяйственно-бытовых сточных вод и техническое перевооружение очистных сооружений Восточной котельной									262,43	262,43
11	Строительство приемной железобетонной емкости для мазута V=250 м3 Восточной котельной									65,88	65,88
12	Дооборудование эстакад мазутослива Восточной котельной стационарными системами защиты от падения	8,36									8,36
13	Приобретение спецтехники	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	60,00	108,00
14	Монтаж автоматических выключателей ВА 53-43 на КЦ-2	0,57									0,57
15	Техническое перевооружение вспомогательного оборудования КЦ-2	1,70									1,70
	ИТОГО по Восточной котельной	36,17	106,43	39,00	11,00	6,00	6,00	6,00	6,00	612,31	828,91

Таблица 46 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий по Сценария 2 для Восточной котельной, млн. руб. (без НДС)

№ п/п	Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
	Восточная котельная										
1	Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 2		8,27	28,00							36,27
2	Текущий ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 2	10,00									10,00
3	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 5	6,32									6,32
4	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 3		18,79								18,79
5	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 4		59,00								59,00
6	Приведение производственных помещений к стандарту ТГК-1 (насосная №7)			5,00	5,00						10,00
7	Модернизация инженерно - технических средств охраны Восточной котельной	3,21	1,68								4,89
8	Реконструкция сетевой установки (включающая замену внутриванночного сетевого коллектора с увеличением диаметра, замену сетевых подогревателей и монтажа дополнительного сетевого насоса), установка дополнительного парового котла производительностью 20 т/ч (для работы в летнем режиме).									200,00	200,00
9	Реконструкция схемы передачи тепловой энергии от Завода ТО ТБО на котельную									24,00	24,00
10	Строительство локальных очистных сооружений хозяйственно-бытовых сточных вод и техническое перевооружение очистных сооружений Восточной котельной									262,43	262,43
11	Строительство приемной железобетонной емкости для мазута V=250 м3 Восточной котельной									65,88	65,88
12	Дооборудование эстакад мазутослива Восточной котельной стационарными системами защиты от падения	8,36									8,36
13	Реконструкция Восточной котельной с переводом ее на сжигание природного газа	1,00	44,91	44,91	585,00	149,59	149,59				975,00
14	Приобретение спецтехники		6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	60,00	102,00
15	Монтаж автоматических выключателей ВА 53-43 на КЦ-2	0,57									0,57
16	Техническое перевооружение вспомогательного оборудования КЦ-2	1,70									1,70
	ИТОГО по Восточной котельной	31,17	138,65	83,91	596,00	155,59	155,59	6,00	6,00	612,31	1785,21

Таблица 47 – Техничко-экономические показатели работы котельной Восточная для Сценария 1

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	127,7	128,0	129,2	129,2	149,2	149,2	149,2	149,2	149,2
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	113,2	113,5	114,6	114,6	126,6	126,6	126,6	126,6	126,6
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	14,5	14,5	14,6	14,6	22,6	22,6	22,6	22,6	22,6
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	32,2	32,2	32,2	32,2	32,2	32,2	32,2	32,2	32,2
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	16,3	14,7	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	518,712	559,915	553,947	553,947	553,95	655,98	655,98	655,98	656,0
Собственные + хоз.нужды источника	тыс. Гкал	42,84	49,40	46,44	46,44	46,44	46,44	46,44	46,44	46,4
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	475,87	510,51	507,51	507,51	507,51	609,54	609,54	609,54	609,5
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	24,08	20,51	20,51	20,51	20,51	20,51	20,51	20,51	20,5
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	451,79	490,00	487,00	487,00	487,00	589,03	589,03	589,03	589,0
Структура топливного баланса										
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии										
Мазут	кгу.т/Гкал	157,390	156,870	157,024	157,024	157,02	159,19	159,19	159,19	159,19
Удельный расход топлива на отпуск с коллекторов										
Мазут	кг у.т/Гкал	171,101	171,577	170,922	170,922	170,922	170,922	170,922	170,922	170,922
Расход условного топлива										
Мазут	тыс. тут.	81,640	87,834	86,983	86,983	86,983	104,42	104,42	104,42	104,42
Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии										
Мазут	кгу.т/Гкал	171,56	172,05	171,39	171,39	171,39	171,39	171,39	171,39	171,39
Переводной коэффициент										
Мазут	тут/тнт	1,32	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37
Расход натурального топлива										
Мазут	тыс. т	61,645	64,112	63,491	63,491	63,491	76,22	76,22	76,22	76,22

Таблица 48 – Техничко-экономические показатели работы котельной Восточная для Сценария 2

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	125,4	125,6	126,9	126,9	126,9	126,9	126,9	126,9	126,9
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	110,6	110,8	111,9	111,9	111,9	111,9	111,9	111,9	111,9
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	14,8	14,8	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	32,2	32,2	32,2	32,2	32,2	32,2	19,5	19,5	19,5
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	16,3	14,7	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	518,71	559,92	553,95	553,95	553,95	553,95	535,62	535,62	535,6
Собственные + хоз.нужды источника	тыс. Гкал	42,84	49,40	46,44	46,44	46,44	46,44	28,11	28,11	28,1
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	475,87	510,51	507,51	507,51	507,51	507,51	507,51	507,51	507,5
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	24,08	20,51	20,51	20,51	20,51	20,51	20,51	20,51	20,5
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	451,79	490,00	487,00	487,00	487,00	487,00	487,00	487,00	487,0
Структура топливного баланса										
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%			
Природный газ	%							100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии										
Мазут	кг у.т/Гкал	157,390	156,870	157,024	157,024	157,024	157,024			
Природный газ	кг у.т/Гкал							154,0	154,0	154,0
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов										
Мазут	кг у.т/Гкал	171,101	171,577	170,922	170,922	170,922	170,922			
Природный газ	кг у.т/Гкал							162,26	162,26	162,26
Расход условного топлива										
Мазут	тыс. тут.	81,640	87,834	86,983	86,983	86,983	86,983			
Природный газ	тыс. тут.							82,49	82,49	82,49
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии										
Мазут	кг у.т/Гкал	171,56	172,05	171,39	171,39	171,39	171,39			
Природный газ	кг у.т/Гкал							162,53	162,53	162,53
Переводной коэффициент										
Мазут	тут/тнт	1,32	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370			
Природный газ	тут/тнт							1,143	1,143	1,143
Расход натурального топлива										
Мазут	тыс. т	61,645	64,112	63,491	63,491	63,491	63,491			
Природный газ	млн.м³							72,18	72,18	72,18

Мероприятия для Южной котельной

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

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

2026 год

- Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№1;
- Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5;
- Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 8.

2027 год

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

2029-2032 год

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

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

Срок реализации 2025-2030 гг., предварительная стоимость реализации 1,762 млрд.руб.

Состав оборудования для сценариев 1 и 2 представлены в таблицах 49.

Капитальные затраты и технико-экономические показатели Южной котельной для рассматриваемых сценариев представлены в таблицах 52.

Таблица 49 – Существующий и перспективный состав оборудования Южной котельной для Сценария 1 и 2

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

Таблица 50 – Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности котельной Южная по Сценарию 1

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Мероприятие		Капитальный ремонт котла КВГМ-100 ст.№8	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 2		Ввод в эксплуатацию ВК-9,10 КВГМ-100 (с выводом из эксплуатации ВК- 4,5 ПТВМ-100)				
Установленная мощность, Гкал/ч	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	511,0	511,0	511,0
Располагаемая мощность, Гкал/ч	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	511,0	511,0	511,0
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	33,46	33,69	33,69	33,68	33,68	33,68	37,34	37,34	37,34
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	427,54	427,31	427,31	427,32	427,32	427,32	473,66	473,66	473,66
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	26,66	26,02	27,05	27,05	27,69	28,18	28,61	28,61	28,61
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	219,79	224,73	229,40	229,40	232,82	235,45	237,70	237,70	237,70
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	246,45	250,75	256,45	256,45	260,51	263,63	266,31	266,31	266,31
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	327,54	327,31	327,31	327,32	327,32	327,32	373,66	373,66	373,66
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	81,10	76,56	70,87	70,87	66,81	63,69	107,36	107,36	107,36
	24,76	23,39	21,65	21,65	20,41	19,46	28,73	28,73	28,73
Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч	305,84	310,78	315,44	315,44	318,86	321,49	323,74	323,74	323,74
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника (договорная нагрузка), Гкал/ч	332,50	336,80	342,49	342,49	346,55	349,68	352,35	352,35	352,35
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла (договорная нагрузка), Гкал/ч	327,54	327,31	327,31	327,32	327,32	327,32	373,66	373,66	373,66
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	-4,95	-9,49	-15,18	-15,18	-19,24	-22,36	21,31	21,31	21,31
	-1,51	-2,90	-4,64	-4,64	-5,88	-6,83	5,70	5,70	5,70

Таблица 51 – Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности котельной Южная по Сценарию 2

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Мероприятие		Капитальный ремонт котла КВГМ-100 ст.№8	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 2		Ввод в эксплуатацию ВК-9,10 КВГМ-100 (с выводом из эксплуатации ВК- 4,5 ПТВМ-100)				
	Реконструкция Южной котельной с переводом ее на сжигание природного газа								
Установленная мощность, Гкал/ч	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	511,0	511,0	511,0
Располагаемая мощность, Гкал/ч	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	511,0	511,0	511,0
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	33,46	33,69	33,69	33,68	33,68	33,68	20,44	20,44	20,44
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	427,54	427,31	427,31	427,32	427,32	427,32	490,56	490,56	490,56
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	26,66	26,02	27,05	27,05	27,69	28,18	28,61	28,61	28,61
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	219,79	224,73	229,40	229,40	232,82	235,45	237,70	237,70	237,70
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	246,45	250,75	256,45	256,45	260,51	263,63	266,31	266,31	266,31
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	327,54	327,31	327,31	327,32	327,32	327,32	390,56	390,56	390,56
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	81,10	76,56	70,87	70,87	66,81	63,69	124,25	124,25	124,25
	24,76	23,39	21,65	21,65	20,41	19,46	31,81	31,81	31,81
Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч	305,84	310,78	315,44	315,44	318,86	321,49	323,74	323,74	323,74
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника (договорная нагрузка), Гкал/ч	332,50	336,80	342,49	342,49	346,55	349,68	352,35	352,35	352,35
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла (договорная нагрузка), Гкал/ч	327,54	327,31	327,31	327,32	327,32	327,32	390,56	390,56	390,56
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	-4,95	-9,49	-15,18	-15,18	-19,24	-22,36	38,21	38,21	38,21
	-1,51	-2,90	-4,64	-4,64	-5,88	-6,83	9,78	9,78	9,78

Таблица 52 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 1, млн. руб. (без НДС)

№	Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
Южная котельная											
1	Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 1		8,21								8,21
2	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5		21,04								21,04
3	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 3	9,24	6,58								15,82
4	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5	18,17									18,17
5	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 6	41,50	10,00								51,50
6	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 7	27,78									27,78
7	Текущий ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 8	7,00									7,00
8	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 2			13,82							13,82
9	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 6			32,93							32,93
10	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 8		29,40								29,40
11	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5		29,60								29,60
12	Реконструкция контура и ввод в эксплуатацию ВК-9,10 КВГМ-100 (с выводом из эксплуатации ВК- 4,5 ПТВМ-100).					24,50	108,50	108,50	108,50		350,00
13	Установка частотных преобразователей на вентиляторах котлов типа КВГМ-100 Котельного цеха №1				1,62	5,77	6,05				13,44
14	Монтаж резервного ввода электроснабжения насосной №8	1,05	0,20								1,25
15	Монтаж вакуумных выключателей 6 кВ	1,39	1,88	1,97	2,03						7,27
16	Модернизация инженерно - технических средств охраны котельного цеха №1	20,16									20,16
17	Техническое перевооружение вспомогательного оборудования ЦТЦ КЦ-1	3,89									3,89
18	Реконструкция кабельной линии (КЛ) 6 кВ от ЗРУ-6кВ ПС-4 ПО «СЭС» до Южной котельной АО «Мурманская ТЭЦ»			2,18	17,58						19,76
19	Приобретение спецтехники	0,99	6,00	6,00	6,00						18,99
	ИТОГО по Южной котельная	131,17	112,91	56,90	27,24	30,27	114,55	108,50	108,50	0,00	690,04

Таблица 53 – Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 2, млн. руб. (без НДС)

№	Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
Южная котельная											
1	Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 1		8,21								8,21
2	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5		21,04								21,04
3	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 3	9,24	6,58								15,82
4	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5	18,17									18,17
5	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 6	41,50	10,00								51,50
6	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 7	27,78									27,78
7	Текущий ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 8	7,00									7,00
8	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 2			13,82							13,82
9	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 6			32,93							32,93
10	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 8		29,40								29,40
11	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5		29,60								29,60
12	Реконструкция контура и ввод в эксплуатацию ВК-9,10 КВГМ-100 (с выводом из эксплуатации ВК- 4,5 ПТВМ-100).					24,50	108,50	108,50	108,50		350,00
13	Установка частотных преобразователей на вентиляторах котлов типа КВГМ-100 Котельного цеха №1				1,62	5,77	6,05				13,44
14	Монтаж резервного ввода электроснабжения насосной №8	1,05	0,20								1,25
15	Монтаж вакуумных выключателей 6 кВ	1,39	1,88	1,97	2,03						7,27
16	Модернизация инженерно - технических средств охраны котельного цеха №1	20,16									20,16
17	Реконструкция Южной котельной с переводом ее на сжигание природного газа		9,00	171,00	171,00	410,40	478,80	478,80	81,00		1800,00
18	Техническое перевооружение вспомогательного оборудования ЦТЩ КЦ-1	3,89									3,89
19	Реконструкция кабельной линии (КЛ) 6 кВ от ЗРУ-6кВ ПС-4 ПО «СЭС» до Южной котельной АО «Мурманская ТЭЦ»			2,18	17,58						19,76
20	Приобретение спецтехники	0,99	6,00	6,00	6,00						18,99
	ИТОГО по Южной котельная	131,17	121,91	227,90	198,24	440,67	593,35	587,30	189,50	0,00	2490,04

Таблица 54 – Техничко-экономические показатели работы Южной котельной для Сценария 1

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	219,8	224,7	229,4	229,4	232,8	235,4	237,7	237,7	237,7
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	193,3	197,2	200,5	200,5	202,8	204,6	206,2	206,2	206,2
Нагрузка ГВС	Гкал/ч	26,5	27,5	28,9	28,9	30,0	30,8	31,5	31,5	31,5
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	33,46	33,69	33,69	33,68	33,68	33,68	37,34	37,34	37,3
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	26,66	26,02	27,05	27,05	27,69	28,18	28,61	28,61	28,6
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	883,57	969,61	955,47	955,47	955,48	972,22	992,83	1002,54	1002,54
Собственные + хоз.нужды источника	тыс. Гкал	64,12	70,86	69,82	69,81	69,82	69,8	77,4	77,4	77,4
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	819,45	898,75	885,65	885,66	885,66	902,4	915,4	925,2	925,2
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	46,30	45,75	45,65	45,65	45,65	46,5	47,2	47,2	47,2
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	773,15	853,00	840,000	840,008	840,013	855,9	868,3	878,0	878,0
Структура топливного баланса	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии										
Мазут	кгу.т/Гкал	157,73	157,52	157,51	157,51	157,5	157,7	156,7	156,8	156,8
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов										
Мазут	кгу.т/Гкал	169,70	169,58	169,56	169,56	169,56	169,56	169,57	169,57	169,57
Расход условного топлива										
Мазут	тыс. тут.	139,366	152,731	150,492	150,493	150,494	153,34	155,55	157,20	157,20
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии										
Мазут	кгу.т/Гкал	170,07	169,94	169,92	169,92	169,92	169,92	169,92	169,92	169,92
Переводной коэффициент										
Мазут	тут/тнт	1,329	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37
Расход натурального топлива										
Мазут	тыс. т	104,84	111,48	109,85	109,85	109,85	111,93	113,54	114,75	114,75

Таблица 55 – Техничко-экономические показатели работы Южной котельной для Сценария 2

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	219,8	224,7	229,4	229,4	232,8	235,4	237,7	237,7	237,7
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	193,3	197,2	200,5	200,5	202,8	204,6	206,2	206,2	206,2
Нагрузка ГВС	Гкал/ч	26,5	27,5	28,9	28,9	30,0	30,8	31,5	31,5	31,5
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	33,46	33,69	33,69	33,68	33,68	33,68	20,44	20,44	20,4
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	26,66	26,02	27,05	27,05	27,69	28,18	28,61	28,61	28,6
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	883,57	969,61	955,47	955,47	955,48	972,22	957,81	967,52	967,52
Собственные + хоз.нужды источника	тыс. Гкал	64,12	70,86	69,82	69,81	69,82	69,8	42,4	42,4	42,4
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	898,75	885,65	885,66	885,66	902,4	915,4	925,2	925,2	898,75
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	45,75	45,65	45,65	45,65	46,5	47,2	47,2	47,2	45,75
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	853,00	840,00	840,01	840,01	855,9	868,3	878,0	878,0	853,00
Структура топливного баланса	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%	100%	100%
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%			
Природный газ	%							100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии										
Мазут	кгу.т/Гкал	162,56	157,52	157,51	157,51	157,5	157,7			
Природный газ	кгу.т/Гкал							154,0	154,0	154,0
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов										
Мазут	кгу.т/Гкал	174,90	169,58	169,56	169,56	169,56	169,6			
Природный газ	кгу.т/Гкал							160,8	160,7	160,7
Расход условного топлива										
Мазут	тыс. тут.	143,634	152,731	150,492	150,493	150,494	153,3			
Природный газ	тыс. тут.							147,5	149,0	149,0
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии										
Мазут	кгу.т/Гкал	175,28	169,94	169,92	169,92	169,92	169,92			
Природный газ	кгу.т/Гкал							161,1	161,1	161,1
Переводной коэффициент										
Мазут	тут/тнт	1,37	1,37	1,37	1,37	1,370	1,370			
Природный газ	тут/тнт							1,143	1,143	1,143
Расход натурального топлива										
Мазут	тыс. т	104,84	111,48	109,85	109,85	109,85	111,9			
Природный газ	млн.м³							129,1	130,4	130,4

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

Котельная «Северная»

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

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

Пар, вырабатываемый паровыми котлами, в основном используется:

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

Мероприятия, предусматриваемые Сценарием 1 для котельной «Северная»

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

- Замена водогрейного котла ПТВМ-30 ст. № 3 на водогрейный котел ТЕРМОТЕХНИК ТТ300 60МВт;
- Замена двух подогревателей сетевой воды ПСВ-315;
- Замена подпиточных насосов 14СД-9 ст. №1,2;
- Замена подпиточных насосов 200Д-60 ст. №6, 200Д-90 ст. №3,5;
- Замена сетевых насосов СЭ-1250 ст. №1-4;
- Замена сетевого насоса 14СД-9 ст. №5;
- Замена рециркуляционных насосов НКУ-250;

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

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

В 2025 году – выполнение проектно-сметной документации на установку и обвязку новых паровых котлов ДКВР-10/13.

Также к реализации планируются следующие мероприятия:

- реализация мероприятий по внедрению приборного парка учета ресурсов;
- реализация мероприятий по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности;
- реализация мероприятий по приведению железнодорожных путей на котельной "Северная" в нормативное состояние;
- проведение мероприятий по установлению зон с особыми условиями использования территории.

В 2026-2027 гг. - 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 2026-2028 гг. – 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 2029 году – ввод в работу водогрейных котлов 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 2030 году – выводится и демонтируется оставшийся паровой котел ГМ-50-14/250 ст. №14.

Еще одним из мероприятий, планируемых к реализации на территории котельной «Северная», является строительства складского помещения.

Необходимость строительства сухого холодного склада-ангара на территории источника обусловлена требованием обеспечения сохранности товарного вида и технико-эксплуатационных характеристик материально-технических ценностей (ТМЦ), включающих строительные материалы, 3D-секции заборов, древесину, химические реагенты и трубную арматуру, которые в настоящее время разгружаются и преимущественно размещаются на открытых площадках складского комплекса.

Организация хранения указанных ТМЦ в закрытом и сухом помещении позволит минимизировать риск их повреждения и негативного воздействия внешних природных факторов, таких как атмосферные осадки (дождь, снег, лёд), ветер, пыль и других неблагоприятных условий окружающей среды.

Мероприятия, предусматриваемые Сценарием 2 для котельной «Северная»

Помимо мероприятий по Сценарию 1, предусматривается проведение реконструкции котельной «Северная» с переводом на сжигание природного газа. Срок реализации 2026-2029 гг., предварительная стоимость реализации 1,42 млрд.руб.

В остальном, состав мероприятий соответствует сценарию 1.

Баланс тепловой мощности источника и подключенной нагрузки для котельной «Северная» на рассматриваемый период схемы теплоснабжения при реализации Сценария 1 представлен в таблице 57-58.

Капитальные затраты на реализацию предусмотренных мероприятий и состав мероприятий, необходимых для перехода на закрытую схему ГВС, при реализации Сценариев 1 и 2 непосредственно для котельной «Северная» представлены в таблицах 59 - 61.

Таблица 56 – Состав оборудования котельной «Северная» по Сценарию 1 и 2

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)	-	-	-

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
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	2026	8,5 Гкал/ч (10 т/ч)
				ДКВР-10/13	2026	8,5 Гкал/ч (10 т/ч)
				ДКВР-10/13	2029	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				ТТ300	2025	51,6 Гкал/ч
4	ПТВМ-30	1965	30 Гкал/ч	ПТВМ-30	1965	30 Гкал/ч
	-	-	-	Eurotherm 58	2029	50 Гкал/ч
	-	-	-	Eurotherm 58	2030	50 Гкал/ч
	-	-	-	Eurotherm 58	2030	50 Гкал/ч
Установлен ная тепловая мощность источника, Гкал/ч	337,7			317,1		

Таблица 57 – Планируемые мероприятия на котельной «Северная» и балансы мощность/нагрузка по сценарию 1

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Мероприятия	-	Замена водогрейного котла ПТВМ-30 ст. № 3 на водогрейный котел смешанного типа (водотрубно-газотрубный) ТЕРМОТЕХНИК ТТ300 60МВт (в рамках перехода на закрытую схему ГВС)-	Вывод из эксплуатации и последующий демонтаж паровых котлов 5хДКВР-25/13 (котловые ячейки №№4-8). Ввод двух котлов ДКВР-10/13 в котловых ячейках №№4, 5		Ввод в эксплуатацию котла Eurotherm-58. Вывод парового котла ГМ-50-14/250 ст. №11	Ввод двух водогрейных котлов Eurotherm-58. Вывод паровых котлов ГМ-50-14/250 ст. №№12,13.	Вывод и демонтаж оставшийся паровой котел ГМ-50-14/250 ст. №14		
		-	Капитальный ремонт 2 котлов ПТВМ-30. Вывод паровых котлов ГМ-50-14/250 ст. №№9-10						
Установленная мощность, Гкал/ч	337,7	337,7	389,3	321,6	278,6	298,6	347,1	317,1	317,1
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	337,7	337,7	389,3	321,6	278,6	298,6	347,1	317,1	317,1
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	13,46	13,72	13,72	13,72	13,72	13,72	13,72	13,72	13,72
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	324,24	323,98	375,58	307,88	264,88	284,88	333,38	303,38	303,38
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	17,60	17,94	17,94	17,94	17,94	17,94	17,94	17,94	17,94
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	154,92	157,89	157,89	157,89	157,89	157,89	157,89	157,89	157,89
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	172,5	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	294,2	294,0	324,0	256,3	213,3	233,3	281,8	251,8	251,8
Резерв ("+")/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	121,72	118,15	148,15	80,45	37,45	57,45	105,95	75,95	75,95
	41,37	40,19	45,73	31,39	17,56	24,63	37,60	30,16	30,16

Таблица 58 – Планируемые мероприятия на котельной «Северная» и балансы мощность/нагрузка по сценарию 2

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Мероприятия	-	Замена водогрейного котла ПТВМ-30 ст. № 3 на водогрейный котел смешанного типа (водотрубно-газотрубный) ТЕРМОТЕХНИК ТТ300 60МВт (в рамках перехода на закрытую схему ГВС)-	Вывод из эксплуатации и последующий демонтаж паровых котлов 5хДКВР-25/13 (котловые ячейки №№4-8). Ввод двух котлов ДКВР-10/13 в котловых ячейках №№4, 5		Ввод в эксплуатацию котла Eurotherm-58. Вывод парового котла ГМ-50-14/250 ст. №11	Ввод двух водогрейных котлов Eurotherm-58. Вывод паровых котлов ГМ-50-14/250 ст. №№12,13.	Вывод и демонтаж оставшийся паровой котел ГМ-50-14/250 ст. №14		
		-	Капитальный ремонт 2 котлов ПТВМ-30. Вывод паровых котлов ГМ-50-14/250 ст. №№9-10						
Реконструкции котельной «Северная» с переводом на сжигание природного газа									
Установленная мощность, Гкал/ч	337,7	337,7	389,3	321,6	278,6	298,6	347,1	317,1	317,1
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	337,7	337,7	389,3	321,6	278,6	298,6	347,1	317,1	317,1
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	13,46	13,72	13,72	13,72	13,72	7,33	7,33	7,33	7,33
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	324,24	323,98	375,58	307,88	264,88	291,27	339,77	309,77	309,77
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	17,60	17,94	17,94	17,94	17,94	17,94	17,94	17,94	17,94
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	154,92	157,89	157,89	157,89	157,89	157,89	157,89	157,89	157,89
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	172,5	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	294,2	294,0	324,0	256,3	213,3	239,67	288,2	258,2	258,2
Резерв ("+")/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	121,72	118,15	148,15	80,45	37,45	63,84	112,34	82,34	82,34
	41,37	40,19	45,73	31,39	17,56	26,64	38,98	31,89	31,89

Таблица 59 – Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 1 для котельной «Северная», млн. руб. (без НДС)

Наименование	2026	2027	2028	2029-2042	Всего
Установка двух паровых котлов ДКВР-10/13	24,0				24,00
Капитальный ремонт 2 котлов ПТВМ-30	50,0				50,00
Установка водогрейного котла Eurotherm-58	4,0	135,0			139,00
Установка двух водогрейных котлов Eurotherm-58		8,0	270,0		278,00
Установка парового котла ДКВР-10/13		3,0	12,0		15,00
Мероприятия по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности с целью обеспечения требований, установленных законодательством Российской Федерации, в т.ч. на котельных г.Мурманска и Мурманской области.	2,00	5			7,00
Мероприятия по приведению железнодорожных путей на котельной "Северная" в нормативное состояние	4,34				4,34
Оснащение центральной производственной химико-аналитической лаборатории АО "МЭС" оборудованием для обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия населения, соблюдения требований Федеральных законов от 30.03.1999 № 52-ФЗ и от 04.05.1999 № 96-ФЗ		3,569			3,57
Проведение мероприятий по установлению зон с особыми условиями использования территории, в т.ч. на котельных:	13,624	11,443	16,449		41,52
Приобретение сетевых насосных агрегатов на котельную "Северная"	52,808				52,81
Приобретение спецтехники, автотранспорта	12,818	145,447	179,273		337,54
Итого по источнику	163,59	311,46	477,72	0,00	952,77

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

Наименование	2026	2027	2028	2029	2030-2042	Всего
Установка двух паровых котлов ДКВР-10/13	24,0					24,00
Капитальный ремонт 2 котлов ПТВМ-30	50,0					50,00
Установка водогрейного котла Eurotherm-58	4,0	135,0				139,00
Установка двух водогрейных котлов Eurotherm-58		8,0	270,0			278,00
Установка парового котла ДКВР-10/13		3,0	12,0			15,00
Мероприятия по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности с целью обеспечения требований, установленных законодательством Российской Федерации, в т.ч. на котельных г.Мурманска и Мурманской области.	2,00	5				7,00
Мероприятия по приведению железнодорожных путей на котельной "Северная" в нормативное состояние	4,34	0				4,34
Оснащение центральной производственной химико-аналитической лаборатории АО "МЭС" оборудованием для обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия населения, соблюдения требований Федеральных законов от 30.03.1999 № 52-ФЗ и от 04.05.1999 № 96-ФЗ		3,569				3,57

Наименование	2026	2027	2028	2029	2030-2042	Всего
Проведение мероприятий по установлению зон с особыми условиями использования территории, в т.ч. на котельных:	13,624	11,443	16,449			41,52
Приобретение сетевых насосных агрегатов на котельную "Северная"	52,808					52,81
Приобретение спецтехники, автотранспорта	12,818	145,447	179,273			337,54
Реконструкции котельной «Северная» с переводом на сжигание природного газа	137,19	337,51	472,51	472,51		1419,72
Итого по источнику	300,79	648,96	950,23	472,51	0,0	2372,49

Таблица 61 – 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	Элетрооборудование
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	Элетрооборудование
7	ЦТП 175 кв.	Установка двух сетевых насосов	WILO CRONOBLOC BL 65/170-15/2	летний режим	Серийный электродвигатель с технологией IE3. Мощность 15кВт; напряжение 0,4кВ; ток номинальный 20,5А.
8		Замена сетевого насоса СН-3	НКУ -250	зимний режим	Серийный электродвигатель 5A200L4 Y2 IM 1081 IP 55. Мощность 45кВт; напряжение 0,4кВ; ток номинальный 87А.
9	ЦТП 171 кв.	Установка двух сетевых насосов	WILO CRONOBLOC BL 65/170-15/2	летний режим	Серийный электродвигатель с технологией IE3. Мощность 15кВт; напряжение 0,4кВ; ток номинальный 20,5А.
10	ЦТП 203 кв.	Установка двух сетевых насосов	WILO CRONOBLOC BL 50/170-11/2	летний режим	Серийный электродвигатель с технологией IE3. Мощность 11кВт; напряжение 0,4кВ; ток номинальный 20,5А.

11	ЦТП 207 кв.	Установка трех сетевых насосов	WILO CRONOBLOC BL 80/170-30/2		зимний режим	Серийный электродвигатель с технологией IE3. Мощность 30кВт; напряжение 0,4кВ; ток номинальный 52,2А.		
12	Элеваторный узел А. Невского	Установка водоподогревателя ГВС			зимний летний режим			
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 Подстаницкого	TK-62	магистральная	60	0,309	0,35	Подземная канальная	
21	TK-63 Подстаницкого	TK-62		63,5	0,309	0,35	Подземная канальная	
22	TK-63 Подстаницкого	TK-62		40	0,309	0,35	Подземная канальная	
23	TK-14 Подстаницкого	TK-60		129	0,309	0,35	Подземная канальная	
24	TK-60 Подстаницкого	TK-61		22	0,309	0,35	Подземная канальная	
25	TK-61 Подстаницкого	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	TK-67 Александрова	TK-68	магистральная	75	0,207	0,25	Подземная канальная	

Технико-экономические показатели работы котельной «Северная» при реализации Сценариев 1 и 2 представлены в таблице 62.

Таблица 62 – Техничко-экономические показатели работы котельной «Северная» для Сценария 1

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей,	Гкал/ч	154,9	157,9	159,1	160,8	160,8	160,8	160,8	160,8	160,8
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	138,9	140,7	141,5	142,5	142,5	142,5	142,5	142,5	142,5
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	16,0	17,2	17,6	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	13,5	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	17,6	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	610,4	629,1	631,5	631,5	639,2	639,2	639,2	639,2	639,2
Собственные и хоз. нужды источника	тыс. Гкал	48,8	48,8	48,8	48,8	48,8	48,8	48,8	48,8	48,8
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	561,6	580,3	582,7	582,7	590,4	590,4	590,4	590,4	590,4
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	57,3	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	504,3	521,9	524,3	524,3	532,0	532,0	532,0	532,0	532,0
Структура топливного баланса										
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии										
Мазут	кг.т/Гкал	163,0	162,1	162,2	162,2	162,3	162,3	162,3	162,3	162,3
Расход условного топлива										
Мазут	тыс. тут.	99,529	102,0	102,4	102,4	103,8	103,8	103,8	103,8	103,8
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии										
Мазут	кг.т/Гкал	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8
Переводной коэффициент										
Мазут	тут/тнт	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360
Расход натурального топлива										
Мазут	тыс. т	73,183	74,998	75,311	75,311	76,307	76,307	76,307	76,307	76,307

Таблица 63 – Техничко-экономические показатели работы котельной «Северная» для Сценария 2

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей,	Гкал/ч	154,9	157,9	159,1	160,8	160,8	160,8	160,8	160,8	160,8
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	138,9	140,7	141,5	142,5	142,5	142,5	142,5	142,5	142,5
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	16,0	17,2	17,6	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	13,5	13,7	13,7	13,7	13,7	7,3	7,3	7,3	7,3
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	17,6	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	610,4	629,1	631,5	631,5	639,2	639,2	639,2	639,2	639,2
Собственные +хоз.нужды источника	тыс. Гкал	48,8	48,8	48,8	48,8	48,8	48,8	48,8	48,8	48,8
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	561,6	580,3	582,7	582,7	590,4	590,4	590,4	590,4	590,4
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	57,3	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	504,3	521,9	524,3	524,3	532,0	532,0	532,0	532,0	532,0
Структура топливного баланса	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%				
Природный газ	%						100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии										
Мазут	кгу.т/Гкал	163,0	162,1	162,2	162,2	162,3				
Природный газ	кгу.т/Гкал						154,0	154,0	154,0	154,0
Расход условного топлива										
Мазут	тыс. тут.	99,5	102,0	102,4	102,4	103,8				
Природный газ	тыс. тут.						98,4	98,4	98,4	98,4
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии										
Мазут	кгу.т/Гкал	175,77	175,8	175,8	175,8	175,8				
Природный газ	кгу.т/Гкал						166,7	166,7	166,7	166,7
Переводной коэффициент										
Мазут	тут/тнт	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360				
Природный газ	тут/тнт						1,143	1,143	1,143	1,143
Расход натурального топлива										
Мазут	тыс. т	73,183	74,998	75,311	75,311	76,307				
Природный газ	тыс. м3						86,1	86,1	86,1	86,1

Котельная «Роста»

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

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

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

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

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

2025 – 2026 гг. – установка водогрейного котла мощностью 4 МВт (например, котел ООО «Энтророс» марки ТТ-100 или аналог).

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

Таблица 64 – Состав оборудования котельной «Роста»

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность, Гкал/ч	Марка	Год ввода	Производительность, Гкал/ч
Водогрейные котлы				Водогрейные котлы		
1	КВГМ-50	1988	50 Гкал/ч (на консервации)	КВГМ-50	1988	50 Гкал/ч (на консервации)
2	КВГМ-50	1988	50 Гкал/ч (на консервации)	КВГМ-50	1988	50 Гкал/ч (на консервации)
3	-	-	-	ТТ-100	2026	3,44
Паровые котлы				Паровые котлы		
3	ГМ-50-14/250	1978	30	ГМ-50-14/250	1978	30
4	ГМ-50-14/250	1978	30	ГМ-50-14/250	1978	30
5				ДКВР 10/13	2027	6,4

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

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

- в целях повышения энергоэффективности и надежности теплоснабжения, на котельной мкр. Роста планируется проведение технического перевооружения, состоящее из демонтажа парового котла марки «Комбайшен» YUX-23-3 № 2 с последующей установкой и вводом в эксплуатацию нового парового котла производительностью 10 т/ч;
- проектирование и техническое перевооружение сливноналивного комплекса котельной «Роста» с обустройством заправки мазутовозов;
- **2025 - 2026 гг.** – установка водогрейного котла мощностью 4 МВт (например, котел ООО «Энтророс» марки ТТ-100);
- **2026-2029 гг.** - Реконструкция котельной «Роста» с переводом ее на сжигание природного газа.

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

Таблица 65 – Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной «Роста» по сценарию 1

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Установленная мощность, Гкал/ч	60,0	63,4	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	60,0	63,4	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	57,4	60,9	67,3	67,3	67,3	67,3	67,3	67,3
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	24,74	24,74	24,74	24,74	24,74	24,74	24,74	24,74
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	35,2	38,7	45,1	45,1	45,1	45,1	45,1	45,1
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	6,16	9,60	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00
	17,49	24,83	35,51	35,51	35,51	35,51	35,51	35,51

Таблица 66 – Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной «Роста» по сценарию 2

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Установленная мощность, Гкал/ч	60,0	63,4	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	60,0	63,4	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	1,21	1,21	1,21
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	57,4	60,9	67,3	67,3	67,3	68,6	68,6	68,6
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	24,74	24,74	24,74	24,74	24,74	24,74	24,74	24,74
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	35,2	38,7	45,1	45,1	45,1	46,4	46,4	46,4
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	6,16	9,60	16,00	16,00	16,00	17,37	17,37	17,37
	17,49	24,83	35,51	35,51	35,51	37,42	37,42	37,42

Таблица 67 – Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 1 и Сценария 2 (до 2026 года) для котельной «Роста», млн. руб. (с НДС)

Наименование	2026	2027	2028-2042	Всего
Установка водогрейного котла мощностью 4 МВт	8,415			10,71
Техническое перевооружение котельной, включающее демонтаж парового котла марки «Комбайшен» YUX-23-3 № 2 с последующей установкой и вводом в эксплуатацию нового парового котла производительностью 10 т/ч	28,46			28,46
Проектирование и техническое перевооружение сливоналивного комплекса котельной «Роста» с обустройством заправки мазутовозов	38,44			38,44
Итого по источнику	75,31	0,0	0,0	75,31

Таблица 68 – Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 2 для котельной «Роста», млн. руб. (с НДС)

Наименование	2026	2027	2028	2029	2030-2042	Всего
Установка водогрейного котла мощностью 4 МВт	8,415					8,415
Техническое перевооружение котельной, включающее демонтаж парового котла марки «Комбайшен» YUX-23-3 № 2 с последующей установкой и вводом в эксплуатацию нового парового котла производительностью 10 т/ч	28,46					28,46
Проектирование и техническое перевооружение сливоналивного комплекса котельной «Роста» с обустройством заправки мазутовозов	38,44					38,44
Реконструкция котельной «Роста» с переводом ее на сжигание природного газа	21,10	105,51	147,71	147,71	0	422,03
Итого по источнику	96,415	105,51	147,71	147,71	0	497,345

Таблица 69 – Техничко-экономические показатели работы котельной «Роста» для Сценария 1

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей,	Гкал/ч	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	21,8	21,8	21,8	21,8	21,8	21,8	21,8	21,8	21,8
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	101,6	101,6	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	93,3	93,3	91,0	91,0	91,0	91,0	91,0	91,0	91,0
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	79,4	79,4	77,2	77,2	77,2	77,2	77,2	77,2	77,2
Структура топливного баланса										
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии										
Мазут	кгу.т/Гкал	163,7	163,7	163,4	163,4	163,4	163,4	163,4	163,4	163,4
Расход условного топлива										
Мазут	тыс. тут.	16,629	16,629	16,228	16,228	16,228	16,228	16,228	16,228	16,228
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии										
Мазут	кгу.т/Гкал	178,3	178,3	178,3	178,3	178,3	178,3	178,3	178,3	178,3
Переводной коэффициент										
Мазут	тут/тнт	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370
Расход натурального топлива										
Мазут	тыс. т	12,1	12,138	11,845	11,845	11,845	11,845	11,845	11,845	11,845

Таблица 70 – Техничко-экономические показатели работы котельной «Роста» для Сценария 2

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей,	Гкал/ч	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	21,8	21,8	21,8	21,8	21,8	21,8	21,8	21,8	21,8
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	1,2	1,2	1,2	1,2
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	101,6	101,6	99,3	99,3	99,3	96,3	96,3	96,3	96,3
Собственные и хозяйственные нужды источника	тыс. Гкал	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	5,3	5,3	5,3	5,3
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	93,3	93,3	91,0	91,0	91,0	91,0	91,0	91,0	91,0
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	79,4	79,4	77,2	77,2	77,2	77,2	77,2	77,2	77,2
Структура топливного баланса	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%				
Природный газ	%						100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии										
Мазут	кг.т/Гкал	163,7	163,717	163,387	163,387	163,387				
Природный газ	кг.т/Гкал						154,0	154,0	154,0	154,0
Расход условного топлива										
Мазут	тыс. т.т.	16,6	16,629	16,228	16,228	16,228				
Природный газ	тыс. т.т.						14,8	14,8	14,8	14,8
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии										
Мазут	кг.т/Гкал	178,3	178,288	178,288	178,288	178,288				
Природный газ	кг.т/Гкал						162,9	162,9	162,9	162,9
Переводной коэффициент										
Мазут	т.т./т.н.т.	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370				
Природный газ	т.т./т.н.т.						1,143	1,143	1,143	1,143
Расход натурального топлива										
Мазут	тыс. т	12,1	12,138	11,845	11,845	11,845				
Природный газ	млн. м3						12,98	12,98	12,98	12,98

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

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

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

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

В соответствии с концессионным соглашением предусматривается выполнение следующих мероприятий:

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

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

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

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

Реализация мероприятия по строительству и введению в эксплуатацию нового блока мощностью 0,9 МВт планируется в 2026 году. Срок действия концессионного соглашения – 25 лет (до 2048 года включительно).

Общий вид БМК и ее характеристики представлены на рисунке ниже.

Блочно-модульная транспортабельная котельная
БМТК PROTON 900A



БМТК PROTON-900A

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

Тепловая мощность номинальная - 900 кВт.

Количество теплоагрегатов - три

Основной вид топлива: пеллеты.

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

Схема теплоснабжения – двухконтурная с гидравлической развязкой

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

Рисунок 7. Блочно-модульная котельная мощностью 0,9 МВт, работающая на щепе (древесной пеллете)

Состав оборудования котельной на краткосрочную перспективу приведен в таблице 71.

Таблица 71 – Состав оборудования котельной

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Водогрейные котлы						
1	GTE 521	2006	1,02 Гкал/ч	GTE 521	2024	1,02 Гкал/ч
2	GTE 511	2005	0,52 Гкал/ч	GTE 511	2025	0,52 Гкал/ч
3	GTE 511	2005	0,52 Гкал/ч	GTE 511	2025	0,52 Гкал/ч
4	-	-	-	БМК 0,9МВт	2026	0,74 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч		2,06		Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч		2,834
Подключенная нагрузка, Гкал/ч		0,828		Подключенная нагрузка, Гкал/ч		0,84

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

Показатели работы котельной с учетом реализации предложенных мероприятий приведены в таблице 72.

Таблица 72 – Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» по сценарию 1 и 2

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Установленная мощность, Гкал/ч	2,06	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	2,06	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,03	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	2,03	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,22	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	0,97	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	1,01	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79
Резерв ("+")/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	0,03	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	3,35	55,95	55,95	55,95	55,95	55,95	55,95	55,95

Таблица 73 – Показатели работы котельной микрорайона Дровяное по сценарию 1 и 2

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,03	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,22	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	3,11	3,37	3,32	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	3,01	3,26	3,22	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,69	0,16	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	2,32	3,10	3,10	2,32	2,32	2,32	2,32	2,32	2,32
Структура топливного баланса										
Дизель	%	100,0%	50,0%							
Щепа (древесная пеллета)	%		50,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии										
Дизель	кгу.т/Гкал	149,51	149,51							
Щепа (древесная пеллета)	кгу.т/Гкал	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57
Расход условного топлива		0,47	0,55	0,59	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
Дизель	тыс. тут.	0,47	0,25							
Щепа (древесная пеллета)	тыс. тут.		0,30	0,59	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии										
Дизель	кгу.т/Гкал	154,74	154,7							
Щепа (древесная пеллета)	кгу.т/Гкал		184,3	184,4	186,3	186,3	186,3	186,3	186,3	186,3
Переводной коэффициент										
Дизель	тут/тнт	1,45	1,45							
Щепа (древесная пеллета)	тут/тнт		0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Расход натурального топлива										
Дизель	тыс. т	0,32	0,17							
Щепа (древесная пеллета)	тыс.т		0,83	1,65	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26

Угольная котельная Дровяное

Основной причиной высокой себестоимости от угольной котельной района Дровяное являются расходы на оплату труда персонала. Так Фонд оплаты труда и социальные отчисления на 2024 год составят 10,1 млн. рублей, что соответствует 37% НВВ котельной и в 2,5 раза выше, чем на аналогичной дизельной котельной. Численность персонала данной котельной составляет 17 человек, что объясняется отсутствием какой-либо автоматизации. На угольной котельной в 2008-2011 году были установлены водогрейные котлы типа КВ. Подача топлива в данных котлах осуществляется ручным забросом топлива в топку с периодичностью 1,5-3 часа. Подача топлива в данных котлах осуществляется немеханизированным (ручным) забросом топлива в топку с периодичностью 1,5-3 часа.

Режим и объем подачи топлива, помимо прочего (температурных параметров), зависит от качества угля и его крупности (размеру кусков, фракции). На угольной котельной в качестве основного топлива используется каменный уголь марки ДПК 50-300 мм. Ввиду отсутствия на котельной дробилки, уголь в топку подается разной фракции и, соответственно, имеет разные параметры при горении. Оператор котельной, осуществляющий подачу топлива (заброс угля в топку), не имеет возможности контролировать КПД горения, ввиду того, что для этого необходимы специальные контрольно-измерительные приборы (датчики температуры уходящих дымовых газов и датчик кислорода), которые на котельной не установлены. По этой причине, регулирование оператором котельной степени открытия/закрытия шиберов на дымоходе не представляется возможным, т.к. основным условием стабильной работы котельной является недопущение прекращения процесса горения в топке. Условная циклическая зависимость КПД таких котлов представлена на рисунке 8.

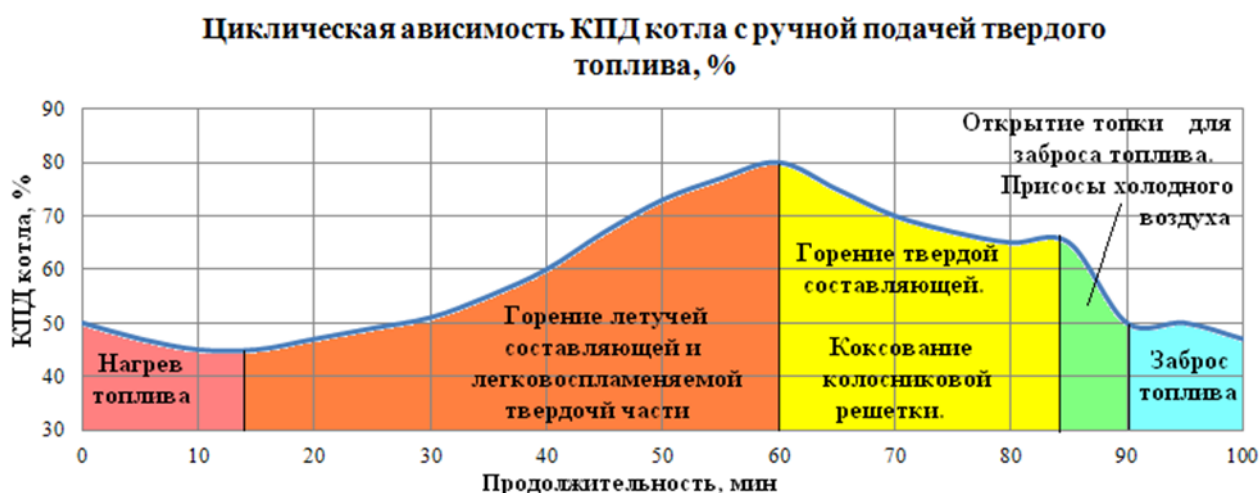


Рисунок 8. Циклическая зависимость КПД котла с ручной подачей топлива

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

Мероприятия, предлагаемые для угольной котельной

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

В соответствии с концессионным соглашением предусматривается выполнение следующих мероприятий:

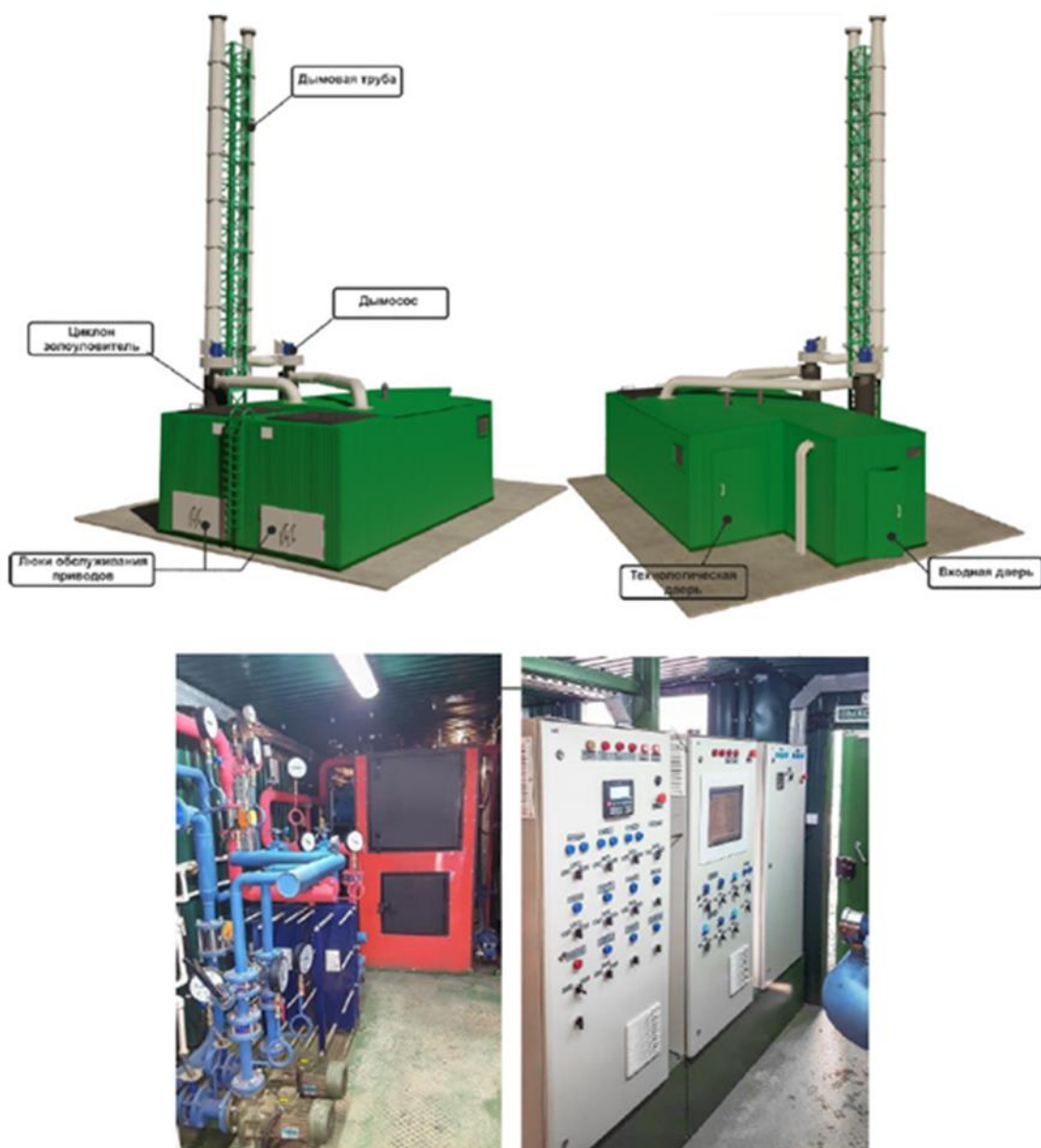
1. Проектирования и Создания объекта соглашения: строительство блочно-модульной котельной, работающей на топливной щепе с автоматической подачей топлива с присоединением к существующей тепловой сети. Установленная мощность блочно-модульной котельной – 1,8 МВт (адрес объекта – городской округ Мурманск,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

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

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

Реализация мероприятия по строительству и введению в эксплуатацию нового блока мощностью 1,8 МВт планируется в 2026 году. Срок действия концессионного соглашения – 25 лет (до 2048 года включительно).

Общий вид БМК и ее характеристики представлены на рисунке ниже.



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

Рисунок 9. Блочно-модульная котельная мощностью 1,8 МВт, работающая на щепе (древесной пеллете)

Технико-экономические показатели работы новой блочно-модульной котельной на щепе (древесной пеллете) приведены в таблице 74.

Таблица 74 – Техничко-экономические показатели работы новой блочно-модульной котельной 1,8 МВт микрорайона Дровяное (вместо угольной котельной)

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	4,03	4,52	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,00	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	4,03	4,44	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	3,96	4,36	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72
Структура топливного баланса	%									
Уголь	%	100,0%	50,0%							
Щепа (древесная пеллета)	%		50,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии										
Уголь	кг у.т/Гкал	458,87	439,09							
Щепа (древесная пеллета)	кг у.т/Гкал		178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6
Расход условного топлива	тыс. тут.	1,85	1,40	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68
Уголь	тыс. тут.	1,85	0,99							
Щепа (древесная пеллета)	тыс. тут.		0,40	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии										
Уголь	кг у.т/Гкал	458,9	447,3							
Щепа (древесная пеллета)	кг у.т/Гкал		181,91	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,570
Переводной коэффициент										
Уголь	тут/тнт	0,77	0,77							
Щепа (древесная пеллета)	тут/тнт		0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Расход натурального топлива										
Уголь	тыс. т	2,40	1,29							
Щепа (древесная пеллета)	тыс. т		1,12	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88

Таблица 75 – Баланс мощности и тепловой нагрузки новой блочно-модульной котельной 1,8 МВт микрорайона Дровяное (вместо угольной котельной) по сценарию 1 и 2

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Установленная мощность, Гкал/ч	3,13	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	3,13	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,00	0,02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	3,13	1,53	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	1,88	1,03	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Резерв ("+")/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	0,91	0,06	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
	48,48	5,62	7,55	7,55	7,55	7,55	7,55	7,55

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

Котельная «Абрам-Мыс» АО «Мурманэнергосбыт»

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

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

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

Теплоснабжение населения осуществляется через ЦТП, где установлены пароводяные теплообменники. Пар от котельной до ЦТП транспортируется по паропроводу с возвратом конденсата. Баланс тепловой мощности котельной представлен на рисунке 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 Схемой теплоснабжения на источнике предусматривается реализация мероприятий АО «МЭС», включающая в себя техническое перевооружение мазутной котельной микрорайона Абрам-Мыс и переоборудование существующей ЦТП в ПНС (подкачивающая насосная станция).

Срок проведения данного мероприятия – 2025 -2026 гг., затраты составят 176,1 млн.руб. Состав мероприятий, предусматриваемый техническим перевооружением котельной, представлен в таблице ниже.

№ п/п	Наименование мероприятия	Год реализации	Расходы на реализацию, тыс.руб. (без НДС)
1.	Техническое перевооружение мазутной котельной мкр. Абрам-Мыс г. Мурманска	2025-2026	176,1

Таблица 76 – Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной «Абрам-Мыс» по сценарию 1

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Установленная мощность, Гкал/ч	6,0	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	6,0	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	5,58	6,03	6,03	6,03	6,03	6,03	6,03	6,03
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	5,58	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	1,72	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	30,83	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

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

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,4	0,4
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,6	0,6
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	13,94	13,94	15,19	15,19	15,19	15,19	15,19	15,19	15,19
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	12,57	12,57	13,81	13,81	13,81	13,81	13,81	13,81	13,81
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	10,73	10,73	11,97	11,97	11,97	11,97	11,97	11,97	11,97
Структура топливного баланса	%									
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии										
Мазут	кгу.т/Гкал	196,31	196,31	198,07	198,07	198,07	198,07	198,07	198,07	198,1
Расход условного топлива	тыс. тут.									
Мазут	тыс. тут.	2,737	2,74	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,0
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии										
Мазут	кгу.т/Гкал	217,856	217,86	217,86	217,86	217,86	217,86	217,86	217,86	217,9
Переводной коэффициент										
Мазут	тут/тнт	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,360
Расход натурального топлива										
Мазут	тыс. т	2,01	2,01	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21

Сценарий 2

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

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

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

Срок проведения данного мероприятия – 2025-2026 гг., затраты составят 176,1 млн.руб. Состав мероприятий, предусматриваемый техническим перевооружением котельной, представлен в таблице ниже.

Таблица 78 – Состав мероприятий для котельной «Абрам-Мыс»

№ п/п	Наименование мероприятия	Год реализации	Расходы на реализацию, тыс.руб. (без НДС)
1	Техническое перевооружение мазутной котельной мкр. Абрам-Мыс г. Мурманска	2025-2026	176,1

Технико-экономические показатели работы котельной при реализации сценария 2 представлены в таблице 79.

Таблица 79 – Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной «Абрам-Мыс» по Сценарию 2

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Установленная мощность, Гкал/ч	6,0	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	6,0	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,08
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	5,58	6,03	6,03	6,03	6,03	6,03	6,03	6,37
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	5,58	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88	4,22
Резерв ("+")/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	1,72	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,36
	30,83	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	8,62

Таблица 80 – Техничко-экономические показатели работы котельной «Абрам-Мыс» по Сценарию 2

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,08	0,08
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	13,94	13,94	15,19	15,19	15,19	15,19	15,19	14,06	14,06
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	0,26	0,26
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	12,57	12,57	13,81	13,81	13,81	13,81	13,81	13,81	13,81
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	10,73	10,73	11,97	11,97	11,97	11,97	11,97	11,97	11,97
Структура топливного баланса										
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%		
Природный газ	%								100%	100%
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии										
Мазут	кгу.т/Гкал	196,3	196,31	198,07	198,07	198,07	198,1	198,1		
Природный газ	кгу.т/Гкал								154,0	154,0
Расход условного топлива										
Мазут	тыс. тут.	2,737	2,74	3,01	3,01	3,01	3,0	3,0		
Природный газ	тыс. тут.						0,0	0,0	2,2	2,2
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии										
Мазут	кгу.т/Гкал	217,9	217,9	217,9	217,9	217,9	217,9	217,9		
Природный газ	кгу.т/Гкал								0,0	0,0
Переводной коэффициент										
Мазут	тут/тнт	1,36	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360		
Природный газ	тут/тнт								1,143	1,143
Расход натурального топлива										
Мазут	тыс. т	2,01	2,01	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21		
Природный газ	млн. м3								1,90	1,90

Котельная АО «Мурманский морской торговый порт»

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

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

Для котельной предусматривается сохранение мазутной зависимости.

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

Финансирование – собственный бюджет.

Величина затрат – определится по результатам ТЭО.

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

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

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

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

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

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

Состав оборудования котельной и технико-экономические показатели работы котельной представлены в таблицах 81 — 83.

Таблица 81 – Состав оборудования котельной АО «Мурманский морской торговый порт»

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

Таблица 82 – Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной АО «Мурманский морской торговый порт» (сценарий 1)

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Установленная мощность, Гкал/ч	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81
	37,87	37,87	37,87	37,87	37,87	37,87	37,87	37,87

Таблица 83 – Техничко-экономические показатели работы котельной АО «Мурманский морской торговый порт» (сценарий 1)

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96
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
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	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	17,29	17,33	17,33	17,33	17,33	17,33	17,33	17,33	17,33
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,19	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	16,09	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	2,54	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	13,55	13,55	13,55	13,55	13,55	13,55	13,55	13,55	13,55
Структура топливного баланса										
Мазут	%	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	169,1	169,1	169,1	169,1	169,1	169,1	169,1	169,1	169,1
Расход условного топлива	тыс. тут.									
Мазут	тыс. тут.	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии										
Мазут	кгу.т/Гкал	181,6	181,6	181,6	181,6	181,6	181,6	181,6	181,6	181,6
Переводной коэффициент										
Мазут	тут/тнт	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37
Расход натурального топлива										
Мазут	тыс. т	2,13	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12

Таблица 84 – Техничко-экономические показатели работы котельной АО «Мурманский морской торговый порт» (сценарий 2)

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Установленная мощность, Гкал/ч	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	10,00	10,00
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	10,00	10,00
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,09	0,09
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	9,91	9,91
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,41	7,41
Резерв ("+"/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,79	2,79
	37,87	37,87	37,87	37,87	37,87	37,87	37,68	37,68

Таблица 85 – Техничко-экономические показатели работы котельной АО «Мурманский морской торговый порт» (сценарий 2)

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,09	0,09	0,09
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	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	17,286	17,330	17,330	17,330	17,330	17,330	16,363	16,363	16,363
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,194	1,321	1,321	1,321	1,321	1,321	0,354	0,354	0,354
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	16,092	16,009	16,009	16,009	16,009	16,009	16,009	16,009	16,009
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	2,543	2,460	2,460	2,460	2,460	2,460	2,460	2,460	2,460
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	13,549	13,549	13,549	13,549	13,549	13,549	13,549	13,549	13,549
Структура топливного баланса										
Мазут	%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%			
Природный газ								100,00%	100,00%	100,00%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии										
Мазут	кгу.т/Гкал	169,09	169,09	169,09	169,09	169,09	169,09	169,09	159,6	159,6
Природный газ	кгу.т/Гкал							154	154	154
Расход условного топлива	тыс. тут.	2,92	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,52	2,8	2,8
Мазут	тыс. тут.	2,92	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91			
Природный газ	тыс. тут.							2,52	2,52	2,52
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии										
Мазут	кгу.т/Гкал	181,63	181,63	181,63	181,63	181,63	181,63			
Природный газ	кгу.т/Гкал							157,41	157,41	157,41
Переводной коэффициент										
Мазут	тут/тнт	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37			
Природный газ	тут/м3							1,143	1,143	1,143
Расход натурального топлива										
Мазут	тыс. т	2,133	2,122	2,122	2,122	2,122	2,122	0	0	0
Природный газ	млн. м3							2,205	2,205	2,205

Котельная 22 ООО «ИТЭ»

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

Схемой теплоснабжения предусматривается сохранение существующего

Для котельной №22 по сценарию 1 предусматривается сохранение мазутной зависимости.

Мероприятия на котельной, предусматриваемые Схемой теплоснабжения при реализации Сценария 1, представлены в таблице ниже.

Таблица 86 – Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 1 для котельной №22, млн. руб. (без НДС)

№	Мероприятие	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2042	Итого
1	Замена парового котла КВВА 6/15 на ДЕ 6,5/14	1,745	16,429	0	0	0	0	18,17
2	Перевод с Ф5 на М-100. Устройство прикотельного склада жидкого котельного топлива V-500 м.куб. (обеспечение нормативного запаса).	3,208	30,195	0	0	0	0	33,40
	ИТОГО по котельной	4,953	46,625	0	0	0	0	51,58

Состав оборудования котельной, технико-экономические показатели работы котельной представлены в таблицах ниже.

Таблица 87 – Состав оборудования котельной №22

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

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

Срок реализации мероприятия – 2029-2030 гг. Ориентировочная стоимость строительства составляет 169,6 млн.руб.

Таблица 88 – Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 2 для котельной №22, млн. руб. (без НДС)

№	Мероприятие	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2042	Итого
1	Замена парового котла КВВА 6/15 на ДЕ 6,5/14	1,745	16,429	0	0	0	0	18,17
2	Перевод с Ф5 на М-100. Устройство прикотельного склада жидкого котельного топлива V-500 м.куб. (обеспечение нормативного запаса).	3,208	30,195	0	0	0	0	33,40
3	Строительство новой газовой блочно-модульной котельной, мощностью 14,0 Гкал/ч				8,48	161,11		169,59
	ИТОГО по котельной	4,953	46,625	0	8,48	161,11	0	221,06

Таблица 89 – Техничко-экономические показатели работы котельной №22 (сценарий 1)

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Установленная мощность, Гкал/ч	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,23	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	14,07	14,09	14,09	14,09	14,09	14,09	14,09	14,09
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,27	0,25	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	3,96	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	4,07	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09
Резерв ("+")/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	0,11	0,15	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
	2,76	3,77	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99

Таблица 90 – Техничко-экономические показатели работы котельной №22 (сценарий 1)

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,23	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,27	0,25	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	11,614	12,296	12,269	12,269	12,364	12,364	12,364	12,364	12,364
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,643	0,630	0,618	0,618	0,623	0,623	0,623	0,623	0,623
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	11,849	11,666	11,651	11,651	11,741	11,741	11,741	11,741	11,741
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,858	0,730	0,715	0,715	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	10,991	10,936	10,936	10,936	10,971	10,971	10,971	10,971	10,971
Структура топливного баланса	%									
Мазут	%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии										
Мазут	кг.т/Гкал	217,94	229,92	230,43	230,43	230,43	230,43	230,43	230,43	230,43
Расход условного топлива										
Мазут	тыс. т.т.	2,531	2,827	2,827	2,827	2,849	2,849	2,849	2,849	2,849
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии										
Мазут	кг.т/Гкал	213,631	242,340	242,644	242,644	242,658	242,658	242,658	242,658	242,658
Переводной коэффициент										
Мазут	т.т./тн.т.	1,414	1,421	1,421	1,421	1,421	1,421	1,421	1,421	1,421
Расход натурального топлива										
Мазут	тыс. м3	1,790	1,989	1,989	1,989	2,004	2,004	2,004	2,004	2,004

Таблица 91 – Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной №22 (сценарий 2)

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Установленная мощность, Гкал/ч	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,00	14,00
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,00	14,00
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,08	0,08
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	14,07	14,07	14,07	14,07	14,07	14,07	13,92	13,92
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,27	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	3,96	3,92	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	4,07	4,07	4,07	4,07	4,07	4,07	6,92	6,92
Резерв ("+")/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	0,11	0,15	0,16	0,16	0,16	0,16	3,01	3,01
	2,76	3,74	3,86	3,86	3,86	3,86	43,45	43,45

Таблица 92 – Техничко-экономические показатели работы котельной №22 (сценарий 2)

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,08	0,08
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,27	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	11,614	12,296	12,269	12,269	12,380	12,380	11,933	11,933
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,643	0,630	0,618	0,618	0,686	0,686	0,239	0,239
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	11,849	11,666	11,651	11,651	11,694	11,694	11,694	11,694
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,858	0,730	0,715	0,715	0,723	0,723	0,723	0,723
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	10,991	10,936	10,936	10,936	10,971	10,971	10,971	10,971
Структура топливного баланса	%								
Мазут	%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%		
Природный газ	%							100,00%	100,00%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии									
Мазут	кгу.т/Гкал	217,94	229,92	230,43	230,43	230,43	230,43		
Природный газ	кгу.т/Гкал							154	154
Расход условного топлива	тыс. тут.								
Мазут	тыс. тут.	2,53	2,83	2,83	2,83	2,85	2,85		
Природный газ	тыс. тут.							1,84	1,84
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии									
Мазут	кгу.т/Гкал	213,63	242,34	242,64	242,64	243,95	243,95		
Природный газ	кгу.т/Гкал	0	0	0	0	0	0	157,1	157,1
Переводной коэффициент									
Мазут	тут/тнт	1,414	1,421	1,421	1,421	1,421	1,421		
Природный газ	тут/тыс. м3							1,143	1,14
Расход натурального топлива									
Мазут	тыс. т	1,79	1,99	1,99	1,99	2,01	2,01		
Природный газ	млн. м3							1,608	1,608

Котельная «Фестивальная»

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

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

Перспективный состав оборудования и технико-экономические показатели работы источника приведены в таблицах 93 - 97.

Таблица 93 – 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

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

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

Таблица 94 – Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной «Фестивальная» (сценарий 1)

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Установленная мощность, Гкал/ч	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8
Резерв ("+")/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53
	43,34	43,34	43,34	43,34	43,34	43,34	43,34	43,34

Таблица 95 – Техничко-экономические показатели работы котельной «Фестивальная» для Сценария 1

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Нагрузка источника	Гкал/ч	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	11,0	11,0	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
Хозяйственные нужды источника	тыс. Гкал	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	10,4	10,4	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	9,3	9,3	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии									
Мазут	кг.т/Гкал	156,7	156,6	156,4	156,4	156,4	156,4	156,4	156,4
Расход условного топлива	тыс. тут.								
Мазут	тыс. тут.	1,725	1,724	1,684	1,684	1,684	1,684	1,684	1,684
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии									
Мазут	кг.т/Гкал	164,1	164,1	164,1	164,1	164,1	164,1	164,1	164,1
Переводной коэффициент									
Мазут	тут/тнт	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360
Расход натурального топлива									
Мазут	тыс. м3	1,269	1,267	1,238	1,238	1,238	1,238	1,238	1,238

Таблица 96 – Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной «Фестивальная» (сценарий 2)

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Установленная мощность, Гкал/ч	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,07	0,07
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,9	8,9
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,9	5,9
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	2,62	2,62
	43,34	43,34	43,34	43,34	43,34	43,34	44,17	44,17

Таблица 97 – Техничко-экономические показатели работы котельной «Фестивальная» для Сценария 2

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Нагрузка источника	Гкал/ч	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,36	0,36	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	11,0	11,0	10,8	10,8	10,8	10,8	10,4	10,4
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,25	0,25
Хозяйственные нужды источника	тыс. Гкал	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	10,4	10,4	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	9,3	9,3	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1
Структура топливного баланса									
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%		
Природный газ	%							100%	100%
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии									
Мазут	кгу.т/Гкал	156,7	156,7	156,6	156,6	156,6	156,6		
Природный газ	кгу.т/Гкал							154,0	154,0
Расход условного топлива									
Мазут	тыс. тут.	1,725	1,725	1,686	1,686	1,686	1,686		
Природный газ	тыс. тут.							1,607	1,607
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии									
Мазут	кгу.т/Гкал	164,1	164,1	164,1	164,1	164,1	164,1		
Природный газ	кгу.т/Гкал							157,8	157,8
Переводной коэффициент									
Мазут	тут/тнт	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360		
Природный газ	тут/тнт							1,143	1,143
Расход натурального топлива									
Мазут	тыс. т	1,269	1,269	1,240	1,240	1,240	1,240		
Природный газ	млн. м3							1,406	1,406

Котельная ТЦ «Росляково – 1»

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

Установленная мощность котельной – 50,4 Гкал/ч.

Располагаемая мощность котельной – 47,59 Гкал/ч.

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

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

1. Объединение систем теплоснабжения котельных расположенных по ул. Заводская и по ул. Молодёжная мкр. Росляково Ленинского административного округа г. Мурманск

Период реализации данного мероприятия – 2027-2028 гг.

Таблица 98 – Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной ТЦ «Росляково-1» (сценарий 1)

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Установленная мощность, Гкал/ч	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	47,6	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	1,30	1,32	1,32	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	46,3	51,9	51,9	51,7	51,7	51,7	51,7	51,7
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	2,89	3,24	3,29	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	21,60	21,60	21,60	23,69	23,69	23,69	23,69	23,69
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	24,5	24,8	24,9	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	37,9	43,5	43,5	43,3	43,3	43,3	43,3	43,3
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	13,41	18,64	18,59	16,05	16,05	16,05	16,05	16,05
	35,38	42,88	42,75	37,02	37,02	37,02	37,02	37,02

Таблица 99 – Техничко-экономические показатели работы системы теплоснабжения котельной ТЦ «Росляково-1» (сценарий 1)

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Нагрузка источника	Гкал/ч	21,6	21,6	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	1,3	1,3	1,3	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	2,9	3,2	3,3	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	83,9	85,8	73,7	74,8	82,0	82,0	82,0	82,0	82,0
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	79,6	81,6	69,5	70,6	77,7	77,7	77,7	77,7	77,7
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	9,4	11,3	11,5	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	70,2	70,2	58,0	58,0	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1
Структура топливного баланса	%									
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии										
Мазут	кгу.т/Гкал	170,4	170,6	169,2	169,3	170,2	170,2	170,2	170,2	170,2
Расход условного топлива	тыс. тут.									
Мазут	тыс. тут.	14,295	14,638	12,466	12,666	13,953	13,953	13,953	13,953	13,953
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии										
Мазут	кгу.т/Гкал	179,485	179,5	179,5	179,5	179,5	179,5	179,5	179,5	179,5
Переводной коэффициент										
Мазут	тут/тнт	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360
Расход натурального топлива										
Мазут	тыс. м3	10,5	10,8	9,2	9,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3

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

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

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

Таблица 100 – Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной ТЦ «Росляково-1» (сценарий 2)

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Установленная мощность, Гкал/ч	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	40,0	40,0
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	47,6	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	40,0	40,0
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	1,30	1,32	1,32	1,45	1,45	1,45	0,59	0,59
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	46,3	51,9	51,9	51,7	51,7	51,7	39,4	39,4
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	2,89	3,24	3,29	3,61	3,61	3,61	3,14	3,14
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	21,60	21,60	21,60	23,69	23,69	23,69	25,65	25,65
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	24,5	24,8	24,9	27,3	27,3	27,3	28,8	28,8
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	37,9	43,5	43,5	43,3	43,3	43,3	29,4	29,4
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	13,41	18,64	18,59	16,05	16,05	16,05	0,62	0,62
	35,38	42,88	42,75	37,02	37,02	37,02	2,10	2,10

Таблица 101 – Технико-экономические показатели работы системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково-1» (сценарий 2)

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Нагрузка источника	Гкал/ч	21,6	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	1,3	1,3	1,3	1,5	1,5	1,5	0,6	0,6	0,6
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	2,9	3,2	3,3	3,6	3,6	3,6	3,1	3,1	3,1
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	83,9	92,7	73,7	74,8	82,0	82,0	77,8	77,8	77,8
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	1,7	1,7	1,7
		79,6	88,5	69,5	70,6	77,7	77,7	76,1	76,1	76,1
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	9,4	11,3	11,5	12,6	12,6	12,6	11,0	11,0	11,0
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	70,2	77,1	58,0	58,0	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Структура топливного баланса	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%			
Мазут	%							100%	100%	100%
Природный газ	%									
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии		170,4	171,3	169,2	169,3	170,2	170,2			
Мазут	кгу.т/Гкал							154,0	154,0	154,0
Природный газ	кгу.т/Гкал									
Расход условного топлива	тыс. тут.	14,295	15,9	12,5	12,7	14,0	14,0			
Мазут	тыс. тут.							12,0	12,0	12,0
Природный газ	тыс. тут.									
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии		179,5	179,5	179,5	179,5	179,5	179,5			
Мазут	кгу.т/Гкал							157,5	157,5	157,5
Природный газ	кгу.т/Гкал									
Переводной коэффициент		1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360			
Мазут	тут/тнт							1,143	1,143	1,143
Природный газ	тут/тнт									
Расход натурального топлива		10,5	11,7	9,2	9,3	10,3	10,3			
Мазут	тыс. т							10,5	10,5	10,5
Природный газ	млн. м3	21,6	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7

Угольная котельная ТЦ «Росляково Южное»

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

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

1. Модернизация системы теплоснабжения мкр. Росляково Ленинского АО г. Мурманска.

Период реализации данного мероприятия – 2027-2028 гг.

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

Показатели работы угольной котельной с учетом реализации предложенных мероприятий приведены в таблице 102.

Таблица 102 – Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной ТЦ «Росляково Южное» по сценарию 1 и 2

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Установленная мощность, Гкал/ч	7,38	7,38	7,38	7,38	Переключение потребителей на котельную ТЦ «Росляково-1»				
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	7,38	7,38	7,38	7,38					
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,09	0,09	0,09	0,09					
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	7,29	7,29	7,29	7,29					
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,35	0,35	0,35	0,35					
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	2,09	2,09	2,09	2,09					
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	2,44	2,44	2,44	2,44					
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	6,69	6,69	6,69	6,69					
Резерв ("+")/ Дефицит (" - ") (Гкал/ч / %)	4,25	4,25	4,25	4,25					
	63,57	63,57	63,57	63,57					

Таблица 103 – Показатели работы котельной ТЦ «Росляково Южное» по сценарию 1 и 2

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034-2042
Нагрузка источника	Гкал/ч	2,09	2,09	2,09	2,09	Переключение потребителей на котельную ТЦ «Росляково-1»					
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,087	0,087	0,087	0,087						
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,346	0,346	0,346	0,327						
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	8,335	8,335	8,600	8,600						
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,288	0,288	0,288	0,288						
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	8,047	8,047	8,312	8,312						
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,141	1,141	1,141	1,141						
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	6,906	6,906	7,171	7,171						
Структура топливного баланса											
Уголь	%	100%	100%	100%	100%						
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии	кгу.т/Гкал										
Уголь	кгу.т/Гкал	381,9	308,9	309,3	309,3						
Расход условного топлива	т ут.										
Уголь	т ут.	3,338	2,575	2,660	2,660						
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии											
Уголь	кгу.т/Гкал	414,8	320,0	320,0	320,0						
Переводной коэффициент											
Уголь	тут/тнт	0,740	0,740	0,740	0,740						
Расход натурального топлива											
Уголь	тыс. т	4,511	3,480	3,594	3,594						

В качестве альтернативного сценария, настоящей актуализацией предусматривается сценарий строительство новой котельной в мкр. Южное Росляково мощностью 8,5 МВт (7,31 Гкал/ч) работающей на сжиженном природном газе (СПГ). Это позволит снизить себестоимость тепловой энергии и затраты на эксплуатацию оборудования. В качестве основного оборудования предусматриваются к установке водогрейные котлы тип ТТ100 с газомазутными или газодизельными горелками (в качестве резервного вида топлива предполагается использование мазута М-100 или дизельного топлива).

Таблица 104 – Состав основного оборудования новой котельной в мкр. Южное Росляково мощностью 8,5 МВт (7,31 Гкал/ч

Наименование объекта / обозначение	Кол-во	Мощность Гкал/час
ул. Молодёжная	3	
котел водогрейный ТТ 100 – 3,5 МВт	1	3,01
котел водогрейный ТТ 100 – 3,5 МВт	1	3,01
котел водогрейный ТТ 100 – 1,5 МВт	1	1,29

Таблица 105 – Характеристика основного оборудования новой котельной в мкр. Южное Росляково мощностью 8,5 МВт (7,31 Гкал/ч

Номинальная теплопроизводительность, кВт	1500 (1,29 Гкал/ч)	3500 (3,01 Гкал/ч)
КПД на максимальной нагрузке, %	91,7	92,2
КПД при использовании экономайзера, %	95,5	95,2
Температура уходящих газов, °С	199	188
Температура уходящих газов при наличии экономайзера, °С	119	126
Расход уходящих газов, кг/с	0,66	1,31
Аэродинамическое сопротивление газового тракта для максимальной мощности, Па	566	703
Объем топки, м ³	0,86	2,21
Водяной объем котла, м ³	1,86	3,93
Масса сухого котла (допуск на массу 4,5 %), кг	3303	6427

Таблица 106 – Характеристика основного оборудования новой котельной в мкр. Южное Росляково мощностью 8,5 МВт (7,31 Гкал/ч

№	Тип	Объем, м ³	Количество, шт	Диаметр, мм	Высота, мм	Площадь одного резервуара, м ²	Площадь всех резервуаров, м ²
1	РВС 50 (для дизельного топлива)	50	3	3220	6665	32,56	97,67
2	РВС 75 (для мазутного топлива)	75	2	4150	6616	54,08	108,16

Размещение новой котельной планируется по ул. Молодежная в районе кадастрового квартала 51:06:0010102.

Также для подключения потребителей к новой котельной необходимо предусмотреть строительство нового участка тепловой сети от планируемой котельной по ул. Молодежная до тепловой камеры ТК-6 в районе дома № 10 по ул. Молодежная (Ду 200 мм, протяженность 350 м) и выполнить перекладку участка тепловой сети от ТК-6 до ТК-4 в районе дома № 11 по ул. Молодежная (Ду 150 мм, протяженностью 148 м на Ду 200 мм).

Таблица 107 – Капитальные затраты на мероприятия при реализации альтернативного сценария для котельной «мкр. Южное Росляково мощностью 8,5 МВт (7,31 Гкал/ч)

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость тыс. руб. (с НДС)
1.1	Перекладка существующей тепловой сети от ТК-6 до ТК-4 (Ду 200 мм, протяженность 148 м.)	8 406,50
1.2	Строительство нового участка тепловой сети от новой котельной до ТК-6 (Ду 200 мм, протяженность 350 м.)	19 880,25
1.3	Мероприятия по строительству новой котельной 8,5 МВт (7,31 Гкал/ч)	162 217
	Итого	190 503,75

Период реализации мероприятия по строительству нового источника – 2026-2027 гг.

Таблица 108 – Показатели работы котельной ТЦ «Росляково Южное» по сценарию 3

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Нагрузка источника	Гкал/ч	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,087	0,087	0,087	0,087	0,081	0,081	0,081	0,081
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,346	0,346	0,346	0,327	0,293	0,293	0,293	0,293
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	8,335	8,335	8,600	8,600	8,482	8,482	8,482	8,482
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,288	0,288	0,288	0,288	0,288	0,288	0,288	0,288
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	8,047	8,047	8,312	8,312	8,194	8,194	8,194	8,194
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,141	1,141	1,141	1,141	1,023	1,023	1,023	1,023
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	6,906	6,906	7,171	7,171	7,171	7,171	7,171	7,171
Структура топливного баланса									
Уголь	%	100%	100%						
СПГ				100%	100%	100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии	кгу.т/Гкал								
Уголь	кгу.т/Гкал	381,9	178,6						
СПГ				164,62	164,62	164,62	164,62	164,62	164,62
Расход условного топлива	т ут.								
Уголь	т ут.	2,555	1,488						
СПГ				1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии									
Уголь	кгу.т/Гкал	317,6	317,6						
СПГ				170,3	170,3	170,4	170,4	170,4	170,4
Переводной коэффициент									
Уголь	тут/тнт	0,710	0,710						
СПГ				1,570	1,570	1,570	1,570	1,570	1,570
Расход натурального топлива									
Уголь	тыс. т	3,599	2,096						
СПГ				0,902	0,902	0,889	0,889	0,889	0,889

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

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

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

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

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

5.7. Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в пиковый режим работы, либо по выводу их из эксплуатации

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

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

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

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

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

Установленная мощность источника тепловой энергии – сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Основными эффектами от реализации этих проектов являются:

1. Расширение и сохранение теплоснабжения потребителей на уровне современных проектных требований к надежности и безопасности теплоснабжения;
2. Повышение эффективности передачи тепловой энергии в тепловых сетях. К ним относятся:
 - наладка и автоматизация тепловых и гидравлических режимов тепловых сетей;
 - автоматизация насосных станций, контрольно-распределительных и тепловых пунктов;
 - замена распределительных тепловых сетей;
 - строительство сопутствующих конструкций, обеспечивающих нормативные параметры эксплуатации тепловых сетей (сопутствующие дренажи, замена ЗРА на современные образцы, павильоны и т.д.).

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

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

С целью оптимизации режимов теплоснабжения, а также для решения проблемы дефицита тепловой мощности на Мурманской ТЭЦ могут быть реализованы следующие мероприятия:

- 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.

Мероприятия, проводимые на тепловых сетях в период 2023-2042 гг.

- Выполнить реконструкцию сетевой установки на Восточной котельной (увеличение пропускной способности трубопроводов в пределах котельной, замена сетевых подогревателей, установка дополнительного сетевого насоса);

- Выполнить реконструкцию участка трубопровода от ВК до П8 с увеличением диаметра Ду 700 на Ду 800 мм;

- изменение параметров существующей насосной станции НС№7 6бкв: производительность насосной в перспективе – более 1500 т/ч, давление в подающем трубопроводе после насосной – 69,4 м. вод. ст. Реконструкция насосной станции для обеспечения требуемого давления в обратном трубопроводе;

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

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.

Реализация вышеперечисленных мероприятий позволяет решить следующие проблемы:

- уменьшается дефицит тепловой мощности на Мурманской ТЭЦ, что позволяет отказаться от перекидок магистральных трубопроводов с увеличением

диаметров в зоне теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ на весь рассматриваемый период до 2042 года;

- нормализация гидравлического режима зоны Мурманской ТЭЦ позволяет устанавливать параметры теплоносителя, обеспечивающие качественное и надёжное теплоснабжение потребителей;

- увеличивается загрузка Восточной котельной, имеющей резерв установленной мощности, пропускная способность магистральных трубопроводов от котельной, после реконструкции, обеспечит дополнительный пропуск теплоносителя на присоединяемые зоны;

В случае переключения нагрузки с Мурманской ТЭЦ на Восточную котельную, потребуются мероприятия по наладке гидравлического режима в тепловых пунктах потребителей. 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.

Согласно действующей инвестиционной программе АО «Мурманская ТЭЦ» в сфере теплоснабжения на 2024 по 2028 год, затраты на мероприятия по реконструкции участка сети от Восточной котельной составят 1210,04 млн. руб.

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

Таблица 109 –Затраты на мероприятие по инвестиционной программе АО «Мурманская ТЭЦ» на 2024 – 2028 гг.

№ п/п	Наименование мероприятий	Основные технические характеристики				Год начала	Год окон- чания	Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (без НДС)							Остаток финансиро- вания
		Наименование	Ед. изм.	Значение показателя				Всего	Профинанси- ровано к 2024 г.	2024	2025	2026	2027	2028	
		показателя		до	после										
		(мощность, протяженность, диаметр и т.п.)		реализации мероприятия	реализации мероприятия										
Группа 3. Реконструкция или модернизация существующих объектов в целях снижения уровня износа существующих объектов и (или) поставки энергии от разных источников															
3.1.1	Реконструкция участка тепловой сети от котельной до П-8, источник теплоснабжения Восточная котельная	Усл.диаметр / пропуск. спос-ть/ д протяженность	мм / т/ч / км	700 / 2700/ 5,084	800/ 3800/ 5,084	2019	2029	2 440 215,93	1 230 175,62	222 086,0	209 455,45	482 859,42	295 639,41	0,0	0,0

Таблица 110 – Сводные финансовые потребности для реализации проектов группы №1 (в млн. руб. без НДС)

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032 - 2042	Всего
ПИР и ПСД	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Оборудование	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	222,09	209,46	482,86	295,64	0	0	0	0	0	1210,04
Всего капитальные затраты	млн. руб.	222,09	209,46	482,86	295,64	0	0	0	0	0	1210,04
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
НДС	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
Всего стоимость проекта	млн. руб.	222,09	209,46	482,86	295,64	0	0	0	0	0	1210,04

Таблица 111 – Сводные финансовые потребности для реализации проектов группы №1 в разрезе ТСО (в млн. руб. без НДС)

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032 - 2042	Всего
АО «Мурманская ТЭЦ»											
ПИР и ПСД	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Оборудование	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	222,09	209,46	482,86	295,64	0	0	0	0	0	1210,04
Всего капитальные затраты	млн. руб.	222,09	209,46	482,86	295,64	0	0	0	0	0	1210,04
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
НДС	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
Всего стоимость проекта	млн. руб.	222,09	209,46	482,86	295,64	0	0	0	0	0	1210,04

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 112.

Таблица 112 – 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 81-02-13-2026, 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.	Прогнозный год ввода
Мурманская ТЭЦ										
УТ	ОАО "РЖД", пр. Портовый, 50	131,74	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	56086,12	1,24	1,02	1,06	9906,06	2028
Восточная котельная										
УТ-3	Храм на Буркова	177,30	0,13	Подземная, в непроходных каналах канальная	65823,58	1,24	1,02	1,06	15646,53	2027
ТК-37/3	Комплексная жилищная застройка в р-не Больничного городка	247,28	0,30	Подземная, в непроходных каналах канальная	108536,31	1,24	1,02	1,06	35982,54	2029
Южная котельная										
ТК-28	«Быстровозводимый Спорткомплекс с плавательным бассейном»	113,41	0,15	Подземная, в непроходных каналах канальная	71161,04	1,24	1,02	1,06	10819,85	2026
т/п 2381	МКД с автостоянкой, пр.Кольский, д. 172 ЗУ 51:20:00013007:08	59,69	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	62842,35	1,24	1,02	1,06	5029,00	2026
ТК (пр)	Оздоровительный центр, ул. Баумана,45а	24,52	0,08	Подземная, в непроходных каналах канальная	56086,12	1,24	1,02	1,06	1843,76	2026
ТК2-1	ТК-1-2	16,76	0,2	Подземная, в непроходных каналах канальная	85327,77	1,24	1,02	1,06	1917,31	2029
ТК-1-2	Застройка Малой Долины Уюта ООО "Кастор" 2 очередь	24,04	0,15	Подземная, в непроходных каналах канальная	71161,04	1,24	1,02	1,06	2293,53	2029
ТК-1-2	ТК-1-1	111,44	0,2	Подземная, в непроходных каналах канальная	85327,77	1,24	1,02	1,06	12748,50	2029
ТК2-2	ТК2-1*	143,13	0,4	Подземная, в непроходных каналах канальная	134526	1,24	1,02	1,06	25814,55	2029
ТК-66	ТК-1-1	80,29	0,2	Подземная, в непроходных каналах канальная	85327,77	1,24	1,02	1,06	9185,01	2027
ТК-1-1	Застройка Малой Долины Уюта ООО "Кастор" 1 очередь	54,29	0,15	Подземная, в непроходных каналах канальная	71161,04	1,24	1,02	1,06	5179,52	2027

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Протяженность участка, м	Диаметр труба, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2026, 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.	Прогнозный год ввода
TK2-3	TK2-2	111,46	0,4	Подземная, в непроходных каналах канальная	134526	1,24	1,02	1,06	20102,64	2029
TK2-3	TK3-1	35,44	0,15	Подземная, в непроходных каналах канальная	71161,04	1,24	1,02	1,06	3381,14	2031
TK3-1	Застройка Малой Долины Уюта ООО "Кастор" 3,4 очередь	17,38	0,15	Подземная, в непроходных каналах канальная	70193,5	1,24	1,02	1,06	1635,59	2031
TK-10	Многоквартирный жилой дом по ул. Шевченко 51:20:0001308:54	81,12	0,125	Подземная, в непроходных каналах канальная	65823,58	1,24	1,02	1,06	7158,75	2027
Тк-36а	Многоэтажная жилая застройка по пр-кт Кольский (ООО «Северное сияние»)	222,41	0,15	Подземная, в непроходных каналах канальная	71161,04	1,24	1,02	1,06	21218,97	2026
УТ-П-35	УТ-П-7	34,78	0,1	Подземная, в непроходных каналах канальная	62842,35	1,24	1,02	1,06	2930,28	2026
УТ-П-7	МЖД-5	7,29	0,07	Подземная, в непроходных каналах канальная	53580,3	1,24	1,02	1,06	523,67	2026
Тк-86/3	TK2-3	143,13	0,4	Подземная, в непроходных каналах канальная	134526	1,24	1,02	1,06	25814,55	2029
Котельная «Северная»										
УТ-2936	ул. Александра Невского, д. 59, к. 1	222,20	0,10	Подземная, в непроходных каналах канальная	62842,35	1,24	1,02	1,06	18720,79	2026
TK-113	Школа по пер. Казарменному	51,16	0,15	Подземная, в непроходных каналах канальная	71161,04	1,24	1,02	1,06	4880,91	2026
УТ 101	МКД № 1, №2, 2 этапа	172,34	0,15	Подземная, в непроходных каналах канальная	71161,04	1,24	1,02	1,06	16442,06	2027

Группа проектов №2 включает следующие проекты:

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

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

Капитальные затраты на реализацию группы проектов №2 приведены в таблицах 113-115. 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 259,175 млн. руб. и по второму – 223,193 млн.руб. (без НДС).

Таблица 113 – Сводные финансовые потребности для реализации проектов группы №2 для сценария 1

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042	2024-2042
ПИР и ПСД	тыс. руб.	4485,8	3645,6	673,6	8477,8	0,0	341,1	0,0	17623,9
Оборудование	тыс. руб.	43010,6	34954,9	6458,7	81287,2	0,0	3270,9	0,0	168982,4
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	18470,8	15011,3	2773,7	34908,6	0,0	1404,7	0,0	72569,1
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	65967,2	53611,9	9906,1	124673,6	0,0	5016,7	0,0	259175,5
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	тыс. руб.	14512,8	11794,6	2179,3	27428,2	0,0	1103,7	0,0	57018,6
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	80480,0	65406,5	12085,4	152101,8	0,0	6120,4	0,0	316194,1

Таблица 114 – Финансовые потребности в реализацию проектов группы №2 в разрезе ТСО для сценария 1

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042	2024-2042
АО «Мурманская ТЭЦ»									
ПИР и ПСД	тыс. руб.	2880,9	2527,5	673,6	8477,8	0,0	341,1	0,0	14901,0
Оборудование	тыс. руб.	27622,3	24234,7	6458,7	81287,2	0,0	3270,9	0,0	142873,9
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	11862,4	10407,5	2773,7	34908,6	0,0	1404,7	0,0	61356,9
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	42365,5	37169,8	9906,1	124673,6	0,0	5016,7	0	219131,8
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	тыс. руб.	9320,4	8177,4	2179,3	27428,2	0,0	1103,7	0,0	48209,0
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	51686,0	45347,2	12085,4	152101,8	0,0	6120,4	0,0	267340,7
АО «МЭС»									
ПИР и ПСД	тыс. руб.	1604,9	1118,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2723,0
Оборудование	тыс. руб.	15388,3	10720,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	26108,5
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	6608,5	4603,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11212,3
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	23601,7	16442,1	0	0	0	0	0	40043,8
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	тыс. руб.	5192,4	3617,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8809,6
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	28794,1	20059,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	48853,4

Таблица 115 – Сводные финансовые потребности для реализации проектов группы №2 для сценария 2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042	2024-2042
ПИР и ПСД	тыс. руб.	4485,8	3645,6	673,6	6031,0	0,0	341,1	0,0	15177,1
Оборудование	тыс. руб.	43010,6	34954,9	6458,7	57826,6	0,0	3270,9	0,0	145521,8
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	18470,8	15011,3	2773,7	24833,5	0,0	1404,7	0,0	62494,0
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	65967,2	53611,9	9906,1	88691,1	0,0	5016,7	0	223193,0
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	тыс. руб.	14512,8	11794,6	2179,3	19512,0	0,0	1103,7	0,0	49102,5
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	80480,0	65406,5	12085,4	108203,1	0,0	6120,4	0,0	272295,4

Таблица 116 – Финансовые потребности в реализацию проектов группы №2 в разрезе ТСО для сценария 2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042	2024-2042
АО «Мурманская ТЭЦ»									
ПИР и ПСД	тыс. руб.	2880,9	2527,5	673,6	8477,8	0,0	341,1	0,0	14901,0
Оборудование	тыс. руб.	27622,3	24234,7	6458,7	81287,2	0,0	3270,9	0,0	142873,9
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	11862,4	10407,5	2773,7	34908,6	0,0	1404,7	0,0	61356,9
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	42365,5	37169,8	9906,1	124673,6	0,0	5016,7	0	219131,8
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	тыс. руб.	9320,4	8177,4	2179,3	27428,2	0,0	1103,7	0,0	48209,0
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	51686,0	45347,2	12085,4	152101,8	0,0	6120,4	0,0	267340,7
АО «МЭС»									
ПИР и ПСД	тыс. руб.	1604,9	1118,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2723,0
Оборудование	тыс. руб.	15388,3	10720,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	26108,5
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	6608,5	4603,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11212,3
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	23601,7	16442,1	0	0	0	0	0	40043,8
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	тыс. руб.	5192,4	3617,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8809,6
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	28794,1	20059,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	48853,4

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

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

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

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

На сегодняшний день тепловой мощности Мурманской ТЭЦ недостаточно для покрытия нагрузки существующих потребителей тепловой энергии. Развитие города, увеличение жилой и социальной застройки к 2042-му году приведёт к ещё большему дефициту на источнике. Для того чтобы обеспечить тепловой энергией существующих и новых потребителей города необходимо провести модернизацию установленного оборудования и выполнить мероприятия по созданию резерва пропускной способности тепловых сетей.

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

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

В настоящем разделе приведены мероприятия по реконструкции и строительству тепловых сетей, входящих в состав группы проектов №5 и направлены

на повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счёт ликвидации котельных.

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

- полная замена существующих стальных труб централизованного ГВС от котельной ТЦ «Росляково-1» на теплоизолированные полимерные трубы, с прокладкой линии рециркуляции;
- переключение потребителей котельной «Росляково-Южное» на котельную ТЦ «Росляково-1» – строительство ЦТП и подключение потребителей котельной «Росляково-Южное» от котельной ТЦ «Росляково-1»;
- ремонт (замена трубопроводов) всех фактически участвующих в теплоснабжении трубопроводов от котельной «Росляково-Южное», на трубопроводы из сшитого армированного полиэтилена (РЕХ-а) промышленной теплоизоляции (ИЗОПРОФЛЕКС-95А) диаметром, соответствующим расчетной пропускной способности (50-150 мм);
- мероприятия на сетях от котельной «Северная», предусматриваемые в рамках перехода на закрытую схему ГВС;
- реконструкция ЦТП, расположенных по ул. Туристов, 51 и ул. Челюскинцев, 35, с выносом их оборудования из подвалов многоквартирных домов в отдельностоящие вновь построенные здания (с дальнейшим рассмотрением вопроса передачи их в собственность/эксплуатацию АО «МЭС»). Необходимые затраты на реализацию данного мероприятия будут определены по результатам проведения ПИР.

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 117.

Таблица 117 – Состав группы проектов №5 для Сценариев 1 и 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 НПС 81-02-13-2026, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Кэф-нт стеснённости	Итоговая строит. трубо-да, тыс.руб.	Демонтажные работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
Котельная «Северная»													
ТК-67	ТК-68	75	0,2	0,25	Подземная, в непроходных каналах	100673,26	1,24	1,02	1,06	10122,86	3036,86	13159,71	2025-2026
УТ 96	УТ 97	60	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	134526	1,24	1,02	1,06	10821,44	3246,43	14067,88	2025-2026
ТК-62	УТ 96	40	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	134526	1,24	1,02	1,06	7214,30	2164,29	9378,58	2025-2026
ТК-61	ТК-62	143	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	134526	1,24	1,02	1,06	25791,11	7737,33	33528,44	2025-2026
ТК-60	ТК-61	22	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	134526	1,24	1,02	1,06	3967,86	1190,36	5158,22	2025-2026
ЗА 68	ТК-60	130	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	134526	1,24	1,02	1,06	23446,46	7033,94	30480,40	2025-2026
ТК-14	ЗА 68	1,28	0,309	0,35	Подземная, в непроходных каналах	134526	1,24	1,02	1,06	230,86	69,26	300,11	2025-2026
т/п 2229	т/п 1523	36	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	159055	1,24	1,02	1,06	7676,75	2303,03	9979,78	2025-2026
Регулятор давления	т/п 1522	36	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	159055	1,24	1,02	1,06	7676,75	2303,03	9979,78	2025-2026
К-2	УТ-2*	70,83	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	159055	1,24	1,02	1,06	15104,01	4531,20	19635,21	2025-2026
УТ-2*	Пав.	340	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	159055	1,24	1,02	1,06	72502,66	21750,80	94253,46	2025-2026
т/п 1522	т/п 2229	43	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	159055	1,24	1,02	1,06	9169,45	2750,84	11920,29	2025-2026
ТК-8	ТК-9	91	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	159055	1,24	1,02	1,06	19405,12	5821,54	25226,66	2025-2026
ТК-9	ТК-10	95	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	159055	1,24	1,02	1,06	20258,10	6077,43	26335,53	2025-2026

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр тру- да, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02- 13-2026, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально- климатические условия	Кэф-нт стеснённо- сти	Итоговая строит. трубо-да, тыс.руб.	Демонтажны е работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
ТК-7	3А 37	69	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	159055	1,24	1,02	1,06	14713,78	4414,13	19127,91	2025-2026
3А 37	ТК-8	1,11	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	159055	1,24	1,02	1,06	236,70	71,01	307,71	2025-2026
Регулятор давления	ТК-7	1	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	159055	1,24	1,02	1,06	213,24	63,97	277,22	2025-2026
К-1	К-2	72	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	159055	1,24	1,02	1,06	15353,51	4606,05	19959,56	2025-2026
т/п 1524	К-1	167	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	159055	1,24	1,02	1,06	35611,60	10683,48	46295,08	2025-2026
т/п 1523	т/п 1524	101,46	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	159055	1,24	1,02	1,06	21635,65	6490,69	28126,34	2025-2026
Пав.	ТК-201д	6	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	159055	1,24	1,02	1,06	1279,46	383,84	1663,30	2025-2026
ТК-6	Регулятор давления	140	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	159055	1,24	1,02	1,06	29854,04	8956,21	38810,25	2025-2026
ТК-5	ТК-6	110	0,412	0,5	Подземная, в непроходных каналах	159055	1,24	1,02	1,06	23456,74	7037,02	30493,77	2025-2026
Сеть от котельной ТЦ "Росляково-1" до ЦТП в ж.р. Южное Росляково													
ТК39	ЦТП "Росляково- Южное"	1962,09	0,2	-	Надземная	85327,77	1,24	1,02	1,06	224247,37	0,00	224247,37	2027
Сеть ГВС от котельной ТЦ "Росляково-1"													
1	ТЦ-ТК12	147	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	33005,34	1,24	1,02	1,06	6504,73	1951,42	8456,15	2025-2026
2	ТК12-ТК15	180	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	33005,34	1,24	1,02	1,06	7964,98	2389,49	10354,47	2025-2026
3	ТК15-ТК16	35	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	33005,34	1,24	1,02	1,06	1548,75	464,62	2013,37	2025-2026
4	ТК16-ТК17	52	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	71161,04	1,24	1,02	1,06	4961,05	1488,31	6449,36	2025-2026
5	ТК17-ТК18	65	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	71161,04	1,24	1,02	1,06	6201,31	1860,39	8061,70	2025-2026
6	ТК18-ТК19	30	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	71161,04	1,24	1,02	1,06	2862,14	858,64	3720,79	2025-2026

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- 13-2026, 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.	Демонтажны е работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
7	TK19-TK20	42	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	62842,35	1,24	1,02	1,06	3538,58	1061,58	4600,16	2025-2026
8	TK20-TK21	40	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	62842,35	1,24	1,02	1,06	3370,08	1011,02	4381,10	2025-2026
9	TK 21-TK22	55	0,125	0,125	Бесканальная, изопрофлекс	65823,58	1,24	1,02	1,06	4853,69	1456,11	6309,80	2025-2026
10	TK 22-TK23	53	0,125	0,125	Бесканальная, изопрофлекс	65823,58	1,24	1,02	1,06	4677,19	1403,16	6080,35	2025-2026
11	TK 23- TK24	48	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	62842,35	1,24	1,02	1,06	4044,10	1213,23	5257,32	2025-2026
12	TK24- Североморское шоссе д.16	75	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	56086,12	1,24	1,02	1,06	5639,55	1691,86	7331,41	2025-2026
13	Североморское шоссе д.18	45	0,07	0,07	Бесканальная, изопрофлекс	53580,3	1,24	1,02	1,06	3232,55	969,77	4202,32	2025-2026
14	ул.Советская д.19	105	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	48674,5	1,24	1,02	1,06	6852,02	2055,61	8907,62	2025-2026
15	ул. Школьная д.15	40	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	48674,5	1,24	1,02	1,06	2610,29	783,09	3393,38	2025-2026
16	ул.Школьная д.17	35	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	56086,12	1,24	1,02	1,06	2631,79	789,54	3421,33	2025-2026
17	ул.Советская д.17	50	0,07	0,07	Бесканальная, изопрофлекс	30955,9	1,24	1,02	1,06	2075,11	622,53	2697,64	2025-2026
18	ул. Советская д.15	25	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	26009,92	1,24	1,02	1,06	871,78	261,53	1133,31	2025-2026
19	ул. Советская д.13	55	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	48674,5	1,24	1,02	1,06	3589,15	1076,75	4665,90	2025-2026
20	пожарное депо ул. Советская	60	0,04	0,04	Бесканальная, изопрофлекс	46221,6	1,24	1,02	1,06	3718,12	1115,44	4833,56	2025-2026
21	TK15-ул. Советская д.11 ТРАНЗИТ	135	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	62842,35	1,24	1,02	1,06	11374,02	3412,21	14786,22	2025-2026
22	ул.Советская д.11- д.7 транзит	70	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	27554,73	1,24	1,02	1,06	2585,96	775,79	3361,75	2025-2026
23	ул.Советская д.5, д.5а гастроном	95	0,07	0,07	Бесканальная, изопрофлекс	30955,9	1,24	1,02	1,06	3942,71	1182,81	5125,52	2025-2026
24	ул.Советская д.11- д.7 транзит	5	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	27554,73	1,24	1,02	1,06	184,71	55,41	240,12	2025-2026
25	ул.Советская д.7	5	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	27554,73	1,24	1,02	1,06	184,71	55,41	240,12	2025-2026

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- 13-2026, 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.	Демонтажны е работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
26	ул.Советская д.11 -ТК26	20	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	56086,12	1,24	1,02	1,06	1503,88	451,16	1955,04	2025-2026
27	ТК26- ул.Советская д.9/2	25	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	26009,92	1,24	1,02	1,06	871,78	261,53	1133,31	2025-2026
28	Д/С№14 ул. Школьная д.10	60	0,07	0,07	Бесканальная, изопрофлекс	53580,3	1,24	1,02	1,06	4310,07	1293,02	5603,09	2025-2026
29	ТК 12-ТК 13	31	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	56086,12	1,24	1,02	1,06	2331,01	699,30	3030,32	2025-2026
30	ТК13 - ТК14	91	0,07	0,07	Бесканальная, изопрофлекс	53580,3	1,24	1,02	1,06	6536,94	1961,08	8498,02	2025-2026
31	ТК 14- ул. Заводская д.13	40	0,07	0,07	Бесканальная, изопрофлекс	53580,3	1,24	1,02	1,06	2873,38	862,01	3735,39	2025-2026
32	ввод ул. Заводская д.13	5	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	48674,5	1,24	1,02	1,06	326,29	97,89	424,17	2025-2026
33	ул. Заводская д.11	75	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	56086,12	1,24	1,02	1,06	5639,55	1691,86	7331,41	2025-2026
34	ул. Советская д.6	60	0,07	0,07	Бесканальная, изопрофлекс	53580,3	1,24	1,02	1,06	4310,07	1293,02	5603,09	2025-2026
35	ул. Советская д.6 ТП2	2,5	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	28678,5	1,24	1,02	1,06	96,12	28,84	124,96	2025-2026
36	ул. Советская д.6 ТП1	2,5	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	28678,5	1,24	1,02	1,06	96,12	28,84	124,96	2025-2026
37	ТЦ- ТК2	188	0,25	0,25	Бесканальная, изопрофлекс	49834,11	1,24	1,02	1,06	12560,65	3768,20	16328,85	2025-2026
38	ТК2-ТК3	135	0,25	0,25	Бесканальная, изопрофлекс	49834,11	1,24	1,02	1,06	9019,62	2705,89	11725,50	2025-2026
39	ТК3-ТК4	60	0,25	0,25	Бесканальная, изопрофлекс	49834,11	1,24	1,02	1,06	4008,72	1202,62	5211,34	2025-2026
40	ТК4 -УТ1	72	0,2	0,2	Бесканальная, изопрофлекс	85327,77	1,24	1,02	1,06	8236,65	2471,00	10707,65	2025-2026
41	УТ 1- ТК38	124	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	71161,04	1,24	1,02	1,06	11830,19	3549,06	15379,25	2025-2026
42	ТК 38-ТК39	70	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	71161,04	1,24	1,02	1,06	6678,33	2003,50	8681,83	2025-2026
43	ТК 39- ул.Зеленая д.1	361	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	71161,04	1,24	1,02	1,06	34441,12	10332,33	44773,45	2025-2026
44	ТК 39- Североморское шоссе д.7 транзит	118	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	71161,04	1,24	1,02	1,06	11257,76	3377,33	14635,09	2025-2026
45	Североморское шоссе д.9	55	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	56086,12	1,24	1,02	1,06	4135,67	1240,70	5376,37	2025-2026
46	Североморское шоссе д.7	5	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	26009,92	1,24	1,02	1,06	174,36	52,31	226,66	2025-2026

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- 13-2026, 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.	Демонтажны е работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
47	УТ 1-ТК5	70	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	71161,04	1,24	1,02	1,06	6678,33	2003,50	8681,83	2025-2026
48	ТК5-ТК6	73	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	71161,04	1,24	1,02	1,06	6964,55	2089,36	9053,91	2025-2026
49	ТК6- Североморское шоссе д.8 транзит	40	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	71161,04	1,24	1,02	1,06	3816,19	1144,86	4961,05	2025-2026
50	Североморское шоссе д.8-ТК7	15	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	62842,35	1,24	1,02	1,06	1263,78	379,13	1642,91	2025-2026
51	ТК7- Североморское шоссе д.10 транзит	98	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	27554,73	1,24	1,02	1,06	3620,34	1086,10	4706,45	2025-2026
52	Североморское шоссе д.10-д.12 транзит	49,1	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	27554,73	1,24	1,02	1,06	1813,87	544,16	2358,03	2025-2026
53	Североморское шоссе д.14	131,9	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	26009,92	1,24	1,02	1,06	4599,51	1379,85	5979,36	2025-2026
54	Североморское шоссе д.12	5	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	27554,73	1,24	1,02	1,06	184,71	55,41	240,12	2025-2026
55	Североморское шоссе д.10-д.12 транзит	5	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	27554,73	1,24	1,02	1,06	184,71	55,41	240,12	2025-2026
56	Центр матери и реб. Североморское шоссе д.8а	8	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	33005,34	1,24	1,02	1,06	354,00	106,20	460,20	2025-2026
57	Североморское шоссе д.8	8	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	56086,12	1,24	1,02	1,06	601,55	180,47	782,02	2025-2026
58	ТК 6- ул.Школьная д.5 транзит	50	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	33005,34	1,24	1,02	1,06	2212,49	663,75	2876,24	2025-2026
59	ул.Школьная д.5/2	42	0,07	0,07	Бесканальная, изопрофлекс	53580,3	1,24	1,02	1,06	3017,05	905,11	3922,16	2025-2026
60	ул.Школьная д.5 1ТП	5	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	33005,34	1,24	1,02	1,06	221,25	66,37	287,62	2025-2026
61	ул.Школьная д.5 2ТП	5	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	33005,34	1,24	1,02	1,06	221,25	66,37	287,62	2025-2026
62	ТК 6- ул.Советская д.1 транзит	60	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	33005,34	1,24	1,02	1,06	2654,99	796,50	3451,49	2025-2026
63	ул.Советская д.1-д.3 транзит	40	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	27554,73	1,24	1,02	1,06	1477,69	443,31	1921,00	2025-2026

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр тру- да, Ду, м	Перспективный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02- 13-2026, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально- климатические условия	Кэф-нт стеснённо- сти	Итоговая строит. трубо-да, тыс.руб.	Демонтажны е работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
64	ул.Советская д.9/1	53	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	56086,12	1,24	1,02	1,06	3985,28	1195,58	5180,87	2025-2026
65	ул.Советская д.3	5	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	62842,35	1,24	1,02	1,06	421,26	126,38	547,64	2025-2026
66	ул.Советская д.1	5	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	62842,35	1,24	1,02	1,06	421,26	126,38	547,64	2025-2026
67	ТК 5- ул.Школьная д.6 транзит	14	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	62842,35	1,24	1,02	1,06	1179,53	353,86	1533,39	2025-2026
68	ул.Советская д.2	95	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	56086,12	1,24	1,02	1,06	7143,43	2143,03	9286,46	2025-2026
69	ул.Школьная д.6	5	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	27554,73	1,24	1,02	1,06	184,71	55,41	240,12	2025-2026
70	ул.Школьная д.6а	20	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	28678,5	1,24	1,02	1,06	768,98	230,69	999,67	2025-2026
71	ул.Заводская д.5	48	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	56086,12	1,24	1,02	1,06	3609,31	1082,79	4692,10	2025-2026
72	ДК ул. Заводская д.1	62	0,07	0,07	Бесканальная, изопрофлекс	53580,3	1,24	1,02	1,06	4453,74	1336,12	5789,86	2025-2026
73	ул. Заводская д.3	33	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	56086,12	1,24	1,02	1,06	2481,40	744,42	3225,82	2025-2026
74	ТК 4- ул. Заводская д.4 транзит	38	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	71161,04	1,24	1,02	1,06	3625,38	1087,61	4712,99	2025-2026
75	ул.Заводская д.4 -ТК 28	20	0,07	0,07	Бесканальная, изопрофлекс	53580,3	1,24	1,02	1,06	1436,69	431,01	1867,70	2025-2026
76	ТУ28-ТК29	81	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	71161,04	1,24	1,02	1,06	7727,78	2318,34	10046,12	2025-2026
77	ТК 29-ТК30	20	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	71161,04	1,24	1,02	1,06	1908,10	572,43	2480,52	2025-2026
78	ТК 30-ТК31	50	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	71161,04	1,24	1,02	1,06	4770,24	1431,07	6201,31	2025-2026
79	ТК31-ТК 33	77	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	71161,04	1,24	1,02	1,06	7346,17	2203,85	9550,02	2025-2026
80	ТК 33-ТК34	40	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	71161,04	1,24	1,02	1,06	3816,19	1144,86	4961,05	2025-2026
81	ТК34-ТК35	46	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	71161,04	1,24	1,02	1,06	4388,62	1316,59	5705,20	2025-2026
82	ТК35-ТК36	50	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	62842,35	1,24	1,02	1,06	4212,60	1263,78	5476,38	2025-2026
83	ТК36-ТК37	32	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	62842,35	1,24	1,02	1,06	2696,06	808,82	3504,88	2025-2026
84	ул.Приморская д.3	95	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	56086,12	1,24	1,02	1,06	7143,43	2143,03	9286,46	2025-2026

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- 13-2026, тыс. руб.	Кэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Кэф-ент, учитывающий регионально- климатические условия	Кэф-нт стеснённо- сти	Итоговая строит. трубо-да, тыс.руб.	Демонтажны е работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
85	ТК37-ТК 37А	60	0,1	0,1	Бесканальная, изопрофлекс	62842,35	1,24	1,02	1,06	5055,12	1516,54	6571,65	2025-2026
86	ТК 37 А-ТК 37Б	116	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	56086,12	1,24	1,02	1,06	8722,50	2616,75	11339,25	2025-2026
87	обк ул. Приморская д.2	16	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	28678,5	1,24	1,02	1,06	615,18	184,55	799,74	2025-2026
88	общежитие ул. Приморская д.2	14	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	28678,5	1,24	1,02	1,06	538,28	161,49	699,77	2025-2026
89	уч. Корп ул. Приморская д.2	15	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	28678,5	1,24	1,02	1,06	576,73	173,02	749,75	2025-2026
90	ул.Школьная д.2	65	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	56086,12	1,24	1,02	1,06	4887,61	1466,28	6353,89	2025-2026
91	ул.Приморская д.1	34	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	56086,12	1,24	1,02	1,06	2556,60	766,98	3323,57	2025-2026
92	Североморское шоссе д.2	40	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	48674,5	1,24	1,02	1,06	2610,29	783,09	3393,38	2025-2026
93	школа №3 ул. Школьная д.1	12	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	48674,5	1,24	1,02	1,06	783,09	234,93	1018,01	2025-2026
94	Североморское шоссе д.4	31	0,07	0,07	Бесканальная, изопрофлекс	53580,3	1,24	1,02	1,06	2226,87	668,06	2894,93	2025-2026
95	ул.Заводская д.2	35	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	56086,12	1,24	1,02	1,06	2631,79	789,54	3421,33	2025-2026
96	ул.Школьная д.4	5	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	26009,92	1,24	1,02	1,06	174,36	52,31	226,66	2025-2026
97	ул.Заводская д.4/1	15	0,05	0,05	Бесканальная, изопрофлекс	48674,5	1,24	1,02	1,06	978,86	293,66	1272,52	2025-2026
98	спорт шк. Ул. Заводская д.6	35	0,04	0,04	Бесканальная, изопрофлекс	46221,6	1,24	1,02	1,06	2168,91	650,67	2819,58	2025-2026
99	ул.Заводская д.4	38	0,15	0,15	Бесканальная, изопрофлекс	71161,04	1,24	1,02	1,06	3625,38	1087,61	4712,99	2025-2026
100	ул. Заводская д.9	30	0,08	0,08	Бесканальная, изопрофлекс	56086,12	1,24	1,02	1,06	2255,82	676,75	2932,57	2025-2026

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 118-119. Сводные капитальные затраты данной группы проектов составят 718,9 млн. руб. (без НДС). Проекты предполагаются к реализации в течение 2025 – 2026 гг.

Таблица 118 – Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №5 по Сценариям 1 и 2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042	Итого
ПИР и ПСД	тыс. руб.	33636,8	15248,8	0	0	0	0	0	48885,6
Оборудование	тыс. руб.	322517,6	146209,3	0	0	0	0	0	468726,9
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	138504,5	62789,3	0	0	0	0	0	201293,7
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	494658,8	224247,4	0	0	0	0	0	718906,2
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
НДС 20 %	тыс. руб.	108824,9	49334,4	0	0	0	0	0	158159,4
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	603483,8	273581,8	0	0	0	0	0	877065,6

Таблица 119 – Сводные финансовые потребности в реализацию проектов группы №5 в разрезе ТСО по Сценариям 1 и 2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042	Итого
АО «МЭС»									
ПИР и ПСД	тыс. руб.	33636,8	15248,8	0	0	0	0	0	48885,6
Оборудование	тыс. руб.	322517,6	146209,3	0	0	0	0	0	468726,9
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	138504,5	62789,3	0	0	0	0	0	201293,7
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	494658,8	224247,4	0	0	0	0	0	718906,2
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
НДС 20 %	тыс. руб.	108824,9	49334,4	0	0	0	0	0	158159,4
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	603483,8	273581,8	0	0	0	0	0	877065,6

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

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

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

Затраты на реализацию данных мероприятий учтены по соответствующим группам проектов.

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

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

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

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

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

Капитальные затраты на реализацию группы проектов №3 приведены в таблицах 120-121. Необходимые затраты на реализацию мероприятий представлены в разрезе теплоснабжающих организаций.

Сводные капитальные затраты данной группы проектов составят 42,435 млн. руб. (без НДС). Проекты предполагаются к реализации в течение 2026 – 2027 гг.

Таблица 120 –Состав группы проектов №3 для развития схемы теплоснабжения

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубо-да, Ду, м	Перспектив ный диаметр, Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Стоимость за 1 км по НПС 81-02-13-2025, тыс. руб.	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итоговая стронт. трубо-да, тыс.руб.	Демонтажн ые работы	Итоговая стоимость работ, тыс.руб.	Год ввода
Восточная котельная													
ТК-110/2	ТК-112/2	61,15	0,3	0,4	Подземная, в непроходных каналах канальная	134526	1,24	1,02	1,06	11028,85	3308,66	14337,51	2027
ТК-112/2	ТК-57/3	10	0,3	0,4	Подземная, в непроходных каналах канальная	134526	1,24	1,02	1,06	1803,57	541,07	2344,65	2027
ТК-57/3	УТ 68	99,16	0,3	0,4	Подземная, в непроходных каналах канальная	134526	1,24	1,02	1,06	17884,24	5365,27	23249,51	2027
УТ 68	ТК-37/3	10,68	0,3	0,4	Подземная, в непроходных каналах канальная	134526	1,24	1,02	1,06	1926,22	577,87	2504,08	2027

Таблица 121 – Сводные финансовые потребности для реализации проектов группы №3 для сценария 1 и 2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042	Итого
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0	2885,6	0	0	0	0	0	2885,6
Оборудование	тыс. руб.	0	27668,1	0	0	0	0	0	27668,1
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0	11882,0	0	0	0	0	0	11882,0
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0	42435,8	0	0	0	0	0	42435,8
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
НДС 20 %	тыс. руб.	0	9335,9	0	0	0	0	0	9335,9
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0	51771,6	0	0	0	0	0	51771,6

Таблица 122 – Финансовые потребности в реализацию проектов группы №3 в разрезе ТСО для сценария 1 и 2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042	Итого
АО «Мурманская ТЭЦ»									
ПИР и ПСД	тыс. руб.	0	2885,6	0	0	0	0	0	2885,6
Оборудование	тыс. руб.	0	27668,1	0	0	0	0	0	27668,1
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	тыс. руб.	0	11882,0	0	0	0	0	0	11882,0
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	0	42435,8	0	0	0	0	0	42435,8
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	0	0,0	0	0	0	0	0	0,0
НДС 20 %	тыс. руб.	0	9335,9	0	0	0	0	0	9335,9
Всего стоимость проекта	тыс. руб.	0	51771,6	0	0	0	0	0	51771,6

6.7. Предложения по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса

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

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

В настоящем разделе приведены мероприятия по реконструкции и строительству тепловых сетей, входящих в состав группы проектов №6, и направленных на обеспечение нормативной надёжности и безопасности теплоснабжения. Следует отметить, что представленные объемы реконструкции ветхих тепловых сетей являются максимальными, т.е. при условии соблюдения данных объемов переключений в течение расчетного периода схемы теплоснабжения участки тепловых сетей, истощивших 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 126 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, переключки тепловых сетей данной организации является первостепенной задачей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения потребителей г. Мурманска.

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

ТЭЦ» в 2024-2029 годы и мероприятия по перекладке тепловых сетей, планируемые к реализации в рамках инвестиционной программы АО «Мурманэнергосбыт» на 2025-2028 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».

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

№ п/п	Наименование мероприятий	Основные технические характеристики				Год начал а	Год окончани я	Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (без НДС)							Остаток финансиро вания
		Наименование	Ед. изм.	Значение показателя				Всего	Профин- но к 2024г	2024	2025	2026	2027	2028	
		показателя		до	после										
		(мощность, протяженность , диаметр и т.п.)		реализации мероприят ия	реализации мероприяти я										
		Группа 3. Реконструкция или модернизация существующих объектов в целях снижения уровня износа существующих объектов и (или) поставки энергии от разных источников													
3.1.2	Реконструкция участка тепловой сети от КТЦ до П-2/2, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	Усл.диаметр / пропуск. Спос-ть/ д протяженность	мм / т/ч / км	600 / 1880 / 0,286	700 / 2700 / 0,286	2021	2032	106 328,53	341,579	0	0	0,00	2 300,00	4 173,48	99 513,47
3.1.3	Реконструкция участка тепловой сети от КТЦ до ТК-1Б/1, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	Усл.диаметр / пропуск. Спос-ть/ д протяженность	мм / т/ч / км	500 / 1020 / 0,3	500 / 1020 / 0,3	2021	2032	87 064,73	332,98	0	0	0,00	1 800,00	3 920,86	81 010,89
3.1.4	Реконструкция участка тепловой сети от П-3А до ТК-34, источник теплоснабжения Южная котельная	Усл.диаметр / пропуск. Спос-ть/ д протяженность	мм / т/ч / км	600 / 1880 / 4,13	600 / 1880 / 4,13	2021	2031	1 990 273,95	21 714,77	0	0	0,00	0,00	193 305,94	1775253,24
3.1.5	Реконструкция участка тепловой сети от П-1А до П-7цв, источник теплоснабжения Южная котельная	Усл.диаметр / пропуск. Спос-ть/ д протяженность	мм / т/ч / км	700 / 2700 / 1,286	700 / 2700 / 1,286	2021	2028	544 536,96	9 689,93	0	0	117 307,94	141 372,93	276 166,16	0,0
3.2. Реконструкция или модернизация существующих объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей															
3.2.1	Реконструкция ТК-49/1, источник теплоснабжения Мурманская ТЭЦ	Усл.диаметр / пропуск. Спос-ть/ д протяженность	мм / т/ч / км	400 / 660 / 0,02	400 / 660 / 0,02	2025	2027	7 377,36	0	0	1 101,83	0,00	6 275,53	0	0

Таблица 124 – Затраты на реконструкцию тепловых сетей по АО «Мурманская ТЭЦ», планируемых к перекладке в 2024-2029 годы

Наименование участка	Вид проводимых работ	Протяженность участка, м	Стоимость работ, тыс.руб.	Прогнозный год ввода
Мурманская ТЭЦ				
Ремонт участка тепловой сети по ул. Воровского между ТК-24/1 и ТК-25/1	Замена труб в ППМ изоляции Ø 426, протяженностью 87,1 пог. М по каналу. Замена неподвижной и скользящих опор.	174,2	17021,30	2026
Ремонт участка тепловой сети по ул. Полярной Правды между ТК-69/2 и ТК-106а/2	Замена труб Ø 426 мм в ППМ изоляции протяженностью 249,2 пог.м по каналу. Замена запорной арматуры в ТК-69/2, ТК-68/2, ТК-67/2, ТК-106А/2. Замена ж/б конструкций канала и камер.	498,4	71037,91	2027
Ремонт участка тепловой сети по ул. С. Перовской между ТК-32/2 и ТК-63/2	Замена труб Ø 219 мм на Ø 273 мм в ППМ изоляции протяженностью 247,93 пог.м по каналу. Замена запорной арматуры, замена ж/б конструкций канала, ремонт тепловых камер ТК-32в/2, ТК-63/2, ТК-64/2, ТК-65/2, ТК-66/2.	495,86	31355,76	2027
Ремонт участка тепловой сети по ул. С. Перовской с увеличением диаметра между ТК-23/2 – ТК-27/2	Замена труб Ø 273 мм на Ø 325 мм в ППМ изоляции протяженностью 296,1 пог.м по каналу. Замена запорной арматуры, замена ж/б конструкций канала и ремонт тепловых камер ТК-24/2, ТК-25/2, ТК-26/2.	592,2	60291,01	2028
Ремонт участка тепловой сети по ул. Октябрьская между ТК-49/1 и ТК-50/2	Замена труб Ø 325 мм в ППМ изоляции протяженностью 335,6 пог.м по каналу. Замена запорной арматуры в ТК-49/1, ТК-98/1, ТК-99/1, ТК-50/2. Замена ж/б конструкций канала и камер.	671,2	54667,10	2028
Ремонт участка тепловой сети по ул. Комсомольской и ул. Софьи Перовской между ТК-18/2 и ТК-23/2	Замена труб Ø 273 мм в ППМ изоляции протяженностью 48,3 пог.м по каналу и Ø 325 мм протяженностью 157,1 пог.м по каналу. Замена запорной арматуры в ТК-18/2, ТК-21/2, ТК-22/2. Замена ж/б конструкций канала и камер.	410,8	46005,24	2029
Ремонт участка тепловой сети по ул. Зои Космодемьянской между ТК-60 и ТК-62	Замена труб Ø 530 мм в ППМ изоляции протяженностью 144,7 пог.м по каналу. Замена запорной арматуры в ТК-61, замена ж/б конструкций канала и камеры.	289,4	37271,18	2029
Ремонт участка тепловой сети по пр. Ленина между ТК-18/2 и ТК-20/2	Замена труб Ø 219 мм в ППМ изоляции протяженностью 117,3 пог.м по каналу. Замена запорной арматуры в ТК-19/2, ТК-20/2. Замена ж/б конструкций канала и камеры.	234,6	26272,71	2029
Ремонт участка тепловой сети по ул. Книповича между ТК-106а/2 и ТК-104/2	Замена труб Ø 426 мм в ППМ изоляции протяженностью 245,5 пог.м по каналу. Замена запорной арматуры в ТК-104/2. Замена ж/б конструкций канала и камеры.	491	63234,80	2029
Ремонт участка тепловой сети по ул. Шмидта между ТК-2/1 и ТК-3/1	Замена труб Ø 530 мм в ППМ изоляции протяженностью 127,8 пог.м по каналу. Замена запорной арматуры в ТК-3/1. Замена ж/б конструкций канала и камеры.	255,6	36209,97	2030
Ремонт участка тепловой сети по ул. Профсоюзов и ул. Челюскинцев между ТК-35/1 и ТК-39/1	Замена труб Ø 426 мм в ППМ изоляции протяженностью 350,5 пог.м по каналу. Замена запорной арматуры в ТК-35/1, ТК-37/1, ТК-38/1, ТК-39/1. Замена ж/б конструкций канала и камеры.	701	99308,26	2030

Наименование участка	Вид проводимых работ	Протяженность участка, м	Стоимость работ, тыс.руб.	Прогнозный год ввода
Южная котельная				
Ремонт участка тепловой сети по пр-ду Лыжный между ТК-81/3 и ТК-65	Замена труб Ø 530 мм в ППМ изоляции протяженностью 346,81 пог.м по каналу. Замена запорной арматуры в ТК-81/3, замена ж/б конструкций канала и камер ТК-66, ТК-81/3.	693,62	49124,47	2027
Ремонт участка тепловой сети по пр-ду Лыжный между П-636 и ТК-65	Замена труб Ø 530 мм в ППМ изоляции протяженностью 469,22 пог.м по каналу. Замена запорной арматуры, замена ж/б конструкций канала и камер ТК-64а, ТК-64, ТК-65.	244,82	19072,86	2028

Таблица 125 – Затраты на перекладку существующих и строительство новых тепловых сетей по инвестиционной программе АО «Мурманэнергосбыт» на 2025 – 2028 гг.

№ п/п	Наименование мероприятий	Кадастровый номер объекта (участка объекта)	Основные технические характеристики до реализации мероприятия				Основные технические характеристики после реализации мероприятия				Год начала реализации	Год окончания реализации	Финансирование, в т.ч. по годам, тыс. руб. без НДС			
			Усл. диаметр, мм	Пропускная способность, т/ч	Прот-ность (в 10м трубном), км	Способ прокладки	Условный диаметр, мм	Пропускная способность, т/ч	Прот-ность (в однотрубном исчислении), км	Способ прокладки			2025	2026	2027	2028
3.1.1	Перекладка тепловых сетей от котельной мкр. Абрам-Мыс г. Мурманска, в т.ч.:		200	-	0,110	подземный	200	-	0,110	подземный	2027	2027	0,00	0,00	3 730,47	0,00
3.1.1.1	пер. Охотничий, 23-25	51:20:0000000:16 233	200	125,00	0,110	подземный	200	125,00	0,110	подземный	2027	2027	0,00	0,00	3 730,47	0,00
3.1.2.	Перекладка существующих тепловых сетей от источников АО "МЭС", в т.ч.:	51:20:0000000:1 6343	-	-	6,007	подземный/внутри помещений	-	-	6,007	подземный/внутри помещений	2026	2028		0,00	111194,06	158922,85
3.1.2.1.1	ТК-202 - ТК-203 (ул. Гаджиева)	51:20:0000000:16 343	400	780,00	0,156	подземный	400	780	0,156	подземный	2027	2027	0	0	10358,98	0
3.1.2.1.2	ТК-204А - ТК-205 (ул. Гаджиева)	51:20:0000000:16 343	350	550,00	0,140	подземный	350	550	0,14	подземный	2027	2027	0	0	9866,17	0
3.1.2.1.3	ТК-31 - ТК-31А (ул.Лобова)	51:20:0000000:16 343	250	59,00	0,120	подземный	250	59	0,12	подземный	2027	2027	0	0	5638,83	0
3.1.2.1.4	ТК-31А - ТК-31Б (ул.Лобова)	51:20:0000000:16 343	250	225,00	0,113	подземный	250	225	0,113	подземный	2027	2027	0	0	5458,31	0
3.1.2.1.5	ТК-12 - ТК-14 (ул.Лобова)	51:20:0000000:16 343	400	780,00	0,218	подземный	400	780	0,218	подземный	2027	2027	0	0	12970,38	0
3.1.2.1.6	ТК-105А - ТК-105Б (ул.Лобова)	51:20:0000000:16 343	200	126,00	0,056	подземный	200	126	0,056	подземный	2027	2027	0	0	3082,98	0
3.1.2.1.7	ул. Свердлова, 4/1 - 2/1	51:20:0000000:16 343	80	11,00	0,054	подземный	80	11	0,054	подземный	2027	2027	0	0	1180,51	0
3.1.2.1.8	ул. Свердлова, 4/2 - 2/2	51:20:0000000:16 343	80	11,00	0,060	подземный	80	11	0,06	подземный	2027	2027	0	0	1451,43	0
3.1.2.1.9	ул. Свердлова, 4/2 - 2/5	51:20:0000000:16 343	80	11,00	0,076	подземный	80	11	0,076	подземный	2027	2027	0	0	1556,7	0
3.1.2.1.10	ул. Свердлова, 6/1 - 4/1	51:20:0000000:16 343	100	20,00	0,064	подземный	100	20	0,064	подземный	2027	2027	0	0	1744,49	0
3.1.2.1.11	ул. Инженерная, 3 - ул. Николаева, 6	51:20:0000000:16 343	65	6,60	0,080	подземный	65	6,6	0,08	подземный	2027	2027	0	0	1801,77	0
3.1.2.1.12	ул. А. Невского, 82 - 80	51:20:0000000:16 343	80	6,45	0,044	подземный	80	6,45	0,044	подземный	2027	2027	0	0	1066,98	0
3.1.2.1.13	ТК-211 - ул. А. Невского, 82	51:20:0000000:16 343	100	20,00	0,092	подземный	100	20	0,092	подземный	2027	2027	0	0	2645,81	0
3.1.2.1.14	ТК-122А – ТК-123 (ул. Ивченко)	51:20:0000000:16 343	250	225,00	0,098	подземный	250	225	0,098	подземный	2027	2027	0	0	3742,87	0
3.1.2.1.15	ТК-10 – ТК-81 (ул. Миронова)	51:20:0000000:16 343	250	365,00	0,306	подземный	250	365	0,306	подземный	2027	2027	0	0	11455,97	0
3.1.2.1.16	ТК-44А - ТК-30 (ул.Лобова)	51:20:0000000:16 343	300	365,00	0,119	подземный	300	365	0,119	подземный	2027	2027	0	0	6968,79	0
3.1.2.1.17	ТК-30 - ТК-31 (ул.Лобова)	51:20:0000000:16 343	300	365,00	0,042	подземный	300	365	0,042	подземный	2027	2027	0	0	2442,91	0
3.1.2.1.18	ТК-68а – ТК-68б (ул. Халатина)	51:20:0000000:16 343	125	36,00	0,224	подземный	125	36	0,224	подземный	2027	2027	0	0	5763,6	0

№ п/п	Наименование мероприятий	Кадастровый номер объекта (участка объекта)	Основные технические характеристики до реализации мероприятия				Основные технические характеристики после реализации мероприятия				Год начала реализац ии	Год окончания реализаци и	Финансирование, в т.ч. по годам, тыс. руб. без НДС			
			Усл. диаметр, мм	Пропуск ная способно сть, т/ч	Прот-ность (в 10м трубном), км	Способ прокладки	Условный диаметр, мм	Пропускная способность, т/ч	Прот-ность (в однотрубном исчислении), км	Способ прокладки			2025	2026	2027	2028
3.1.2.1.19	TK-244в - TK-244и (ул. Гончарова)	51:20:0000000:16 343	350	550,00	0,072	подземный	350	550	0,072	подземный	2027	2027	0	0	3726,9	0
3.1.2.1.20	TK-244и - TK-244м (ул. Гончарова)	51:20:0000000:16 343	350	550,00	0,280	подземный	350	550	0,28	подземный	2027	2027	0	0	11310,08	0
3.1.2.1.21	TK-69А – TK-70 (ул. Александрова)	51:20:0000000:16 343	200	126,00	0,266	подземный	200	126	0,266	подземный	2027	2027	0	0	6959,6	0
3.1.2.1.22	TK-250г - ул.Лобова, 11/1	51:20:0000000:16 343	250	225,00	0,050	подземный	250	225	0,05	подземный	2028	2028	0	0	0	2778,69
3.1.2.1.23	TK-290 - TK-291 (ул. А. Невского)	51:20:0000000:16 343	250	225,00	0,042	подземный	250	225	0,042	подземный	2028	2028	0	0	0	2276,3
3.1.2.1.24	TK-292 - TK-293 (ул. А. Невского)	51:20:0000000:16 343	250	225,00	0,032	подземный	250	225	0,032	подземный	2028	2028	0	0	0	1644,49
3.1.2.1.25	TK-219А - TK-219Ж (ул. Хлобыстова)	51:20:0000000:16 343	200	126,00	0,236	подземный	200	126	0,236	подземный	2028	2028	0	0	0	9993,2
3.1.2.1.26	TK-219Ж - TK-219з (ул. Хлобыстова)	51:20:0000000:16 343	200	126,00	0,082	подземный	200	126	0,082	подземный	2028	2028	0	0	0	4873,05
3.1.2.1.27	TK-219Е - TK-219А (ул. Хлобыстова)	51:20:0000000:16 343	200	126,00	0,106	подземный	200	126	0,106	подземный	2028	2028	0	0	0	4862,42
3.1.2.1.28	ул. Свердлова, 50 - 48	51:20:0000000:16 343	80	11,00	0,039	внутри помещений	80	11	0,039	внутри помещений	2028	2028	0	0	0	801,18
3.1.2.1.29	TK-6Н - TK-7Н (ул. Свердлова)	51:20:0000000:16 343	400	780,00	0,279	подземный	400	780	0,279	подземный	2028	2028	0	0	0	17167,65
3.1.2.1.30	TK-7Н - TK-90 (ул. Свердлова)	51:20:0000000:16 343	400	780,00	0,100	подземный	400	780	0,1	подземный	2028	2028	0	0	0	6542,12
3.1.2.1.31	TK-310 - TK-311 (ул. Ушакова)	51:20:0000000:16 343	250	225,00	0,144	подземный	250	225	0,144	подземный	2028	2028	0	0	0	6792,25
3.1.2.1.32	TK-34 - TK-105А (ул.Лобова)	51:20:0000000:16 343	200	126,00	0,108	подземный	200	126	0,108	подземный	2028	2028	0	0	0	6050,84
3.1.2.1.33	TK-31Б - TK-32 (ул.Лобова)	51:20:0000000:16 343	200	126,00	0,054	подземный	200	126	0,054	подземный	2028	2028	0	0	0	5162,88
3.1.2.1.34	TK-67А – TK-67Б - TK-67В - пр. Г. - североморцев, 2	51:20:0000000:16 343	125	36,00	0,509	подземный	125	36	0,509	подземный	2028	2028	0	0	0	10178,92
3.1.2.1.35	TK-37 - TK-37А (ул. П. Морозова)	51:20:0000000:16 343	300	365,00	0,054	подземный	300	365	0,054	подземный	2028	2028	0	0	0	2810,64
3.1.2.1.36	TK-37А - TK-16Б (ул. Гагарина)	51:20:0000000:16 343	300	365,00	0,488	подземный	300	365	0,488	подземный	2028	2028	0	0	0	16385,84
3.1.2.1.37	TK-207 - TK-208 (ул. А. Невского)	51:20:0000000:16 343	350	550,00	0,280	подземный	350	550	0,28	подземный	2028	2028	0	0	0	22964,84
3.1.2.1.38	TK-5 - TK-6Н (ул. Свердлова); TK-5 - ул. Свердлова, 50	51:20:0000000:16 343	400/150	59,00	0,250	подземный	400/150	59	0,25	подземный	2028	2028	0	0	0	21079,52
3.1.2.1.39	TK-16Б - TK-17 (ул. Гагарина)	51:20:0000000:16 343	300	365,00	0,108	подземный	300	365	0,108	подземный	2028	2028	0	0	0	4361,54

№ п/п	Наименование мероприятий	Кадастровый номер объекта (участка объекта)	Основные технические характеристики до реализации мероприятия				Основные технические характеристики после реализации мероприятия				Год начала реализац ии	Год окончания реализаци и	Финансирование, в т.ч. по годам, тыс. руб. без НДС			
			Усл. диаметр, мм	Пропуск ная способно сть, т/ч	Прот-ность (в 10м трубном), км	Способ прокладки	Условный диаметр, мм	Пропускная способность, т/ч	Прот-ность (в однотрубном исчислении), км	Способ прокладки			2025	2026	2027	2028
3.1.2.1.40	ТК-17 - ТК-18 (ул. Гагарина)	51:20:0000000:16 343	300	365,00	0,366	подземный	300	365	0,366	подземный	2028	2028	0	0	0	12196,48
3.1.2.2	Перекладка существующих тепловых сетей по передаче тепловой энергии от сторонних источников, в т.ч.:	51:20:0000000:1 6338 51:20:0002021:2 866			5,293	подземный/ внутри помещений	-		5,293	подземный/в нутри помещений	2026	2027	33 454,60	39 415,65	40 870,05	53 695,29
3.1.2.2.1	ТК8 - ТК8А (пр.Кольский,218)	51:20:0000000:16 338	250	225	0,05	подземный	250	225	0,05	подземный	2025	2025	3 378,14	0,00	0,00	0,00
3.1.2.2.2	ТК-45/3 - ТК-45/3а - ТК-46/3	51:20:0000000:16 338	150	225	0,102	подземный	150	225	0,102	подземный	2025	2025	3 182,02	0,00	0,00	0,00
3.1.2.2.3	ТК 6/1 - ТК 6/1а - ТК 6/16 - Шмидта, 21	51:20:0002021:28 66	65/100	6,4	0,364	подземный	65/100	6,4	0,364	подземный	2025	2025	6 650,33	0,00	0,00	0,00
3.1.2.2.4	ул. Героев Рыбачьего, 27 - 21	51:20:0000000:16 338	150	59	0,106	внутри помещений	150	59	0,106	внутри помещений	2025	2025	2 890,91	0,00	0,00	0,00
3.1.2.2.5	ТК11 – ТК11А	51:20:0000000:16 338	200	20	0,168	подземный	200	20	0,168	подземный	2025	2025	4 954,48	0,00	0,00	0,00
3.1.2.2.6	ТК11А – ул.Г.Рыбачьего,27	51:20:0000000:16 338	200	20	0,11	подземный	200	20	0,11	подземный	2025	2025	2 990,73	0,00	0,00	0,00
3.1.2.2.7	ул.Ломоносова,6 – ТК76/6	51:20:0000000:16 338	100	20	0,116	внутри помещений	100	20	0,116	внутри помещений	2025	2025	2 351,65	0,00	0,00	0,00
3.1.2.2.8	ул.З.Космодемьянской,34 – пр.Кольский,102	51:20:0000000:16 338	100	20	0,053	внутри помещений	100	20	0,053	внутри помещений	2025	2025	1 436,41	0,00	0,00	0,00
3.1.2.2.9	ул.Марата,20 – пр.Кирова,15	51:20:0002021:28 66	80/100/12 5	36	0,159	внутри помещений	80/100/125	36	0,159	внутри помещений	2025	2025	3 394,03	0,00	0,00	0,00
3.1.2.2.10	ул.Генералова,15 – ул.Декабристов,12 – ул.Декабристов,10	51:20:0000000:16 338	50/65/80	6,4	0,176	подземный	50/65/80	6,4	0,176	подземный	2025	2025	2 225,90	0,00	0,00	0,00
3.1.2.2.11	ул.Беринга,11 - 7	51:20:0000000:16 338	150	59	0,1	подземный	150	59	0,1	подземный	2026	2026	0,00	3 658,22	0,00	0,00
3.1.2.2.12	ТК-1 - УТ-2 Старостина, 77	51:20:0002021:28 66	90/150/20 0	126	0,19	подземный	90/150/200	126	0,19	подземный	2026	2026	0,00	5 685,80	0,00	0,00
3.1.2.2.13	ул. Достоевского, 16-28	51:20:0000000:16 338	100/150	59	0,146	внутри помещений	100/150	59	0,146	внутри помещений	2026	2026	0,00	5 064,27	0,00	0,00
3.1.2.2.14	ТК 29В - ул. Беринга,22	51:20:0000000:16 338	150/200	126	0,09	подземный	150/200	126	0,09	подземный	2026	2026	0,00	3 673,07	0,00	0,00
3.1.2.2.15	пр. Молодежный, 8 - 9	51:20:0000000:16 338	150	59	0,043	подземный	150	59	0,043	подземный	2026	2026	0,00	1 489,08	0,00	0,00
3.1.2.2.16	пр. Молодежный, 6 - 8	51:20:0000000:16 338	125	36	0,041	подземный	125	36	0,041	подземный	2026	2026	0,00	1 305,93	0,00	0,00
3.1.2.2.17	ул.Генералова,13 – 11	51:20:0000000:16 338	50/80	3,2	0,106	подземный	50/80	3,2	0,106	подземный	2026	2026	0,00	1 450,44	0,00	0,00
3.1.2.2.18	пр.Кольский,220 – ул.Копытова 5	51:20:0000000:16 338	80	11	0,058	подземный	80	11	0,058	подземный	2026	2026	0,00	1 709,23	0,00	0,00

№ п/п	Наименование мероприятий	Кадастровый номер объекта (участка объекта)	Основные технические характеристики до реализации мероприятия				Основные технические характеристики после реализации мероприятия				Год начала реализац ии	Год окончания реализаци и	Финансирование, в т.ч. по годам, тыс. руб. без НДС			
			Усл. диаметр, мм	Пропуск ная способно сть, т/ч	Прот-ность (в 10м трубном), км	Способ прокладки	Условный диаметр, мм	Пропускная способность, т/ч	Прот-ность (в однотрубном исчислении), км	Способ прокладки			2025	2026	2027	2028
3.1.2.2.19	ТК74/2 - ТК74/7-ТК74/8-ТК74/9- ТК74/10 - Ленина96	51:20:0000000:16 338	25/40/50/ 65/80 /100	11	0,71	подземный	25/40/50/65/80 /100	11	0,71	подземный	2026	2026	0,00	15 379,61	0,00	0,00
3.1.2.2.20	ТК 74/1а - Ленина, 98	51:20:0002021:28 66	25/40/50/ 100/8 0	3,2	1,195	подземный	25/40/50/100/8 0	3,2	1,195	подземный	2027	2027	0,00	0,00	24 857,57	0,00
3.1.2.2.21	ЦТП-5 до ТК-11	51:20:0002021:28 66	250	180	0,076	подземный	250	180	0,076	подземный	2027	2027	0,00	0,00	4 899,49	0,00
3.1.2.2.22	ТК-35/3 до Павлова, д.12	51:20:0002021:28 66	250	180	0,065	подземный	250	180	0,065	подземный	2027	2027	0,00	0,00	2 856,25	0,00
3.1.2.2.23	ТК74/1а - ТК74/5-ТК74/6- К.Ли619/15	51:20:0002021:28 66	25/50/80	3,2	0,446	подземный	25/50/80	3,2	0,446	подземный	2027	2027	0,00	0,00	8 256,74	0,00
3.1.2.2.24	П-38 (10) МТЭЦ - ЦТП-2.	51:20:0000000:16 338	300	365	0,764	подземный	300	365	0,764	подземный	2028	2028	0,00	0,00	0,00	53 695,29
Итого													33 454,60	39 415,65	40 870,05	53 695,29
Всего													33 454,60	39 415,65	155794,58	212618,14

Таблица 126 – Сводные финансовые потребности для реализации проектов группы №6 для участков эксплуатационной ответственности АО «Мурманская ТЭЦ» для сценария 1

Участок	Тип прокладки	Год прокладки	Длина участка, м	Диаметр, мм	Условный диаметр, м	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2026, тыс. руб	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стеснённости	Итого без НДС, тыс. руб	Демонтаж, тыс. руб	Итоговая стоимость работ без НДС, тыс. руб	Предполагаемый период проведения реконструкции
Мурманская ТЭЦ													
ТК-13/1-ТК-20/1	Подземная в непроходных каналах	1996	495	0,53	0,5	159055	1,24	1,02	1,06	105555,35	31666,60	137221,95	2031-2036
ТК-24/1-ТК-41/1	Подземная в непроходных каналах	1984	873	0,426	0,4	134526	1,24	1,02	1,06	157452,00	47235,60	204687,61	2031-2036
ТК-49/1-ТК-74/1	Подземная в непроходных каналах	1989	227	0,219	0,2	85327,77	1,24	1,02	1,06	25968,33	7790,50	33758,83	2031-2036
ТК-52/1-ТК-53/1	Подземная в непроходных каналах	1958	99	0,219	0,2	85327,77	1,24	1,02	1,06	11325,39	3397,62	14723,01	2031-2036
ТК-41/1-ТК-47А/1	Подземная в непроходных каналах	1958	175	0,159	0,15	71161,04	1,24	1,02	1,06	16695,83	5008,75	21704,58	2031-2036
ТК-39/1-ТК-41/2	Подземная в непроходных каналах	1989	233	0,159	0,15	71161,04	1,24	1,02	1,06	22229,31	6668,79	28898,10	2031-2036
ТК-49/1-ТК-46/2	Подземная в непроходных каналах	1989	424	0,325	0,3	108536,31	1,24	1,02	1,06	61697,65	18509,30	80206,95	2031-2036
ТК-49/1-ТК-46/2	Подземная в непроходных каналах	1989	238	0,273	0,25	100673,26	1,24	1,02	1,06	32123,20	9636,96	41760,16	2031-2036
ТК-3/2 - ТК-73/2	Подземная в непроходных каналах	1988	713	0,426	0,4	134526	1,24	1,02	1,06	128594,82	38578,45	167173,27	2031-2036
ТК-3/2 - ТК-73/2	Подземная в непроходных каналах	1987	202	0,325	0,3	108536,31	1,24	1,02	1,06	29393,69	8818,11	38211,80	2031-2036
ТК-3/2 - ТК-73/2	Подземная в непроходных каналах	1987	211	0,273	0,25	100673,26	1,24	1,02	1,06	28478,97	8543,69	37022,66	2031-2036
ТК-11/2-ТК-12/2	Подземная в непроходных каналах	1986	31	0,133	0,125	65823,58	1,24	1,02	1,06	2735,72	820,71	3556,43	2031-2036
ТК-14/2-ТК-15/2А	Подземная в непроходных каналах	1987	129	0,159	0,15	71161,04	1,24	1,02	1,06	12307,21	3692,16	15999,38	2031-2036
ТК-16/2-ТК-18/2	Подземная в непроходных каналах	1985	289	0,325	0,3	108536,31	1,24	1,02	1,06	42053,35	12616,01	54669,36	2031-2036
ТК-24/2-ТК-28/2	Подземная в непроходных каналах	1988	297	0,325	0,3	108536,31	1,24	1,02	1,06	43217,46	12965,24	56182,70	2031-2036
ТК-28/2-ТК-29/2	Подземная в непроходных каналах	1974	129	0,219	0,2	85327,77	1,24	1,02	1,06	14757,33	4427,20	19184,53	2031-2036
ТК-66/2-103/2	Подземная в непроходных каналах	1958	60	0,273	0,25	100673,26	1,24	1,02	1,06	8098,29	2429,49	10527,77	2031-2036
ТК-22/2-мастерская	Подземная в непроходных каналах	1986	187	0,273	0,25	100673,26	1,24	1,02	1,06	25239,66	7571,90	32811,56	2031-2036
ТК-43/2-ТК-63/2	Подземная в непроходных каналах	1994	22	0,089	0,08	56086,12	1,24	1,02	1,06	1654,27	496,28	2150,55	2031-2036

Участок	Тип прокладки	Год прокладки	Длина участка, м	Диаметр, мм	Условный диаметр, м	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2026, тыс. руб	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стесненности	Итого без НДС, тыс. руб	Демонтаж, тыс. руб	Итоговая стоимость работ без НДС, тыс. руб	Предполагаемый период проведения реконструкции
ТК-36/2-53/2	Подземная в непроходных каналах	1955	731	0,219	0,2	85327,77	1,24	1,02	1,06	83624,88	25087,46	108712,34	2031-2036
ТК-51/2-ТК-57/2	Подземная в непроходных каналах	1974	247	0,219	0,2	85327,77	1,24	1,02	1,06	28256,29	8476,89	36733,17	2031-2036
ТК-57/2-Бойлерная 34 кв,	Подземная в непроходных каналах	1960	68	0,219	0,2	85327,77	1,24	1,02	1,06	7779,06	2333,72	10112,78	2031-2036
ТК-34/3-ТК-34/3В	Подземная в непроходных каналах	1990	164	0,159	0,15	71161,04	1,24	1,02	1,06	15646,38	4693,91	20340,29	2031-2036
ТК-45/3-ТК-47/3	Подземная в непроходных каналах	1969	52	0,159	0,15	71161,04	1,24	1,02	1,06	4961,05	1488,31	6449,36	2031-2036
ТК-6/3-ТК-6А/3	Подземная в непроходных каналах	1965	45	0,219	0,2	85327,77	1,24	1,02	1,06	5147,91	1544,37	6692,28	2031-2036
ТК-6А/3-ТК-50/3	Подземная в непроходных каналах	1965	220	0,159	0,15	71161,04	1,24	1,02	1,06	20989,05	6296,71	27285,76	2031-2036
ТК-53/1-ТК-55/1	Подземная в непроходных каналах	1957	75	0,159	0,15	71161,04	1,24	1,02	1,06	7155,36	2146,61	9301,96	2031-2036
ТК-72/3-Насосная №1	Подземная в непроходных каналах	1990	307	0,53	0,5	159055	1,24	1,02	1,06	65465,64	19639,69	85105,33	2031-2036
ТК-32/2-ТК-30/2	Подземная в непроходных каналах	1988	229	0,273	0,25	100673,26	1,24	1,02	1,06	30908,46	9272,54	40181,00	2031-2036
ТК-6/1-ТК-8/1	Подземная в непроходных каналах	1997	227	0,53	0,5	159055	1,24	1,02	1,06	48406,19	14521,86	62928,05	2037-2042
ТК-3/2 - ТК-73/2	Подземная в непроходных каналах	1998	44,5	0,53	0,5	159055	1,24	1,02	1,06	9489,32	2846,80	12336,12	2037-2042
ТК-6/3-ТК-12/3	Подземная в непроходных каналах	1998	250	0,53	0,5	159055	1,24	1,02	1,06	53310,78	15993,23	69304,02	2037-2042
ТК-14/3-ТК-18А/3	Подземная в непроходных каналах	1998	410	0,53	0,5	159055	1,24	1,02	1,06	87429,68	26228,90	113658,59	2037-2042
ТК-21/3-ТК-23А/3	Подземная в непроходных каналах	1998	234	0,53	0,5	159055	1,24	1,02	1,06	49898,89	14969,67	64868,56	2037-2042
ТК-20/1-ТК-23/1	Подземная в непроходных каналах	2003	334	0,53	0,5	159055	1,24	1,02	1,06	71223,21	21366,96	92590,17	2037-2042
ТК-41/1-ТК-43/1	Подземная в непроходных каналах	2006	117	0,219	0,2	85327,77	1,24	1,02	1,06	13384,56	4015,37	17399,92	2037-2042
ТК-43/1-ТК-43/2	Подземная в непроходных каналах	2003	218	0,219	0,2	85327,77	1,24	1,02	1,06	24938,75	7481,62	32420,37	2037-2042
ТК-24/2-С,Перов,2	Подземная в непроходных каналах	2006	207	0,273	0,25	100673,26	1,24	1,02	1,06	27939,09	8381,73	36320,81	2037-2042
ТК-3/1-ТК-4/1	Подземная в непроходных каналах	2014	70	0,53	0,5	159055	1,24	1,02	1,06	14927,02	4478,11	19405,12	2037-2042
ТК-4/1-ТК-6/1	Подземная в непроходных каналах	2007	131	0,53	0,5	159055	1,24	1,02	1,06	27934,85	8380,46	36315,31	2037-2042
ТК-23/1-ТК-24/1	Подземная в непроходных каналах	2011	161	0,53	0,5	159055	1,24	1,02	1,06	34332,14	10299,64	44631,79	2037-2042

Участок	Тип прокладки	Год прокладки	Длина участка, м	Диаметр, мм	Условный диаметр, м	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2026, тыс. руб	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стесненности	Итого без НДС, тыс. руб	Демонтаж, тыс. руб	Итоговая стоимость работ без НДС, тыс. руб	Предполагаемый период проведения реконструкции
ТК-2/2 - ТК-3/2	Подземная в непроходных каналах	2013	117	0,53	0,5	159055	1,24	1,02	1,06	24949,45	7484,83	32434,28	2037-2042
ТК-8/2-ТК-11/2	Подземная в непроходных каналах	2010	295	0,426	0,4	134526	1,24	1,02	1,06	53205,43	15961,63	69167,06	2037-2042
ТК-11/2-ТК-16/2	Подземная в непроходных каналах	2010	276	0,426	0,4	134526	1,24	1,02	1,06	49778,64	14933,59	64712,23	2037-2042
ТК-18/2-ТК-20/1	Подземная в непроходных каналах	2014	147	0,325	0,3	108536,31	1,24	1,02	1,06	21390,46	6417,14	27807,60	2037-2042
ТК-38/2-ТК-41/2	Подземная в непроходных каналах	2014	164	0,159	0,15	71161,04	1,24	1,02	1,06	15646,38	4693,91	20340,29	2037-2042
ТК-10/1-11/2	Подземная в непроходных каналах	2013	152	0,325	0,3	108536,31	1,24	1,02	1,06	22118,03	6635,41	28753,43	2037-2042
ТК-4/3-ТК-6/3	Подземная в непроходных каналах	2008	136	0,53	0,5	159055	1,24	1,02	1,06	29001,07	8700,32	37701,39	2037-2042
ТК-12/3-ТК-14/3	Подземная в непроходных каналах	2011	219	0,53	0,5	159055	1,24	1,02	1,06	46700,25	14010,07	60710,32	2037-2042
ТК-18/3А-ТК-19/3	Подземная в непроходных каналах	2009	137	0,53	0,5	159055	1,24	1,02	1,06	29214,31	8764,29	37978,60	2037-2042
ТК-19/3-ТК-20/3	Подземная в непроходных каналах	2010	75	0,53	0,5	159055	1,24	1,02	1,06	15993,23	4797,97	20791,21	2037-2042
ТК-26/3-ТК-27/3	Подземная в непроходных каналах	2008	106	0,325	0,3	108536,31	1,24	1,02	1,06	15424,41	4627,32	20051,74	2037-2042
Южная котельная													
П-1А-ТК-2/4	Надземная	1984	101	0,72	0,7	208113	1,24	1,02	1,06	28180,47	8454,14	36634,62	2031-2036
ТК-2/4 -Н,№6	Надземная	1984	1094	0,53	0,5	159055	1,24	1,02	1,06	233287,98	69986,40	303274,38	2031-2036
ЮК-П-1	Надземная	1996	165	0,82	0,8	232642	1,24	1,02	1,06	51463,56	15439,07	66902,62	2031-2036
ТК-63Б-больница Севрыба	Надземная	1989	536	0,273	0,25	100673,26	1,24	1,02	1,06	72344,69	21703,41	94048,09	2031-2036
П-1-Рем.цех	Надземная	1996	278	0,133	0,125	65823,58	1,24	1,02	1,06	24533,19	7359,96	31893,15	2031-2036
Н,№6-ТК-10/4	Подземная в непроходных каналах	1984	167	0,53	0,5	159055	1,24	1,02	1,06	35611,60	10683,48	46295,08	2031-2036
ТК-10/4-ТК-15/4	Подземная в непроходных каналах	1984	538	0,48	0,5	159055	1,24	1,02	1,06	114724,80	34417,44	149142,25	2031-2036
ТК-10/4-ТК-20/4	Подземная в непроходных каналах	1984	532	0,377	0,4	134526	1,24	1,02	1,06	95950,13	28785,04	124735,17	2031-2036
П-1-ТК-51	Подземная в непроходных каналах	1996	110	0,82	0,8	232642	1,24	1,02	1,06	34309,04	10292,71	44601,75	2031-2036
ТК-51-П-3А	Подземная в непроходных каналах	1996	1785	0,82	0,8	232642	1,24	1,02	1,06	556742,10	167022,63	723764,73	2031-2036

Участок	Тип прокладки	Год прокладки	Длина участка, м	Диаметр, мм	Условный диаметр, м	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2026, тыс. руб	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стесненности	Итого без НДС, тыс. руб	Демонтаж, тыс. руб	Итоговая стоимость работ без НДС, тыс. руб	Предполагаемый период проведения реконструкции
П-3А-П-3	Подземная в непроходных каналах	1996	846	0,63	0,6	183584	1,24	1,02	1,06	208225,02	62467,51	270692,53	2031-2036
ТК-34-ТК-38	Подземная в непроходных каналах	1993	413	0,53	0,5	159055	1,24	1,02	1,06	88069,41	26420,82	114490,24	2031-2036
ТК-81/3-ТК-76/3	Подземная в непроходных каналах	1984	429	0,426	0,4	134526	1,24	1,02	1,06	77373,32	23212,00	100585,32	2031-2036
ТК-74/3-ТК-72/3	Подземная в непроходных каналах	1971	153	0,377	0,4	134526	1,24	1,02	1,06	27594,68	8278,40	35873,09	2031-2036
ТК-59-ТК-61	Подземная в непроходных каналах	1989	216	0,53	0,5	159055	1,24	1,02	1,06	46060,52	13818,15	59878,67	2031-2036
ТК-61-ТК-63Б	Подземная в непроходных каналах	1996	463	0,53	0,5	159055	1,24	1,02	1,06	98731,57	29619,47	128351,04	2031-2036
ТК-63Б-ТК-81/3	Подземная в непроходных каналах	1987	453	0,53	0,5	159055	1,24	1,02	1,06	96599,14	28979,74	125578,88	2031-2036
ТК-11 -ТК-13	Подземная в непроходных каналах	1973	16	0,48	0,5	159055	1,24	1,02	1,06	3411,89	1023,57	4435,46	2031-2036
ТК-13-ТК-7/4	Подземная в непроходных каналах	1984	105	0,48	0,5	159055	1,24	1,02	1,06	22390,53	6717,16	29107,69	2031-2036
ТК-48-ТК-50	Подземная в непроходных каналах	1975	191	0,325	0,3	108536,31	1,24	1,02	1,06	27793,05	8337,91	36130,96	2031-2036
ТК-3-ТК-52	Подземная в непроходных каналах	1988	291	0,325	0,3	108536,31	1,24	1,02	1,06	42344,38	12703,31	55047,69	2031-2036
П-3-Нас, № 4	Подземная в непроходных каналах	1976	322,8	0,72	0,7	208113	1,24	1,02	1,06	90065,91	27019,77	117085,69	2031-2036
ТК-26-УТ-1	Подземная в непроходных каналах	1977	151	0,325	0,3	108536,31	1,24	1,02	1,06	21972,51	6591,75	28564,27	2031-2036
ТК-2/4-Ремонтно-производственная база	Подземная в непроходных каналах	1989	76	0,426	0,4	134526	1,24	1,02	1,06	13707,16	4112,15	17819,31	2031-2036
ТК-2/4-Ремонтно-производственная база	Подземная в непроходных каналах	1989	292	0,273	0,25	100673,26	1,24	1,02	1,06	39411,66	11823,50	51235,16	2031-2036
ТК-2/4-Ремонтно-производственная база	Подземная в непроходных каналах	1989	202,3	0,159	0,15	71161,04	1,24	1,02	1,06	19300,38	5790,11	25090,50	2031-2036
ТК-2/4-Ремонтно-производственная база	Подземная в непроходных каналах	1989	32	0,108	0,1	62842,35	1,24	1,02	1,06	2696,06	808,82	3504,88	2031-2036
ТК-86/3-Нас, № 3	Подземная в непроходных каналах	1973	171	0,219	0,2	85327,77	1,24	1,02	1,06	19562,04	5868,61	25430,66	2031-2036
ТК-76/3-Нас, № 2	Подземная в непроходных каналах	1989	115	0,273	0,25	100673,26	1,24	1,02	1,06	15521,71	4656,51	20178,23	2031-2036
ТК-63Б-больница Севрыба	Подземная в непроходных каналах	1989	1026	0,273	0,25	100673,26	1,24	1,02	1,06	138480,69	41544,21	180024,90	2031-2036
ЮК-П-1А	Надземная	1998	125	0,82	0,8	232642	1,24	1,02	1,06	38987,54	11696,26	50683,80	2037-2042
Перемычка П-1Б-УТ-1	Надземная	2000	200	0,72	0,7	208113	1,24	1,02	1,06	55802,92	16740,88	72543,80	2037-2042

Участок	Тип прокладки	Год прокладки	Длина участка, м	Диаметр, мм	Условный диаметр, м	Стоимость за 1 км по НЦС 81-02-13-2026, тыс. руб	Коэф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коэф-нт, учитывающий регионально-климатические условия	Коэф-нт стесненности	Итого без НДС, тыс. руб	Демонтаж, тыс. руб	Итоговая стоимость работ без НДС, тыс. руб	Предполагаемый период проведения реконструкции
ТК-38-ТК-88/3	Подземная в непроходных каналах	2001	957,5	0,426	0,4	134526	1,24	1,02	1,06	172692,20	51807,66	224499,87	2037-2042
ТК-56-ТК-58	Подземная в непроходных каналах	1998	317	0,53	0,5	159055	1,24	1,02	1,06	67598,07	20279,42	87877,49	2037-2042
ТК-7-ТК-8	Подземная в непроходных каналах	1998	179	0,48	0,5	159055	1,24	1,02	1,06	38170,52	11451,16	49621,68	2037-2042
ТК-32-ТК-32А	Подземная в непроходных каналах	2003	227	0,273	0,25	100673,26	1,24	1,02	1,06	30638,51	9191,55	39830,07	2037-2042
ТК-38-ТК-56	Подземная в непроходных каналах	2009	271	0,53	0,5	159055	1,24	1,02	1,06	57788,89	17336,67	75125,55	2037-2042
ТК-58-ТК-59	Подземная в непроходных каналах	2012	250	0,53	0,5	159055	1,24	1,02	1,06	53310,78	15993,23	69304,02	2037-2042
Восточная котельная													
П-5А-УТ-2	Подземная в непроходных каналах	1994	330	0,325	0,3	108536,31	1,24	1,02	1,06	48019,40	14405,82	62425,22	2031-2036
Т/с гараж "МЭЛС"	Подземная в непроходных каналах	1989	260	0,159	0,15	71161,04	1,24	1,02	1,06	24805,24	7441,57	32246,81	2031-2036
Т/сеть Молкомбинат	Подземная в непроходных каналах	1985	482	0,159	0,15	71161,04	1,24	1,02	1,06	45985,09	13795,53	59780,62	2031-2036
приборы учета - П-5	Подземная в непроходных каналах	1985	1064,14	0,72	0,7	208113	1,24	1,02	1,06	296910,60	89073,18	385983,78	2031-2036
ТК-109/2-ТК-112/2	Подземная в непроходных каналах	1989	413	0,53	0,5	159055	1,24	1,02	1,06	88069,41	26420,82	114490,24	2031-2036
ТК-107/2-ТК-109/2	Подземная в непроходных каналах	1989	115	0,325	0,3	108536,31	1,24	1,02	1,06	16734,03	5020,21	21754,24	2031-2036
ТК-94/2-ТК-92/2	Подземная в непроходных каналах	1984	42	0,219	0,2	85327,77	1,24	1,02	1,06	4804,71	1441,41	6246,13	2031-2036
ТК-101/2-Бойл,н,Плато	Подземная в непроходных каналах	1995	198	0,273	0,25	100673,26	1,24	1,02	1,06	26724,34	8017,30	34741,65	2031-2036
ТК-15-ТК-78/2	Подземная в непроходных каналах	1996	310	0,426	0,4	134526	1,24	1,02	1,06	55910,79	16773,24	72684,03	2031-2036
ТК-78/2-ТК-76/2	Подземная в непроходных каналах	1992	204	0,426	0,4	134526	1,24	1,02	1,06	36792,91	11037,87	47830,78	2031-2036
П-8А-ТК-92/1	Подземная в непроходных каналах	1995	923	0,63	0,6	183584	1,24	1,02	1,06	227176,94	68153,08	295330,03	2031-2036
ВК-УТ-4	Подземная в непроходных каналах	1980	112	0,426	0,4	134526	1,24	1,02	1,06	20200,03	6060,01	26260,04	2031-2036
УТ-2-УТ-3	Подземная в непроходных каналах	1994	72	0,219	0,2	85327,77	1,24	1,02	1,06	8236,65	2471,00	10707,65	2031-2036
ТК-96/2-ТК-101/2	Подземная в непроходных каналах	2003	218	0,325	0,3	108536,31	1,24	1,02	1,06	31721,91	9516,57	41238,48	2037-2042

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

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

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

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

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

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

Сводные капитальные затраты данной группы проектов составят по сценариям 22783,5 млн. руб. (без НДС). Проекты предполагаются к реализации в течение 2026 – 2042 гг.

Таблица 127 – Сводные финансовые потребности в реализации проектов группы №6 для сценария 1 и 2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042	2023-2042
ПИР и ПСД	млн. руб.	107,8	121,6	126,4	284,7	277,9	467,1	163,8	1549,3
Оборудование	млн. руб.	1033,6	1165,6	1211,6	2730,0	2664,5	4478,8	1570,8	14854,8
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	443,9	500,6	520,3	1172,4	1144,3	1923,4	674,6	6379,4
Всего капитальные затраты	млн. руб.	1585,3	1787,7	1858,2	4187,1	4086,6	6869,3	2409,3	22783,5
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	млн. руб.	348,8	393,3	408,8	921,2	899,1	1511,2	530,0	5012,4
Всего стоимость проекта	млн. руб.	1934,0	2181,0	2267,0	5108,3	4985,7	8380,5	2939,3	27795,9

Таблица 128 – Сводные финансовые потребности в реализации проектов группы №6 для ТСО для сценария 1

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2036	2037-2042	2026-2042
АО «Мурманская ТЭЦ»									
ПИР и ПСД	млн. руб.	1,2	7,0	7,8	11,7	9,2	378,9	117,9	533,7
Оборудование	млн. руб.	11,1	67,2	75,1	112,7	88,4	3633,1	1130,1	5117,7
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	4,8	28,9	32,3	48,4	37,9	1560,2	485,3	2197,8
Всего капитальные затраты	млн. руб.	17,0	103,1	115,2	172,8	135,5	5572,2	1733,4	7849,2
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	млн. руб.	3,7	22,7	25,3	38,0	29,8	1225,9	381,3	1726,8
Всего стоимость проекта	млн. руб.	20,8	125,8	140,5	210,8	165,3	6798,1	2114,7	9576,0
АО «МЭС»									
ПИР и ПСД	млн. руб.	106,6	114,6	118,4	269,1	268,7	88,2	46,0	1011,5
Оборудование	млн. руб.	1022,5	1098,4	1135,4	2580,0	2576,1	845,7	440,7	9698,8
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	439,1	471,7	487,6	1108,0	1106,3	363,2	189,3	4165,1
Всего капитальные затраты	млн. руб.	1568,2	1684,6	1741,4	3957,0	3951,1	1297,0	675,9	14875,4
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	млн. руб.	345,0	370,6	383,1	870,5	869,2	285,3	148,7	3272,6
Всего стоимость проекта	млн. руб.	1913,3	2055,2	2124,6	4827,6	4820,4	1582,4	824,6	18148,0
ООО «ИТЭ»									
ПИР и ПСД	млн. руб.	0,0	0,0	0,1	3,9	0,0	0,0	0,0	4,0

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2036	2037-2042	2026-2042
Оборудование	млн. руб.	0,0	0,0	1,0	37,4	0,0	0,0	0,0	38,4
Строительно-монтажные и пусконаладочные работы	млн. руб.	0,0	0,0	0,4	16,0	0,0	0,0	0,0	16,5
Всего капитальные затраты	млн. руб.	0,0	0,0	1,6	57,3	0,0	0,0	0,0	58,9
Непредвиденные расходы	млн. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС	млн. руб.	0,0	0,0	0,3	12,6	0,0	0,0	0,0	13,0
Всего стоимость проекта	млн. руб.	0,0	0,0	1,9	69,9	0,0	0,0	0,0	71,8

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 и 2 приведён ниже:

1. Реконструкция насосной станции НС№7 66кв в зоне действия Восточной котельной для обеспечения требуемого давления в 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. Реконструкция насосной станции НС №4 для обеспечения необходимого уровня давления на конечных потребителях в зоне теплоснабжения Южной котельной: 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.

Затраты по данным мероприятиям будут определены на стадии проектирования.

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

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

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

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

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

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

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

- переход на закрытую систему теплоснабжения посредством установки теплообменников горячего водоснабжения в существующих зданиях ЦТП на тепловых сетях от котельной «Северная» и последующая организация четырехтрубной схемы теплоснабжения и ГВС до потребителя;
- переход на закрытую систему теплоснабжения посредством установки теплообменников ГВС непосредственно в зданиях, подключенных по элеваторной схеме.

Установка теплообменников ГВС в существующих зданиях ЦТП

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

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

1. Муниципальное образовательное учреждение Школа-интернат №1 с подключенной нагрузкой 0,1902 Гкал/ч, из которых ГВС – 0,0142 Гкал/ч;
2. Детский сад №39 с подключенной нагрузкой 0,0626 Гкал/ч, из которых ГВС – 0,0076 Гкал/ч;
3. Детский сад №149 с подключенной нагрузкой 0,055 Гкал/ч, из которых ГВС – 0,001 Гкал/ч.

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

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

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

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

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

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

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

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

Основные преимущества использования полимерных материалов:

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

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

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

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

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

Состав группы проектов для рассмотренного выше варианта организации закрытой схемы горячего водоснабжения посредством установки теплообменников горячего водоснабжения в существующих зданиях ЦТП на тепловых сетях от котельной, и последующая организация четырехтрубной схемы теплоснабжения и ГВС до потребителя представлен в таблице 129.

Таблица 129 – 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 81-02-13-2026, тыс. руб.	Коеф-нт перехода от цен базового района к уровню цен субъектов РФ	Коеф-ент, учитывающий регионально-климатические условия	Коеф-нт стеснённости	Итоговая стоимость, тыс.руб.
ЦТП №4 - ТК-274	13,72	0,03	Подземная, в непроходных каналах	46 221,60	1,24	1,02	1,06	850,21
ТК-274 - ТК-273	24,26	0,03	Подземная, в непроходных каналах	46 221,60	1,24	1,02	1,06	1503,36
ТК-273 - ж/д ул. А. Невского д.96	9,83	0,03	Подземная, в непроходных каналах	46 221,60	1,24	1,02	1,06	609,15
ТК-273 - ТК-272	51,86	0,03	Подземная, в непроходных каналах	46 221,60	1,24	1,02	1,06	3213,70
ТК-272 - ж/д ул. А. Невского, 94	7,5	0,03	Подземная, в непроходных каналах	46 221,60	1,24	1,02	1,06	464,77
ТК-272 - ТК-271	26,55	0,03	Подземная, в непроходных каналах	46 221,60	1,24	1,02	1,06	1645,27
ТК-271 - ж/д ул. Кирпичная, 8	20,74	0,03	Подземная, в непроходных каналах	46 221,60	1,24	1,02	1,06	1285,23
ТК-271 - ТК-270	30,81	0,03	Подземная, в непроходных каналах	46 221,60	1,24	1,02	1,06	1909,26
ТК-270 - ж/д ул. А. Невского, 90	7,52	0,03	Подземная, в непроходных каналах	46 221,60	1,24	1,02	1,06	466,00
ТК-270 - ТК-269	28,56	0,03	Подземная, в непроходных каналах	46 221,60	1,24	1,02	1,06	1769,83
ТК-269 - ж/д ул. Кирпичная, 12	10,45	0,03	Подземная, в непроходных каналах	46 221,60	1,24	1,02	1,06	647,57
ТК-269 - ТК-268	53,42	0,03	Подземная, в непроходных каналах	46 221,60	1,24	1,02	1,06	3310,37
ТК-268 - ж/д ул. Кирпичная, 6	48,74	0,03	Подземная, в непроходных каналах	46 221,60	1,24	1,02	1,06	3020,36
ТК-503 - Мурманский КЦСОН	70	0,07	Подземная, в непроходных каналах	53 580,30	1,24	1,02	1,06	5028,41
ТК-94 - потребители ЦТП 62кв	250	0,08	Подземная, в непроходных каналах	56 086,12	1,24	1,02	1,06	18798,50

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

Участниками данной программы являются:

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

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

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

Данная программа разделена на два этапа со сроками реализации:

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

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

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

Программа включает в себя такие мероприятия:

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

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

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

Таблица 130 - Перечень многоквартирных домов, перевод на закрытую систему которых реализован в период с 2021 по 2025 года

№ п/п	Наименование улицы	№ дома
Перечень МКД, перевод на закрытую систему теплоснабжения, которых выполнен в 2021 год		
1	ул. Александрова	2
2	ул. Александрова	4/1
3	ул. Александрова	6
4	ул. Александрова	8
5	ул. Александрова	10
6	ул. Александрова	12
7	ул. Александрова	14
8	ул. Александрова	16
9	ул. Александрова	18
10	ул. Александрова	20
11	ул. Александрова	22
12	ул. Александрова	24/1
13	пр-д Ивана Халатина	4
14	пр-д Ивана Халатина	8
15	пр-д Ивана Халатина	10
16	пр-д Ивана Халатина	12
17	пр-д Ивана Халатина	14
18	пр-д Ивана Халатина	16
19	пр-д Ивана Халатина	20
20	ул. Аскольдовцев	3
21	ул. Аскольдовцев	5
22	ул. Аскольдовцев	11
23	ул. Аскольдовцев	15
24	ул. Аскольдовцев	17
25	ул. Аскольдовцев	19
26	ул. Чумбарова-Лучинского	16
27	ул. Чумбарова-Лучинского	18
28	ул. Чумбарова-Лучинского	20
29	ул. Чумбарова-Лучинского	24
Перечень МКД, перевод на закрытую систему теплоснабжения, которых выполнен в 2022 год		
1	АЛЕКСАНДРОВА	26
2	АЛЕКСАНДРОВА	30к.1

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

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

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

№ п/п	Наименование улицы	№ дома
52	СВЕРДЛОВА	4к.2
53	СВЕРДЛОВА	6к.3
54	СВЕРДЛОВА	8к.2
55	СВЕРДЛОВА	8к.3
56	СВЕРДЛОВА	8к.4
57	СВЕРДЛОВА	8к.5
58	СВЕРДЛОВА	12к.4
59	ХЛОБЫСТОВА	20к.1
60	ХЛОБЫСТОВА	7
61	ХЛОБЫСТОВА	14к.4
62	ХЛОБЫСТОВА	16к.2
63	ХЛОБЫСТОВА	14к.1
64	ХЛОБЫСТОВА	13
65	ХЛОБЫСТОВА	14к.2
66	ХЛОБЫСТОВА	14к.3
67	ХЛОБЫСТОВА	15
68	ХЛОБЫСТОВА	16к.3
69	ХЛОБЫСТОВА	17
70	ХЛОБЫСТОВА	20к.2
71	Ч.ЛУЧИНСКОГО	12
72	Ч.ЛУЧИНСКОГО	10
73	Ч.ЛУЧИНСКОГО	6
74	Ч.ЛУЧИНСКОГО	8
75	Ч.ЛУЧИНСКОГО	46к.1
76	Ч.ЛУЧИНСКОГО	46к.2
77	Ч.ЛУЧИНСКОГО	48к.1
78	Ч.ЛУЧИНСКОГО	50
Перечень МКД, перевод на закрытую систему теплоснабжения, которых выполнен в 2024		
1	ул. А. Бредова	5
2	ул. А. Бредова	12
3	ул. А. Бредова	14
4	ул. А. Хлобыстова	28/1
5	ул. А. Хлобыстова	29
6	ул. А. Хлобыстова	30
7	ул. А. Хлобыстова	31
8	ул. А. Хлобыстова	33
9	ул. А. Хлобыстова	35
10	пр. Героев-североморцев	29
11	пр. Героев-североморцев	48
12	ул. Гончарова	5
13	ул. Гончарова	7
14	ул. Гончарова	9
15	ул. Гончарова	11
16	ул. Гончарова	13
17	ул. Гончарова	15
18	ул. Инженерная	2
19	ул. Инженерная	3
20	ул. Инженерная	5
21	ул. Магомета Гаджиева	2/47
22	ул. Магомета Гаджиева	4
23	ул. Магомета Гаджиева	14
24	пр-д Михаила Ивченко	3
25	пр-д Михаила Ивченко	9
26	ул. П. Осипенко	2

№ п/п	Наименование улицы	№ дома
27	ул. П. Осипенко	4
28	ул. П. Осипенко	6
29	ул. П. Осипенко	8
30	ул. П. Осипенко	10
31	ул. П. Осипенко	14
32	ул. Сафонова	5
33	ул. Сафонова	7
34	ул. Сафонова	9
35	ул. Сафонова	10
36	ул. Сафонова	12
37	ул. Свердлова	12 к. 1
38	ул. Свердлова	16/9
39	ул. Свердлова	46а
40	ул. Успенского	11
41	ул. Ушакова	7/2
42	ул. Ушакова	11
43	ул. Юрия Гагарина	19

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

Установка теплообменников ГВС непосредственно в ИТП потребителей

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

Схемой теплоснабжения, для таких потребителей предлагается организация закрытой схемы ГВС с модернизацией существующих ИТП потребителей и установкой теплообменников на ГВС. Расчет затрат на данное мероприятие выполнен на основе Постановления Правительства Мурманской области от 31.03.2014 N 170-ПП (с изменениями от 19.12.2024 г. N 901-ПП г.) "Об установлении размера предельной стоимости услуг и (или) работ по капитальному ремонту общего имущества в многоквартирном доме, которая может оплачиваться НКО "ФКР МО" за счет средств фонда капитального ремонта, сформированного исходя из минимального размера взноса на капитальный ремонт", которым установлена предельная стоимость замены теплообменника в МКД в размере 2951,48 тыс. руб.

В настоящее время, в связи с сокращением финансирования указанной программы, Минэнерго и Минстрой Мурманской области прорабатывают вопрос

корректировки срока ее реализации в части мероприятий по переводу оставшихся МКД на закрытую систему теплоснабжения (горячего водоснабжения) до 2030 года.

Перечень многоквартирных домов, предусматриваемых к переводу на закрытую систему ГВС с помощью установки ИТП у потребителей, приведен 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 190 ИТП потребителей оцениваются в 560,780 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 котельных «Северная» и ТЦ «Росляково-1» в зоне деятельности АО «Мурманэнергосбыт», а также мероприятия по реконструкции водопроводных сетей в зоне деятельности ГОУП «Мурманскводоканал» и МУП «Североморскводоканал». Перечень требуемых мероприятий представлен в таблице 131.

Таблица 131 - Перечень мероприятий по переходу на закрытую схему теплоснабжения от котельной «Северная»

№ п/п	Объект, участок т/сети, основное оборудование	Количество оборудования, шт. Протяженность, м	2021	2022	2023	2024	2025
1	Котельная «Северная»						
1.1	Замена водогрейного котла ПТВМ-30 ст. № 3	1	Проект	проект/СМР			
1.2	Замена подогревателей сетевой воды ПСВ-315	2		Проект	СМР		
1.3	Замена сетевых насосов СЭ-1250 ст№1,2,3,4	4		Проект	СМР		
1.4	Замена рециркуляционных насосов НКУ-250 ст.№1,	2	Проект	СМР			
1.5	Замена подпиточных насосов 14СД-9 ст №1,2	2		Проект	СМР		
1.6	Замена подпиточных насосов 200Д-60 ст №6, 200Д-90 ст№3,5	3		Проект	СМР		

№ п/п	Объект, участок т/сети, основное оборудование		Количество оборудования, шт Протяженность, м	2021	2022	2023	2024	2025
2	ЦТП							
2.1	ЦТП 175 кв.	Установка сетевых насосов	2	Проект	СМР			
2.2		Замена сетевого насоса СН-3	1	Проект	СМР			
2.3	ЦТП 171 кв.	Установка сетевых насосов	2	Проект	СМР			
2.4	ЦТП 203 кв.	Установка сетевых насосов	2	Проект	СМР			
2.5	ЦТП 207 кв.	Установка сетевых насосов	3	Проект	СМР			
2.6	Элеваторный узел А. Невского	Установка водоподогревателя ГВС	1	Проект	СМР			
3	Участки тепловых сетей							
3.1	Перекладка тепловых сетей		2134		Проект	Проект/СМР	СМР	СМР
	Итого стоимость работ, тыс. руб		701 592,695		345533,918	259739,695	72739,362	23579,72

Таблица 132 - Перечень мероприятий по обеспечению качественного горячего водоснабжения от котельной ТЦ «Росляково-1»

№ п/п	Объект, участок т/сети, основное оборудование	Количество оборудования, шт Протяженность, м	2021	2022	2023	2024	2025
1	Котельная ТЦ «Росляково-1»						
1.1	Замена сетевых насосов	2		Проект	СМР		
2	Участки тепловых сетей						
2.1	Перекладка тепловых сетей	2266		Проект	СМР		
Итого стоимость работ, тыс. руб		80 413,2		4533,6	75879,6		

Ориентировочные затраты на мероприятия в зоне ответственности АО «МЭС» составляют 782 005,895 тыс. руб. с учетом НДС в текущих ценах. Окончательная стоимость работ будет определена по результатам разработки проектной документации.

Потребность в финансировании из областного бюджета составит (в ценах соответствующих лет):

Итого	2022	2023	2024	2025
748728,22	354825,75	276265,36	87826,57	29810,54

В рамках инвестиционной программы ГОУП «Мурманскводоканал» в сфере водоснабжения на 2021-2040 годы, утвержденной приказом Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Мурманской области от 27.10.2020 N187, предусмотрены мероприятия по реконструкции водопроводных сетей в целях перевода открытой системы горячего водоснабжения Ленинского административного округа города Мурманска на закрытую.

Специалистами ГОУП «Мурманскводоканал» проведено обследование многоквартирных домов, определены протяжённость сетей водоснабжения, требующих замены. Сведения о необходимом объеме финансирования представлены в таблице ниже.

Таблица 133 - Сведения о протяжённости водопроводных сетей, подлежащих замене при реализации мероприятий по переходу на закрытую схему горячего водоснабжения, и необходимом объеме финансирования за период с 2022 по 2025 год

Период	Протяженность трубопроводов к замене (м.п.)	Стоимость (тыс. руб)
Замена вводов в многоквартирные дома		
2022	1617,9	16181,77
2023	1550,5	15656,79
2024	1318,8	13452,63
2025	1139	11742,86
Замена внутриквартальных и магистральных сетей водоснабжения		
2022	7125	64503,84
2023	8500	82907,35
2024	6200	61665,76
2025	6675	61690,68
Суммарная стоимость затрат		327801,66

* сведения о реализации программы на 2026 год отсутствует

По результатам проведенного обследования сетей водоснабжения в жилом районе Росляково, установлена необходимость реализации мероприятий по реконструкции сетей водоснабжения, сведения о протяженности и необходимом объеме финансирования представлены в таблице ниже.

Таблица 134 - Перечень мероприятий по реконструкции водопроводных сетей в жилом районе Росляково

№ п/п	Реконструируемый участок сети водоснабжения	Протяженность, м.п.	2022 тыс. руб.	2023 тыс. руб.
1	Реконструкция участка сети по ул. Приморской Ду=500 мм	320	1500	5481,33
2	Реконструкция участка сети по ул. Советской (от В-1 до В-6) Ду=200 мм	465		7340,99
3	Реконструкция участка сети по ул. Совесткой (от МКД № 15 до МКД № 19) Ду=80 мм	34		647,07
Итого стоимость работ			1500	13 496,39
Общая стоимость работ в текущих ценах			14 996,39	

* сведения о реализации программы на 2026 год отсутствует

Таким образом, полный состав группы проектов для организации закрытой схемы горячего водоснабжения посредством установки теплообменников горячего водоснабжения в существующих зданиях ЦТП на тепловых сетях от котельной с последующей организацией четырехтрубной схемы теплоснабжения и ГВС до потребителя, затраты на оснащение многоквартирных жилых домов автоматизированными индивидуальными тепловыми пунктами без теплообменников ГВС и реконструкцию сетей водоснабжения и перечни мероприятий ресурсоснабжающих организаций представлены в таблицах выше соответственно.

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

В качестве возможных вариантов перехода на закрытую схему в схеме теплоснабжения рассмотрен перевод либо посредством установки теплообменников горячего водоснабжения в существующих зданиях ЦТП на тепловых сетях от котельной, и последующей организации четырехтрубной схемы теплоснабжения и

ГВС до потребителя, либо оснащением многоквартирных жилых домов без теплообменников ГВС автоматизированными индивидуальными тепловыми пунктами.

РАЗДЕЛ 8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

8.1. Перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии по видам основного, резервного и аварийного топлива на каждом этапе

В рамках актуализации Схемы теплоснабжения на 2023-2042 год, представлены два наиболее вероятных сценария развития энергетики региона:

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

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

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

Перспективные топливные балансы по источникам теплоснабжения г. Мурманска представлены в таблицах 135–136.

Таблица 135 – Топливный баланс источников тепловой энергии г. Мурманска (Сценарий №1)

Показатель	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036-2042
Мурманская ТЭЦ													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	181,34	183,78	185,44	186,10	186,10	186,10	186,10	186,10	186,10	186,10	186,10	186,10
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	746,92	787,56	769,63	769,63	769,63	781,25	800,61	819,98	819,98	819,98	819,98	819,98
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	119,03	126,18	123,28	123,28	123,28	125,14	128,24	131,35	131,35	131,35	131,35	131,35
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	159,36	160,21	160,18	160,18	160,18	160,18	160,18	160,18	160,18	160,18	160,18	160,18
Расход натурального топлива	тыс. т	87,75	92,10	89,99	89,99	89,99	91,34	93,61	95,87	95,87	95,87	95,87	95,87
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	28898,20	29444,05	29704,34	29810,69	29810,74	29810,74	29810,74	29810,74	29810,74	29810,74	29810,74	29810,74
Южная котельная													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	219,79	224,73	229,40	229,40	232,82	235,45	237,70	237,70	237,70	237,70	237,70	237,70
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	883,57	969,61	955,47	955,47	955,48	972,22	992,83	1002,54	1002,54	1002,54	1002,54	1002,54
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	139,37	152,73	150,49	150,49	150,49	153,34	155,55	157,20	157,20	157,20	157,20	157,20
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	157,73	157,52	157,51	157,51	157,51	157,72	156,68	156,81	156,81	156,81	156,81	156,81
Расход натурального топлива	тыс. т	104,84	111,48	109,85	109,85	109,85	111,93	113,54	114,75	114,75	114,75	114,75	114,75
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	34667,45	35399,62	36131,20	36131,55	36670,19	37134,76	37241,63	37272,13	37272,13	37272,13	37272,13	37272,13
Восточная котельная													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	127,73	127,95	129,20	129,20	149,20	149,20	149,20	149,20	149,20	149,20	149,20	149,20
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	518,71	559,92	553,95	553,95	553,95	655,98	655,98	655,98	655,98	655,98	655,98	655,98
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	81,64	87,83	86,98	86,98	86,98	104,42	104,42	104,42	104,42	104,42	104,42	104,47
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	157,39	156,87	157,02	157,02	157,02	159,19	159,19	159,19	159,19	159,19	159,19	159,26
Расход натурального топлива	тыс. т	61,65	64,11	63,49	63,49	63,49	76,22	76,22	76,22	76,22	76,22	76,22	76,26
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	20103,85	20071,95	20287,40	20287,40	23427,88	23750,42	23750,42	23750,42	23750,42	23750,42	23750,42	23761,29

Показатель	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036-2042
Котельная "Северная"													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	154,92	157,89	159,11	160,76	160,76	160,76	160,76	160,76	160,76	160,76	160,76	160,76
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	610,43	629,10	631,53	631,53	639,23	639,23	639,23	639,23	639,23	639,23	639,23	639,23
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	99,53	102,00	102,42	102,42	103,78	103,78	103,78	103,78	103,78	103,78	103,78	103,78
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	163,05	162,13	162,18	162,18	162,35	162,35	162,35	162,35	162,35	162,35	162,35	162,35
Расход натурального топлива	тыс. т	73,18	75,00	75,31	75,31	76,31	76,31	76,31	76,31	76,31	76,31	76,31	76,31
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	25258,87	25599,16	25804,37	26072,13	26098,44	26098,44	26098,44	26098,44	26098,44	26098,44	26098,44	26098,44
Котельная «Роста»													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	24,07	24,07	24,07	24,07	24,07	24,07	24,07	24,07	24,07	24,07	24,07	24,07
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	101,57	101,57	99,32	99,32	99,32	99,32	99,32	99,32	99,32	99,32	99,32	99,32
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	16,63	16,63	16,23	16,23	16,23	16,23	16,23	16,23	16,23	16,23	16,23	16,23
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	163,72	163,72	163,39	163,39	163,39	163,39	163,39	163,39	163,39	163,39	163,39	163,39
Расход натурального топлива	тыс. т	12,14	12,14	11,85	11,85	11,85	11,85	11,85	11,85	11,85	11,85	11,85	11,85
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	3940,98	3940,98	3933,04	3933,04	3933,04	3933,04	3933,04	3933,04	3933,04	3933,04	3933,04	3933,04
Котельная «Абрам-Мыс»													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22	3,22
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	13,94	13,94	15,19	15,19	15,19	15,19	15,19	15,19	15,19	15,19	15,19	15,19
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	2,74	2,74	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	196,31	196,31	198,07	198,07	198,07	198,07	198,07	198,07	198,07	198,07	198,07	198,07
Расход натурального топлива	тыс. т	2,01	2,01	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	633,05	633,05	638,74	638,74	638,74	638,74	638,74	638,74	638,74	638,74	638,74	638,74
Котельная ТЦ «Росляково -1»													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	21,60	21,60	23,69	23,69	23,69	23,69	23,69	23,69	23,69	23,69	23,69	23,69
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	83,88	85,79	73,69	74,80	74,80	74,80	74,80	74,80	74,80	74,80	74,80	74,80
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	14,30	14,64	12,47	12,67	12,67	12,67	12,67	12,67	12,67	12,67	12,67	12,67

Показатель	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036-2042
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	170,42	170,63	169,17	169,33	169,33	169,33	169,33	169,33	169,33	169,33	169,33	169,33
Расход натурального топлива	тыс. т	10,51	10,76	9,17	9,31	9,31	9,31	9,31	9,31	9,31	9,31	9,31	9,31
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	3681,05	3685,41	4007,99	4011,63	4011,63	4011,63	4011,63	4011,63	4011,63	4011,63	4011,63	4011,63
Котельная ТЦ «Росляково Южное»													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	2,09	2,09	2,09	2,09	Переключение на котельную ТЦ «Росляково-1»							
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	8,33	8,33	8,60	8,60								
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	3,34	2,57	2,66	2,66								
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	400,49	308,94	308,94	308,94								
Расход натурального топлива	тыс. т	4,51	3,48	3,59	3,59								
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	838,05	646,48	646,48	646,48								
Котельная "Фестивальная"													
Подключенная нагрузка	Гкал/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
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	11,01	11,01	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77	10,77
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	1,73	1,72	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	156,75	156,58	156,42	156,42	156,42	156,42	156,42	156,42	156,42	156,42	156,42	156,42
Расход натурального топлива	тыс. т	1,27	1,27	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	462,99	462,50	462,01	462,01	462,01	462,01	462,01	462,01	462,01	462,01	462,01	462,01
Угольная котельная МУП "МУК" \ООО «ТЛК» (с 2026 года)													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	4,03	4,52	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23
Расход условного топлива		1,85	1,40	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Уголь	тыс. т _{у.т}	1,85	0,99	1,90	1,90								
Древесная щепа	тыс. т _{у.т}		0,40	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии													
Уголь	кг _{у.т} /Гкал	458,87	439,09										

Показатель	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036-2042
Древесная щепа	кг _{у.т} /Гкал		178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57
Расход натурального топлива													
Уголь	тыс. т	2,40	1,29										
Древесная щепа	тыс. т	0,94	1,12	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10
Максимальный часовой расход условного топлива													
Уголь	кг _{у.т} /ч	506,60	484,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Древесная щепа	кг _{у.т} /ч		197,14	197,14	197,14	197,14	197,14	197,14	197,14	197,14	197,14	197,14	197,14
Котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (бывшая дизельная котельная)													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	3,11	3,37	3,32	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54
Расход условного топлива		0,47	0,55	0,59	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
Дизель	тыс. т _{у.т}	0,47	0,25										
Древесная щепа	тыс. т _{у.т}		0,30	0,59	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 _{у.т} /Гкал	149,51	149,51										
Древесная щепа	кг _{у.т} /Гкал		178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57
Расход натурального топлива													
Дизель	тыс. т	0,32	0,17										
Древесная щепа	тыс. т	0,00	0,83	1,65	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26
Максимальный часовой расход условного топлива													
Дизель	кг _{у.т} /ч	112,01	112,01										
Древесная щепа	кг _{у.т} /ч		133,78	133,78	133,78	133,78	133,78	133,78	133,78	133,78	133,78	133,78	133,78
Котельная АО "ММТП"													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	17,29	17,33	17,33	17,33	17,33	17,33	17,33	17,33	17,33	17,33	17,33	17,33
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	2,92	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	169,09	169,09	169,09	169,09	169,09	169,09	169,09	169,09	169,09	169,09	169,09	169,09
Расход натурального топлива	тыс. т	2,13	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12

Показатель	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036-2042
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	670,14	670,14	670,14	670,14	670,14	670,14	670,14	670,14	670,14	670,14	670,14	670,14
Котельная №22													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	11,61	12,30	12,27	12,27	12,36	12,36	12,36	12,36	12,36	12,36	12,36	12,36
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	2,53	2,83	2,83	2,83	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	217,94	229,92	230,43	230,43	230,43	230,43	230,43	230,43	230,43	230,43	230,43	230,43
Расход натурального топлива	тыс. т	1,79	1,99	1,99	1,99	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	803,61	847,79	849,67	849,67	849,67	849,67	849,67	849,67	849,67	849,67	849,67	849,67
Новая БМК (в районе ул. Шабалина)													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	-	-	5,05	5,05	6,36	9,85	12,75	15,37	15,37	15,37	15,37	15,37
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	-	-	28,1	28,1	35,3	54,7	70,8	85,4	85,4	85,4	85,4	85,4
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	-	-										
ДТ	тыс. т _{у.т}	-	-	4,356	4,356	5,486	8,496	10,996	13,259				
Природный газ	тыс. т _{у.т}	-	-							13,150	13,150	13,150	13,150
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	-	-										
ДТ	кг _{у.т} /Гкал	-	-	155,28	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3				
Природный газ	кг _{у.т} /Гкал	-	-							154,0	154,0	154,0	154,0
Расход натурального топлива		-	-										
ДТ	тыс. т	-	-	3,004	3,004	3,783	5,859	7,583	9,144				
Природный газ	млн.м3	-	-							11,506	11,506	11,506	11,506
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	-	-										
ДТ	кг _{у.т} /ч	-	-	784,18	784,18	987,60	1529,53	1979,85	2386,69				
Природный газ	кг _{у.т} /ч	-	-							2366,98	2366,98	2366,98	2366,98

Таблица 136 – Топливный баланс источников тепловой энергии г. Мурманска (Сценарий №2)

Показатель	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036-2042
Мурманская ТЭЦ													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	181,34	183,78	185,44	186,10	186,10	186,10	186,10	186,10	186,10	186,10	186,10	186,10
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	746,92	787,56	769,63	769,63	769,63	781,49	728,97	737,04	737,04	737,04	737,04	737,04
Расход условного топлива	тыс. ту.т	119,03	126,18	123,28	123,28	123,28	125,18	111,80	111,80	111,80	111,80	111,80	111,80
Мазут	тыс. ту.т	119,03	126,18	123,28	123,28	123,28	125,18						
Природный газ	тыс. ту.т							111,80	111,80	111,80	111,80	111,80	111,80
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	159,36	160,21	160,18	160,18	160,18	160,18	153,37	151,69	151,69	151,69	151,69	151,69
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	159,36	160,21	160,18	160,18	160,18	160,18						
Природный газ	кг _{у.т} /Гкал							153,37	151,69	151,69	151,69	151,69	151,69
Расход натурального топлива		87,75	92,10	89,99	89,99	89,99	91,37	97,82	97,82	97,82	97,82	97,82	97,82
Мазут	тыс. т	93,92	92,10	95,15	95,15	95,15	95,15						
Природный газ	млн.м3							97,82	97,82	97,82	97,82	97,82	97,82
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	28898,20	29444,05	29704,34	29810,69	29810,74	29810,74	28542,18	28229,55	28229,55	28229,55	28229,55	28229,55
Мазут	кг _{у.т} /ч	28898,20	29444,05	29704,34	29810,69	29810,74	29810,74						
Природный газ	кг _{у.т} /ч							28542,18	28229,55	28229,55	28229,55	28229,55	28229,55
Южная котельная													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	219,79	224,73	229,40	229,40	232,82	235,45	237,70	237,70	237,70	237,70	237,70	237,70
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	883,57	969,61	955,47	955,47	955,48	972,22	957,81	967,52	967,52	967,52	967,52	967,52
Расход условного топлива		143,63	152,73	150,49	150,49	150,49	153,34	149,00	149,00	149,00	149,00	149,00	149,00
Мазут	тыс. ту.т	143,63	152,73	150,49	150,49	150,49	153,34						
Природный газ	тыс. ту.т							149,00	149,00	149,00	149,00	149,00	149,00
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	162,56	157,52	157,51	157,51	157,51	157,72	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	162,56	157,52	157,51	157,51	157,51	157,72						
Природный газ	кг _{у.т} /Гкал							154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00
Расход натурального топлива		104,84	111,48	109,85	109,85	109,85	111,93	129,06	130,37	130,37	130,37	130,37	130,37
Мазут	тыс. т	104,84	111,48	109,85	109,85	109,85	111,93						
Природный газ	млн.м3							129,06	130,37	130,37	130,37	130,37	130,37

Показатель	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036-2042
Максимальный часовой расход условного топлива	кг.т/ч	35729,00	35399,62	36131,20	36131,55	36670,19	37134,76	36605,19	36605,19	36605,19	36605,19	36605,19	36605,19
Мазут	кг.т/ч	35729,00	35399,62	36131,20	36131,55	36670,19	37134,76						
Природный газ	кг.т/ч							36605,19	36605,19	36605,19	36605,19	36605,19	36605,19
Восточная котельная													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	125,40	125,62	126,87	126,87	126,87	126,87	126,87	126,87	126,87	126,87	126,87	126,87
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	518,71	559,92	553,95	553,95	553,95	553,95	535,62	535,62	535,62	535,62	535,62	535,62
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	171,10	171,58	170,92	170,92	170,92	170,92	162,26	162,26	162,26	162,26	162,26	162,26
Мазут	тыс. т _{у.т}	171,10	171,58	170,92	170,92	170,92	170,92						
Природный газ	тыс. т _{у.т}							162,26	162,26	162,26	162,26	162,26	162,26
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.т/Гкал	157,39	156,87	157,02	157,02	157,02	157,02	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00
Мазут	кг.т/Гкал	157,39	156,87	157,02	157,02	157,02	157,02						
Природный газ	кг.т/Гкал							154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00
Расход натурального топлива		61,65	64,11	63,49	63,49	63,49	63,49	72,18	72,18	72,18	72,18	72,18	72,18
Мазут	тыс. т	61,65	64,11	63,49	63,49	63,49	63,49						
Природный газ	млн.м3							72,18	72,18	72,18	72,18	72,18	72,18
Максимальный часовой расход условного топлива	кг.т/ч	19736,61	19705,91	19921,01	19921,01	19921,01	19921,01	19537,36	19537,36	19537,36	19537,36	19537,36	19537,36
Мазут	кг.т/ч	19736,61	19705,91	19921,01	19921,01	19921,01	19921,01						
Природный газ	кг.т/ч							19537,36	19537,36	19537,36	19537,36	19537,36	19537,36
Котельная "Северная"													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	154,92	157,89	159,11	160,76	160,76	160,76	160,76	160,76	160,76	160,76	160,76	160,76
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	610,43	629,10	631,53	631,53	639,23	639,23	639,23	639,23	639,23	639,23	639,23	639,23
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	99,53	102,00	102,42	102,42	103,78	98,44	98,44	98,44	98,44	98,44	98,44	98,44
Мазут	тыс. т _{у.т}	99,53	102,00	102,42	102,42	103,78							
Природный газ	тыс. т _{у.т}						98,44	98,44	98,44	98,44	98,44	98,44	98,44
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.т/Гкал	163,05	162,13	162,18	162,18	162,35	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00
Мазут	кг.т/Гкал	163,05	162,13	162,18	162,18	162,35							
Природный газ	кг.т/Гкал						154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00

Показатель	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036-2042
Расход натурального топлива		73,18	75,00	75,31	75,31	76,31	86,14	86,14	86,14	86,14	86,14	86,14	86,14
Мазут	тыс. т	73,18	75,00	75,31	75,31	76,31							
Природный газ	млн.м3						86,14	86,14	86,14	86,14	86,14	86,14	86,14
Максимальный часовой расход условного топлива	кг.т/ч	25258,87	25599,16	25804,37	26072,13	26098,44	24756,47	24756,47	24756,47	24756,47	24756,47	24756,47	24756,47
Мазут	кг.т/ч	25258,87	25599,16	25804,37	26072,13	26098,44							
Природный газ	кг.т/ч						24756,47	24756,47	24756,47	24756,47	24756,47	24756,47	24756,47
Котельная «Абрам-Мыс»													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	13,94	13,94	15,19	15,19	15,19	15,19	15,19	14,06	14,06	14,06	14,06	14,06
Расход условного топлива	тыс. т _{ул}	2,74	2,74	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	2,17	2,17	2,17	2,17	2,17
Мазут	тыс. т _{ул}	2,74	2,74	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01					
Природный газ	тыс. т _{ул}								15,06	15,06	15,06	15,06	15,06
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.т/Гкал	196,31	196,31	198,07	198,07	198,07	198,07	198,07	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00
Мазут	кг.т/Гкал	196,31	196,31	198,07	198,07	198,07	198,07	198,07					
Природный газ	кг.т/Гкал								154,00	154,00	154,00	154,00	154,00
Расход натурального топлива		2,01	2,01	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90
Мазут	тыс. т	2,01	2,01	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21					
Природный газ	млн.м3								1,90	1,90	1,90	1,90	1,90
Максимальный часовой расход условного топлива	кг.т/ч	646,57	646,57	652,38	652,38	652,38	652,38	652,38	507,22	507,22	507,22	507,22	507,22
Мазут	кг.т/ч	646,57	646,57	652,38	652,38	652,38	652,38	652,38					
Природный газ	кг.т/ч								507,22	507,22	507,22	507,22	507,22
Котельная "Роста"													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	24,07	24,07	24,07	24,07	24,07	24,07	24,07	24,07	24,07	24,07	24,07	24,07
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	101,57	101,57	99,32	99,32	99,32	96,31	96,31	96,31	96,31	96,31	96,31	96,31
Расход условного топлива		16,63	16,63	16,23	16,23	16,23	14,83	14,83	14,83	14,83	14,83	14,83	14,83
Мазут	тыс. т _{ул}	16,63	16,63	16,23	16,23	16,23							
Природный газ	тыс. т _{ул}						14,83	14,83	14,83	14,83	14,83	14,83	14,83
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.т/Гкал	163,72	163,72	163,39	163,39	163,39	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00

Показатель	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036-2042
Мазут	кг.т/Гкал	163,72	163,72	163,39	163,39	163,39							
Природный газ	кг.т/Гкал						154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00
Расход натурального топлива		12,14	12,14	11,85	11,85	11,85	12,98	12,98	12,98	12,98	12,98	12,98	12,98
Мазут	тыс. т	12,14	12,14	11,85	11,85	11,85							
Природный газ	млн.м3						12,98	12,98	12,98	12,98	12,98	12,98	12,98
Максимальный часовой расход условного топлива	кг.т/ч	3940,98	3940,98	3933,04	3933,04	3933,04	3707,07	3707,07	3707,07	3707,07	3707,07	3707,07	3707,07
Мазут	кг.т/ч	3940,98	3940,98	3933,04	3933,04	3933,04							
Природный газ	кг.т/ч						3707,07	3707,07	3707,07	3707,07	3707,07	3707,07	3707,07
Котельная ТЦ «Росляково -1»													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	21,60	23,69	23,69	23,69	23,69	23,69	23,69	23,69	23,69	23,69	23,69	23,69
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	83,88	92,69	73,69	74,80	81,97	81,97	77,83	77,83	77,83	77,83	77,83	77,83
Расход условного топлива		14,30	15,88	12,47	12,67	13,95	13,95	11,99	11,99	11,99	11,99	11,99	11,99
Мазут	тыс. ту.т	14,30	15,88	12,47	12,67	13,95	13,95						
Природный газ	тыс. ту.т							11,99	11,99	11,99	11,99	11,99	11,99
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.т/Гкал	170,42	171,29	169,17	169,33	170,21	170,21	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00
Мазут	кг.т/Гкал	170,42	171,29	169,17	169,33	170,21	170,21						
Природный газ	кг.т/Гкал							154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00
Расход натурального топлива		10,51	11,67	9,17	9,31	10,26	10,26	10,49	10,49	10,49	10,49	10,49	10,49
Мазут	тыс. т	10,51	11,67	9,17	9,31	10,26	10,26						
Природный газ	млн.м3							10,49	10,49	10,49	10,49	10,49	10,49
Максимальный часовой расход условного топлива	кг.т/ч	3681,05	4058,09	4007,99	4011,63	4032,69	4032,69	3648,54	3648,54	3648,54	3648,54	3648,54	3648,54
Мазут	кг.т/ч	3681,05	4058,09	4007,99	4011,63	4032,69	4032,69						

Показатель	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036-2042
Природный газ	кгу.т/ч							3648,54	3648,54	3648,54	3648,54	3648,54	3648,54
Котельная ТЦ «Росляково Южное»													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	2,09	2,09	2,09	2,09	Переключение на котельную ТЦ «Росляково-1»							
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	8,33	8,60	8,60	8,60								
Расход условного топлива	тыс. ту.т	2,57	2,66	2,66	2,66								
Уголь	тыс. ту.т	2,57	2,66	2,66	2,66								
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кгу.т/Гкал												
Уголь	кгу.т/Гкал	381,88	308,94	309,28	309,28								
Расход натурального топлива													
Уголь	тыс. т	4,51	3,48	3,59	3,59								
Максимальный часовой расход условного топлива	кгу.т/ч	799,10	646,48	647,19	647,19								
Котельная "Фестивальная"													
Подключенная нагрузка	Гкал/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
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	11,01	11,01	10,77	10,77	10,77	10,77	10,44	10,44	10,44	10,44	10,31	10,31
Расход условного топлива	тыс. ту.т	1,73	1,73	1,69	1,69	1,69	1,69	1,61	1,61	1,61	1,61	1,59	1,59
Мазут	тыс. ту.т	1,73	1,73	1,69	1,69	1,69	1,69						
Природный газ	тыс. ту.т							1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кгу.т/Гкал	156,75	156,75	156,58	156,58	156,58	156,58	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00
Мазут	кгу.т/Гкал	156,75	156,75	156,58	156,58	156,58	156,58						
Природный газ	кгу.т/Гкал							154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00
Расход натурального топлива		1,27	1,27	1,24	1,24	1,24	1,24	1,41	1,41	1,41	1,41	1,39	1,39
Мазут	тыс. т	1,27	1,27	1,24	1,24	1,24	1,24						
Природный газ	млн.м3							1,41	1,41	1,41	1,41	1,39	1,39
Максимальный часовой расход условного топлива	кгу.т/ч	462,99	462,99	462,50	462,50	462,50	462,50	454,87	454,87	454,87	454,87	454,87	454,87

Показатель	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036-2042
Мазут	кг.у.т/ч	462,99	462,99	462,50	462,50	462,50	462,50						
Природный газ	кг.у.т/ч							454,87	454,87	454,87	454,87	454,87	454,87
Угольная котельная МУП "МУК"\ООО «ООО «Тепло Людям. Кандалакша»» (с 2026 года)													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	4,03	4,52	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23
Расход условного топлива		1,85	1,40	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Уголь	тыс. ту.т	1,85	0,99	1,90	1,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Древесная щепа	тыс. ту.т	0,00	0,40	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии													
Уголь	кг.у.т/Гкал	458,87	439,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Древесная щепа	кг.у.т/Гкал	0,00	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57
Расход натурального топлива													
Уголь	тыс. т	2,40	1,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Древесная щепа	тыс. т	0,94	1,12	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10
Максимальный часовой расход условного топлива													
Уголь	кг.у.т/ч	506,60	484,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Древесная щепа	кг.у.т/ч	0,00	197,14	197,14	197,14	197,14	197,14	197,14	197,14	197,14	197,14	197,14	197,14
Котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша»													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	3,11	3,37	3,32	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54
Расход условного топлива		0,47	0,55	0,59	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
Уголь	тыс. ту.т	0,47	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Древесная щепа	тыс. ту.т	0,00	0,30	0,59	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													
Уголь	кг.у.т/Гкал	149,51	149,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Древесная щепа	кг.у.т/Гкал		178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57
Расход натурального топлива													
Уголь	тыс. т	0,32	0,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Показатель	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036-2042
Древесная щепа	тыс. т	0,00	0,83	1,65	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26
Максимальный часовой расход условного топлива													
Уголь	кг _{у.т} /ч	112,01	112,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Древесная щепа	кг _{у.т} /ч	0,00	133,78	133,78	133,78	133,78	133,78	133,78	133,78	133,78	133,78	133,78	133,78
Котельная АО "ММТП"													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	17,29	17,33	17,33	17,33	17,33	17,33	17,33	17,33	17,33	17,33	17,33	17,33
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	2,92	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91
Мазут	тыс. т _{у.т}	2,92	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91						
Природный газ	тыс. т _{у.т}							2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	169,09	169,09	169,09	169,09	169,09	169,09	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	169,09	169,09	169,09	169,09	169,09	169,09						
Природный газ	кг _{у.т} /Гкал							154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00
Расход натурального топлива		2,13	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41
Мазут	тыс. т	2,13	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12						
Природный газ	млн.м3							2,41	2,41	2,41	2,41	2,41	2,41
Максимальный часовой расход условного топлива	кг _{у.т} /ч	670,14	670,14	670,14	670,14	670,14	670,14	610,35	610,35	610,35	610,35	610,35	610,35
Мазут	кг _{у.т} /ч	670,14	670,14	670,14	670,14	670,14	670,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Природный газ	кг _{у.т} /ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	610,35	610,35	610,35	610,35	610,35	610,35
Котельная №22													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	11,61	12,30	12,27	12,27	12,36	12,36	12,36	12,36	12,36	12,36	12,36	12,36
Расход условного топлива	тыс. т _{у.т}	2,53	2,83	2,83	2,83	2,85	2,85	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76
Мазут	тыс. т _{у.т}	2,53	2,83	2,83	2,83	2,85	2,85						
Природный газ	тыс. т _{у.т}							1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг _{у.т} /Гкал	217,94	229,92	230,43	230,43	230,43	230,43	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66	228,66
Мазут	кг _{у.т} /Гкал	217,94	229,92	230,43	230,43	230,43	230,43						

Показатель	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036-2042
Природный газ	кгу.т/Гкал							154,00	154,00	154,00	154,00	154,00	154,00
Расход натурального топлива		1,79	1,99	1,99	1,99	2,00	2,00	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39	3,39
Мазут	тыс. т	1,79	1,99	1,99	1,99	2,00	2,00						
Природный газ	млн.м3							1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54
Максимальный часовой расход условного топлива	кгу.т/ч	803,61	847,79	849,67	849,67	849,67	849,67	843,12	843,12	843,12	843,12	843,12	843,12
Мазут	кгу.т/ч	803,61	847,79	849,67	849,67	849,67	849,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Природный газ	кгу.т/ч							567,84	567,84	567,84	567,84	567,84	567,84
Новая БМК (в районе ул. Шабалина)													
Подключенная нагрузка	Гкал/ч	-	-	5,05	5,05	6,36	9,85	12,75	15,37	15,37	15,37	15,37	15,37
Выработка тепловой энергии	тыс.Гкал	-	-	28,1	28,1	35,3	54,7	70,8	85,4	85,4	85,4	85,4	85,4
Расход условного топлива	тыс. ту.т	-	-										
ДТ	тыс. ту.т	-	-	4,356	4,356	5,486	8,496	10,996	13,259				
Природный газ	тыс. ту.т	-	-							13,150	13,150	13,150	13,150
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кгу.т/Гкал	-	-										
ДТ	кгу.т/Гкал	-	-	155,28	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3				
Природный газ	кгу.т/Гкал	-	-							154,0	154,0	154,0	154,0
Расход натурального топлива		-	-										
ДТ	тыс. т	-	-	3,004	3,004	3,783	5,859	7,583	9,144				
Природный газ	млн.м3	-	-							11,506	11,506	11,506	11,506
Максимальный часовой расход условного топлива	кгу.т/ч	-	-										
ДТ	кгу.т/ч	-	-	784,18	784,18	987,60	1529,53	1979,85	2386,69				
Природный газ	кгу.т/ч	-	-							2366,98	2366,98	2366,98	2366,98

Расход резервного (аварийного) определяется нормативом технологического запаса топлива на тепловых электростанциях и котельных.

Норматив запасов топлива на котельных рассчитывается как запас основного и резервного видов топлива (далее - ОНЗТ) и определяется по сумме объемов неснижаемого нормативного запаса топлива (далее - ННЗТ) и нормативного эксплуатационного запаса топлива (далее - НЭЗТ)

ННЗТ обеспечивает работу электростанции и котельной в режиме "выживания" с минимальной расчетной электрической и тепловой нагрузкой по условиям самого холодного месяца года.

НЭЗТ необходим для надежной и стабильной работы электростанций и котельных и обеспечивает плановую выработку электрической и тепловой энергии.

В таблице 137 представлены результаты оценки перспективных значений нормативов создания запасов топлива на период 2024 – 2042 гг.

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

Таблица 137 – Нормативные запасы аварийных видов топлива

Источник	Вид топлива	ННЗТ, тыс. тонн				
		2024	2028	2033	2038	2042
Котельная ТЦ «Росляково - 1»	мазут	0,526	0,601	0,601	0,601	0,601
	уголь	0,977	-	-	-	-
Котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее Дизельная котельная МУП «МУК»)	дизель	0,018	0,020	-	-	-
Новая БМК (в районе ул. Шабалина)	дизель	-	0,0387	0,0387	0,0387	0,0387

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

Местные виды топлива на существующих котельных города Мурманска не используются. Возобновляемые источники энергии на территории города отсутствуют.

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. В настоящее время, на дизельной котельной (котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша») 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 11.

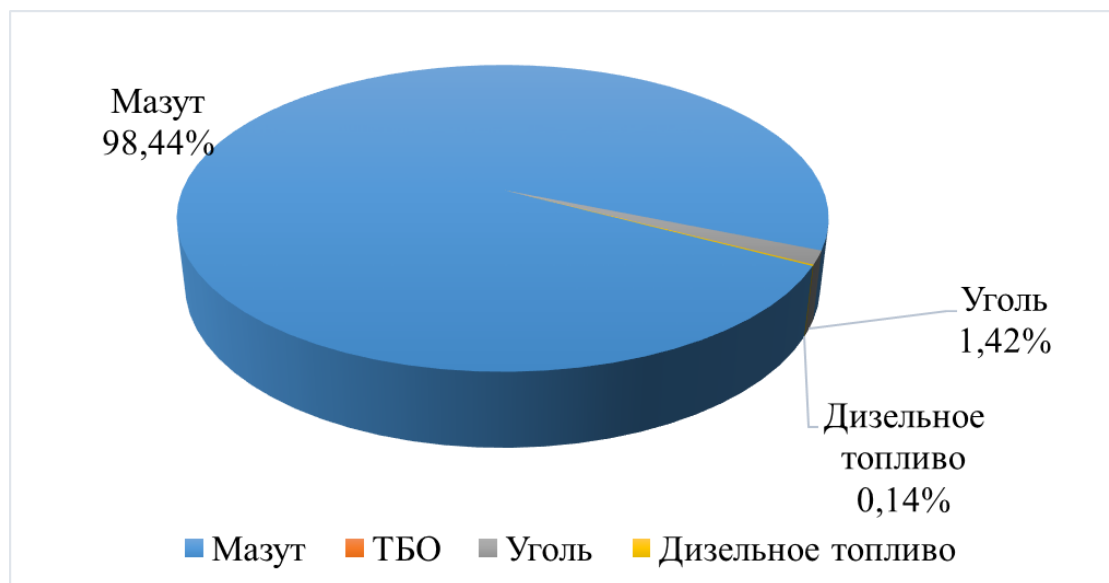


Рисунок 11 – Количественное соотношение видов топлива, используемых на источниках тепловой энергии города Мурманска

Ниже представлены паспорта качества топлива, используемого на источниках АО «Мурманская ТЭЦ», АО «МЭС», АО «ММТП» и ООО «ИТЭ».



Филиал публичного акционерного общества
«Акционерная нефтяная компания «Башнефть» «Башнефть-УНПЗ»
Юридический адрес:
Российская Федерация, 450077, Республика Башкортостан, г.Уфа, ул.Карла Маркса, д.30, к.1
Адрес производства:
Российская Федерация, 450029, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Ульяновых, 74
e-mail: info_bn@bashneft.ru, тел. +7 347 249-01-09, факс +7 347 249-05-23
Испытательный центр – управление контроля качества (ЦЗЛ)
Российская Федерация, 450029, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Ульяновых, 74
e-mail: info_bn@bashneft.ru, тел. +7 347 249-01-09, факс +7 347 249-05-23

ПАСПОРТ № 7528

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

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

Декларация о соответствии ЕАЭС N RU Д-РУ.НА19.В.01096/20
Срок действия – по 18.11.2023



ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия»
Код ОКПД2: 19.20.28.113
Номер партии: 7528
Дата изготовления: 21.12.2021
Размер партии (масса): 4167,207 т
Место отбора проб (по ГОСТ 2517-2012): резервуар № 82
Уровень наполнения: 1035,0 см
Дата отбора проб: 21.12.2021
Дата проведения испытаний: 21.12.2021
Паспорт выдан на основании: протокола испытаний от 21.12.2021 № 7528

Наименование показателя	Метод испытания	Норма по ТР ТС 013/2011	Норма по ГОСТ 10585-2013	Фактическое значение
1. Вязкость условная при 100 °С, градусы ВУ	ГОСТ 6258-05	-	не более 6,80	6,6
2. Зольность, %, для мазута: зольного	ГОСТ 1461-75	-	не более 0,14	0,138
3. Массовая доля механических примесей, %	ГОСТ 6370-83	-	не более 1,0	0,50
4. Массовая доля воды, %	ГОСТ 2477-2014	-	не более 1,0	0,49
5. Содержание водородсодержащих кислот и щелочей	ГОСТ 6307-75	-	отсутствие	отсутствие
6. Массовая доля серы, %	ГОСТ 32179-2019	не более 3,5	не более 3,50	3,43
7. Массовая доля сероводорода, ppm (мг/кг)	ГОСТ 32505-2013	не более 10	не более 10	9,2
8. Температура вспышки в открытом тигле, °С	ГОСТ 4333-2014	не ниже 90	не ниже 110	126
9. Температура застывания, °С	ГОСТ 20287-91 (метод Б)	-	не выше 25	10
10. Теплота сгорания (низшая) в пересчете на сухое топливо (небракочная), кДж/кг, для мазута с содержанием серы, %, 3,50	ГОСТ 21261-91	-	не менее 39900	39900
11. Плотность при 15 °С, кг/м³	ГОСТ ISO 3675-2014	-	не нормируется, определение обязательно	1023,5
12. Выход фракции, выкипающей до 150 °С, % об.	ГОСТ 33359-2015	не более 17	не более 17	16,5

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

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

Сведения о наличии присадок в топливе:

- продукт содержит нейтрализатор сероводорода и меркаптанов "Asulphat" марки 6504 до 260 г/т.

Дополнительная информация:

- показатель по п.10 является браковочным по условиям договоров и контрактов на поставку мазута;
- транспортировка и хранение по ГОСТ 1510-84;
- изготовитель филиал ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-УНПЗ» гарантирует соответствие качества мазута топочного требованиям ГОСТ 10585-2013 в течение 5 лет со дня изготовления при соблюдении потребителем условий транспортировки и хранения по ГОСТ 1510-84;
- паспорт безопасности № 67827826.19.58932.



Лаборант химического анализа (старший по смене)
Дата выдачи паспорта 21.12.2021

Целищев Л.Н.

Рисунок 12 – Паспорт качества топлива, используемого на источниках АО «Мурманская ТЭЦ»



Продукты компании
1. Обеспечиваете QR-код
2. Убедитесь, что код на сайте <http://www.slanef.ru>
3. Ссылка на сайт в Вашем документе
Продукты соответствуют Вашему документу, документу по результатам анализа

Публичное акционерное общество «Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез»
Юридический адрес:
Российская Федерация, 150023, Ярославская область, город Ярославль,
Московский проспект, дом 130;
e-mail: post@yano.slanef.ru; телефон/факс: (4852) 49-81-00/40-76-76
Адрес производства:
Российская Федерация, 150023, г. Ярославль, Московский проспект, дом 150;
Российская Федерация, 150023, г. Ярославль, улица Гагарина, дом 72.

Сертификат соответствия системы менеджмента качества
ISO 9001:2015 №: 20.1994.026, срок действия до 11.01.2024 г.

ПАСПОРТ № 1552

КОПИЯ
ВЕРНА

Топливо дизельное зимнее ДТ-З-К5 минус 32 по ГОСТ Р 55475-2013
(Дизельное топливо зимнее экологического класса К5 марки ДТ-З-К5)

Декларация о соответствии ЕАЭС RU Д-РУ.РА01.В.57073/21
Срок действия - по 13.09.2024

Обозначение документов, устанавливающих требования к топливу:
Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 013/2011
«О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и к加注у» (Решение Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011 №826) (Приложение 3)
ГОСТ Р 55475-2013 «Топливо дизельное зимнее и арктическое децарифицированное. Технические условия»
ОКПД 2 49 20 21 325

Номер партии: 483
Дата изготовления: 29 декабря 2022 г.
Размер партии (масса): 3558 т
Место отбора пробы (по ГОСТ 2517): 244
Дата отбора пробы: 29 декабря 2022 г.
Дата проведения испытаний: 29 декабря 2022 г.

ЕАЭС



2008

№	Наименование показателя	Метод испытания	Норма по ТР ТС 013/2011	Норма по ГОСТ Р 55475-2013	Фактическое значение
1.	Цетановое число	ГОСТ Р 52709-2019	-	не менее 48.0	50.1
2.	Цетановое число для зимнего дизельного топлива	ГОСТ 32508-2013	не менее 47	-	50.1
3.	Цетановый индекс	ISO 4264:2018	-	не менее 46.0	54.7
4.	Плотность при 15°C, кг/м³	ISO 12185:1996	-	800.0-855.0	828.6
5.	Массовая доля полициклических ароматических углеводородов, %	ГОСТ Р EN 12916-2008	-	не более 8.0	1.3
6.	Массовая доля полициклических ароматических углеводородов, %	ГОСТ EN 12916-2017	не более 8	-	1.3
7.	Массовая доля серы, мг/кг	ГОСТ Р EN ISO 20846-2006	-	не более 10.0	3.8
8.	Массовая доля серы, мг/кг	ГОСТ ISO 20846-2016	не более 10	-	3.8
9.	Температура вспышки в закрытом тигле, °C	ГОСТ 6356-75	не ниже 30	не ниже 40	53
10.	Коксуемость 10 %-ного остатка разгонки, % масс.	BS EN ISO 10370:2014	-	не более 0.30	0.02
11.	Зольность, % масс.	ГОСТ 1461-75	-	не более 0.01	0.003
12.	Массовая доля воды, мг/кг	BS EN ISO 12937:2001	-	не более 200	менее 30
13.	Общее загрязнение, мг/кг	BS EN 12662:2014	-	не более 24	менее 12
14.	Коррозия медной пластинки (3 ч при 50°C), единицы по шкале	ISO 2160:1998	-	Класс 1	класс 1a
15.	Окислительная стабильность: общее количество осадка, г/м³	ГОСТ Р EN ISO 12203-2007	-	не более 25	3
16.	Смывающая способность: скорректированный диаметр пятна износа при 60°C	ГОСТ Р ISO 12156-1-2006	-	не более 460	441

№	Наименование показателя	Метод испытания	Норма по ТР ТС 013/2011	Норма по ГОСТ Р 55475-2013	Фактическое значение
17.	Смазывающая способность, мкм	ГОСТ ISO 12156-1-2012	не более 460	-	441
18.	Кинематическая вязкость при 40°C, мм ² /с	ГОСТ 33-2016	-	1.500-4.500	2.622
19.	Фракционный состав перегоняется до температуры 180°C, % об. 95 % об. перегоняется при температуре, °C	ГОСТ 2177-99 (метод А)	-	не более 10	3.0
			не выше 360	не выше 360	340.0
20.	Температура помутнения, °C	ГОСТ 5066-2018 (метод Б)	-	не выше -22	-24
21.	Предельная температура фильтруемости, °C	ГОСТ 22254-92	не выше -20	не выше -32	-33

Заключение: Топливо дизельное зимнее ДТ-З-К5 минус 32 по ГОСТ Р 55475-2013 (Дизельное топливо зимнее экологического класса К5 марки ДТ-З-К5) соответствует требованиям:

-Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (Решение Комиссии Таможенного Союза от 18.10.2011 г. №826) (Приложение 3).

- ГОСТ Р 55475-2013 «Топливо дизельное зимнее и арктическое депарафинированное. Технические условия».

Сведения о наличии присадок в топливе:

- присадка Колтек ДС 7739 в количестве до 400 ppm,

- депрессорно-диспергирующая присадка РН-ДДП-2401 в количестве до 1000 мг/кг.

Дополнительная информация:

-топливо не содержит метиловых эфиров жирных кислот;

-изготовитель ПАО "Славнефть-ЯНОС" гарантирует соответствие качества Топлива дизельного зимнего ДТ-З-К5 минус 32 по ГОСТ Р 55475-2013 (Дизельное топливо зимнее экологического класса К5 марки ДТ-З-К5) требованиям ГОСТ Р 55475-2013 при соблюдении условий транспортирования и хранения по ГОСТ 1510 в течение 1 года со дня изготовления.



Начальник отдела контроля товарной продукции

Дата выдачи паспорта

С.В. Бугрецова

С.В. Бугрецова

И.В. Пашков

29 декабря 2022 г.



КОПИЯ ВЕРНА
подпись *Е.В. Казакова*

Казакова Е. В.
Дов-ность Б/Н 22.10.2022



Филиал публичного акционерного общества
«Акционерная нефтяная Компания «Башнефть» «Башнефть-УНПЗ»
Юридический адрес:
450052, Российская Федерация, Республика Башкортостан, г.о. город Уфа, г. Уфа, ул. Карла
Маркса, д. 30/1
Адрес производства:
Российская Федерация, 450112, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Ульяновых, 74
e-mail: info_bn@bashneft.ru, тел. +7 347 249-01-09, факс +7 347 249-05-23
Управление контроля качества (центральная заводская лаборатория)
Российская Федерация, 450112, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Ульяновых, 74
e-mail: info_bn@bashneft.ru, тел. +7 347 249-01-09, факс +7 347 249-05-23

ПАСПОРТ № 551

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

Обозначение документов, устанавливающих требования к топливу:
Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к
автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для
реактивных двигателей и мазуту» (Решение Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011г.
№ 826) (Приложение 4);
ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия»
Код ОКПД2: 19.20.28.113
Номер партии: 551
Дата изготовления: 04.02.2023
Размер партии (масса): 4096,032 т
Место отбора пробы (по ГОСТ 2517-2012): резервуар № 84
Уровень наполнения: 1045,0 см
Дата отбора пробы: 04.02.2023
Дата проведения испытаний: 05.02.2023
Паспорт выдан на основании: анализа качества от 05.02.2023 № 551

Декларация о соответствии ЕАЭС N RU Д-РУ.Н.19.В.01096/20
Срок действия - по 18.11.2023



Наименование показателя	Метод испытания	Норма по ТР ТС 013/2011	Норма по ГОСТ 10585-2013	Фактическое значение
1. Вязкость условная при 100 °C, градусы ВУ	ГОСТ 6258-85	-	не более 6,80	6,6
2. Зольность, %, для мазута: зольного	ГОСТ 1461-75	-	не более 0,14	0,138
3. Массовая доля механических примесей, %	ГОСТ 6370-83	-	не более 1,0	0,40
4. Массовая доля воды, %	ГОСТ 2477-2014	-	не более 1,0	0,40
5. Содержание водорастворимых кислот и щелочей	ГОСТ 6307-75	-	отсутствие	отсутствие
6. Массовая доля серы, %	ГОСТ 32139-2019	не более 3,5	не более 3,50	3,41
7. Содержание сероводорода, ppm (мг/кг)	ГОСТ 32505-2013	не более 10	не более 10	10,0
8. Температура вспышки в открытом тигле, °C	ГОСТ 4333-2021	не ниже 90	не ниже 110	150
9. Температура застывания, °C	ГОСТ 20287-91 (метод В)	-	не выше 25	10
10. Теплота сгорания (нижняя) в пересчете на сухое топливо (небракующий), кДж/кг, для мазута с содержанием серы, %: 3,50	ГОСТ 21261-2021	-	не менее 39900	39900
11. Плотность при 15 °C, кг/м³	ГОСТ ISO 3675-2014	-	не нормируется, определение обязательно	1010,1
12. Выход фракции, выкипающей до 350 °C, %, об.	ГОСТ 33359-2015	не более 17	не более 17	11,5

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

соответствует требованиям:

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

Сведения о наличии присадок в топливе:

- нейтрализатор сероводорода «EVASORB FF марки 142» в количестве до 900 г/тону.

Дополнительная информация:

- показатель по п.10 является браковочным по условиям договоров и контрактов на поставку мазута;
- транспортировка и хранение по ГОСТ 1510-2022;
- изготовитель филиал ПАО НК «Башнефть» «Башнефть-УНПЗ» гарантирует соответствие качества мазута топочного требованиям ГОСТ 10585-2013 в течение 5 лет со дня изготовления при соблюдении потребителем условий транспортировки и хранения по ГОСТ 1510-2022;
- паспорт безопасности № 67827826/2558932.



Лаборант контрольного анализа (старший по смене)
Дата выдачи паспорта 05.02.2023

Бакулина Г.Р.

Бакулина Г.Р.

Результат анализа

УХЛ ИЗЫХ СТКК ООО СУЭК-ХАКАСИЯ

Регистрационный номер документа аккредитации № 73-28/14

сроком действия до 28.06.2024

№ п/п	Наименование и обозначение показателя	Ед. Изм.	Результаты испытаний
1	Высшая теплота сгорания	Q _с ккал/кг	7662,000
2	Нишшая теплота сгорания	Q _н ккал/кг	5182,000
3	Серя общая на сухое состояние	S _с %	0,45
4	Выход летучих веществ	V _{daf} %	40,7
5	Влага общ. на рабочее состояние	W _с %	13,6
6	Зольность Угля В Сухом Состоянии	A _с %	17,6

Заведующий лабораторией _____ ЛАРИНА МАРИНА АНАТОЛЬЕВНА

(подпись) (Фамилия, И.О.)

Типовая форма УПД-35

Утверждена Минтопэнерго России

Код по ОКУД	2039
Уголь SAP	1000000510
Партия SAP	0001927607

ООО "СУЭК-Хакасия"

УДОСТОВЕРЕНИЕ № 2

О качестве угля

13.01.2023 г.

Марка ДО

Класс 25-60

655162 Республика Хакасия, г. Черногорск ул. Советская д.40

(почтовый адрес)

Сертификат соответствия РОСС RU.HA32.H00127 Сроком действия с 03.02.2021 до 02.02.2024

Тех. Условия 05.10.10-004-81195103-2021 от 03.02.2021

Нормы, установленные техническими условиями или ГОСТом для данного вида потребления в процентах

Зола (А)	сред.	не более
Серя (S)	сред.	не более
Хлор (Cl)	сред.	не более
Мышьяк (As)	сред.	не более
Влага (W)	сред.	не более
Мин. примеси	сред.	не более

Нишшая теплота сгорания (Q) сред.

Шахта (разрез) Разрез Изыхский

ст. отправления 888201 Подсиний

жел. дороги Красноярская ж/д

Проба отобрана в соответствии с ГОСТ 10742-71

от партии топлива весом 225,000 тонн, 3 вагонов, отгруженного за время с 13.01.2023 по 13.01.2023 потребителям, перечисленным на обороте.

Проба помещена в банки № 2

и опломбирована

пломбиром № ИР

Вес проб из лабораторной 500 г.

печатью

арбитражной 500 г.

Фактическое содержание видимой породы 4,50 %

фактическое содержание мелочи 15,00 %

Уголь принят по наружному осмотру и данным предварительного опробования, проведенного в соответствии с ГОСТ 1137-64

Передан через Диадок 17.01.2023 12:49 GMT+03:00

2035562c-5662-4e44-9b15-e8378a336bd

ЗАХАРОВА ТАТЬЯНА АЛЕКСАНДРА

Страница 1 из 3

(подпись) 13.01.2023

(Фамилия, И.О.)

Расчеты за качество топлива

(по золе, сере, влаге)

Количество тонн	Виды расчетов (по золе, сере, влаге)	разница между расчетной нормой и фактическим содержанием	Доплаты или скидки за качество				
			процент приплат или скидок	приплата руб. коп.	скидка руб. коп.	сумма	
1	2	3	4	5	6	7	8

Бухгалтер _____

(подпись) (Фамилия, И.О.)

Рисунок 13 – Паспорт качества топлива, используемого на котельных АО «МЭС»



Акционерное общество
"Газпромнефть - Омский НПЗ"
644040, Россия, г. Омск, пр. Губкина, 1
Паспорт № 24009043
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 N RU Д-RU.PA02.B.07396/21 по 26.10.2024

Продукция была изготовлена под управлением, установленным в системе менеджмента качества, соответствующей требованиям ISO 9001:2015. Сертификат № 21110159 QM15 по 13.02.2026.

Номер резервуара: 60

Дата изготовления: 19.05.2024 г.

Дата отбора пробы: 19.05.2024 г.

Количество, т: 1532.168

Дата проведения анализа: 19.05.2024 г.

смесь 0/24 в/ц

Наименование показателя	Метод испытания	Норма ТР	Норма НД	Факт. значения
Вязкость при 80 °С, не более: кинематическая, мм ² /с	ГОСТ 33	-	118,00	75,73
Зольность, %, не более для топлива котельного: зольного	ГОСТ 1461	-	0,140	0,045
Массовая доля механических примесей, %, не более	ГОСТ 6370	-	1,0	0,032
Массовая доля воды, %, не более	ГОСТ 2477	-	1,0	0,50
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	130
Массовая доля серы, %, не более, для топлива: III вида	ASTM D 4294	-	2,00	1,50
Массовая доля серы, %, не более	ГОСТ 32139	3,5	-	1,50
Температура застывания, °С, не выше	ГОСТ 20287 (метод Б)	-	38	0
Теплота сгорания (нижняя) в пересчете на сухое топливо (не браковочная), кДж/кг, не менее, для топлива: I, II, III вида	ГОСТ 21261	-	40530	40820
Плотность при 15 °С, кг/м ³	ГОСТ Р 51069	-	Не нормируется. Определение обязательно	997,5
Плотность при 20 °С, г/см ³ **	ГОСТ 3900	-	-	0,9941
Содержание сероводорода, ppm, не более	IP 570	-	10	0,73
Содержание сероводорода, ppm, не более	ГОСТ 33198	10	-	0,73
Выход фракции, выкипающей до 350 °С, % об, не более	ASTM D 1160	-	17	6,8
Выход фракции, выкипающей до 350 °С, % об, не более	ГОСТ 33359	17	-	6,8

Примечания:

1. Сведения о присадках:

- продукт приготовлен без добавления присадок.

2. **Дополнительный показатель включен в паспорт по требованию ПАО "Газпром нефть".

3. *** Продукт предназначен для реализации на экспорт по согласованию с потребителем, норма по ТР ТС по данному показателю качества действительна только для Российской Федерации.

Заклчение: 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

Ведущий инженер по анализу качества продукции ЛТК

Степанова А.И.

Паспорт выдан: 19.05.2024 18:43:05 (Московское время) 19.05.2024 15:43:05.



Рисунок 14 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной АО «ММТП»

Акционерное общество
«Новая-Нурма»
195027, г. Санкт-Петербург, Свердловская набережная, дом 44, литера Ю, помещение 514
ИНН 780 455 7637 КПП 780 401 001 ОГРН 116 470 405 1082
Р/сч 40702810100020001435 в Филнале ББР Банка (акционерное общество)
в г. Санкт-Петербурге К/сч 30101810300000000785 БИК 044030785

ПАСПОРТ ПРОДУКЦИИ № 03/005
Мазут топочный марки «Мазут Ф-5 для котельных установок», 2,50%, зольный, минус 25°С.
ТУ 19.20.28-001-46172545-2025» ООО «ГК «ПромБаланс»

Дата изготовления: 02.02.2026 г.
Дата отбора проб: 02.02.2026 г.
Дата проведения испытаний: 02.02.2026 г.
Дата выдачи паспорта: 02.02.2026 г.

№ п/п	Наименование показателя	Ед.изм.	ИД на метод испытания	Норма по ТУ 19.20.28-001-46172545-2025	Фактические данные
1	Плотность при 15°С, не более	кг/м ³	ГОСТ Р 51069	не нормируется, определение обязательно	996,3
2	Вязкость кинематическая при 50 °С, не более	мм ² /с	ГОСТ 33	46	38,21
3	Теплота сгорания в пересчёте на сухое топливо, кДж/кг, не менее	кДж/кг	ГОСТ 21261	40500	43023
4	Температура вспышки в открытом тигле, °С, не ниже:	°С	ISO2719	90	98
5	Массовая доля серы, не более	%	ГОСТ 32139	2,5	1,75
6	Массовая доля механических примесей, % не более	%	ГОСТ 6370	0,1	0,030
7	Массовая доля воды, %, не более	%	ГОСТ 2477-2014	0,5	0,21
8	Температура застывания(потери текучести) , не выше	°С	ГОСТ 20287	минус 25	минус 35
9	Содержание сероводорода, ppm(мг/кг) не более	мг/кг	IP 570	10	0,4
10	Зольность, %, не более	%	ГОСТ 1461	0,14	0,023
11	Содержание водорастворимых кислот и щелочей	—	ГОСТ 6307 *	отсутствие	отсутствие
12	Количество керасино-газойлевых фракций перегоняющихся до 350 С, % об.	%	ГОСТ 33359	не нормируется, определение обязательно	36

Указанные значения показателей на Мазут топочный марки «Мазут Ф-5 для котельных установок» соответствуют двукратному отчету № 2779 от 02.02.2026г испытательной лаборатории ООО «Северо-Западный центр экспертиз»

Заключение: Мазут топочный марки «Мазут Ф-5 для котельных установок», 2,50%, зольный, минус 25°С, соответствует техническому регламенту Таможенного союза 013/2011 "О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту".
Сведения о присадках: Присутствует депрессорная присадка для темных нефтепродуктов DIFRON3970

Генеральный директор АО "Новая Нурма"

Шейнина Я. М.



Рисунок 15 – 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 13 источников тепловой энергии.

В качестве преобладающего топлива используется топочный мазут, который задействован на Мурманской ТЭЦ, Восточной котельной, Южной котельной, котельной «Северная», котельной «Роста», котельной «Абрам-Мыс», котельной ТЦ «Росляково – 1», котельной «Фестивальная», котельной АО «ММТП», котельной №22, что составляет 98,44% от общего использования топлива.

На котельной ТЦ «Росляково Южное» и угольной котельной МУП «МУК» в качестве топлива используется каменный уголь, что составляет 1,42% от общего использования.

На дизельной котельной ООО «Тепло Людям. Кандалакша» в качестве основного топлива используется топливо дизельное, которое составляет 0,14% от общего использования.

8.5. Приоритетное направление развития топливного баланса города Мурманска

Выбор приоритетного использования топлива для каждого источника рассмотрен в пункте 8.1, а также при разработке мастер-плана развития системы теплоснабжения муниципального образования.

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

Перспективные затраты для каждого источника тепловой энергии г. Мурманска приведены в Главе 12 Обосновывающих материалов «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию» к схеме теплоснабжения г. Мурманск на период с 2023 по 2042 гг.

9.1. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии на каждом этапе

Детализированное описание капитальных затрат на строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии представлено в Главе 7 Обосновывающих материалов «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии» к схеме теплоснабжения г. Мурманск на период с 2023 по 2042 г.

В мероприятия по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизацию источников тепловой энергии входят 7 групп проектов, в том числе:

- 1) Группа проектов 11 - мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок;
- 2) Группа проектов 12 - мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для повышения эффективности работы;
- 3) Группа проектов 13 – мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в связи с физическим износом оборудования;
- 4) Группа проектов 14 - мероприятия по реконструкции действующих источников тепловой энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок;
- 5) Группа проектов 15 - мероприятия по реконструкции действующих котельных для повышения эффективности работы;

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 138 – 139.

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

- по Сценарию 1 – **5487,91 млн. руб.** (в ценах соответствующих лет без НДС);
- по Сценарию 2 – **10965,44 млн. руб.** (в ценах соответствующих лет без НДС);

Таблица 138 – Затраты на мероприятия по источникам г. Мурманска (Сценарий 1)

№	Мероприятие	Источник финансирования	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
Мурманская ТЭЦ													
1	Средний ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№ 1	Собственные средства		6,44									6,44
2	Средний ремонт парового энергетического котла ГМ-50 ст.№ 7	Собственные средства			8,87								8,87
3	Капитальный ремонт парового энергетического котла ТП-35 ст.№ 4	Собственные средства		18,50									18,50
4	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 8	Собственные средства		21,10									21,10
5	Текущий ремонт парового энергетического котла ГМ-50 ст. №7	Собственные средства		7,00									7,00
6	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст. № 3	Собственные средства			17,84								17,84
7	Капитальный ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№ 5	Собственные средства			15,04								15,04
8	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 9	Собственные средства			32,00								32,00
9	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 10	Собственные средства		19,00	10,00								29,00
10	Текущий ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№ 2	Собственные средства			12,00								12,00
11	Текущий ремонт парового энергетического котла ТП-35 ст.№ 4	Собственные средства			3,90								3,90
12	Приведение непроизводственных помещений к стандарту ТГК-1	Собственные средства		5,00	4,16								9,16
13	Реконструкция РУСН-6кВ – 1 и 2 очередь	Амортизационные отчисления				20,00							20,00
14	Реконструкция РУСН-0,4кВ – 1 и 2 очередь	Амортизационные отчисления				20,00							20,00
15	Монтаж вакуумных выключателей 6 кВ Мурманская ТЭЦ	Инвестиционная программа		0,74	1,78	1,85							4,38
16	Модернизация инженерно - технических средств охраны Мурманской ТЭЦ	Инвестиционная программа		3,12									3,12
17	Модернизация системы пожарной сигнализации помещений Мурманской ТЭЦ	Инвестиционная программа		5,40	1,75	5,00							12,15
18	Модернизации электромеханических защит отходящих присоединений от ГРУ-6 кВ Мурманской ТЭЦ	Инвестиционная программа				7,20							7,20
19	Реконструкция Мурманской ТЭЦ с переводом ее на сжигание природного газа	Инвестиционная программа		1,00	32,80	32,80	512,93	512,93	512,93				1605,40
20	Техническое перевооружение вспомогательного оборудования КТЦ	Инвестиционная программа		2,32									2,32
21	Реконструкция питательной установки КТЦ	Инвестиционная программа			41,88								41,88
22	Реконструкция редукционно-охладительной установки КТЦ	Инвестиционная программа				26,33							26,33

№	Мероприятие	Источник финансирования	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
23	Технологическое перевооружение узла коммерческого учета тепловой энергии КТЦ	Инвестиционная программа				0,60	2,80	2,00					5,40
24	Техническое перевооружение каналов связи противоаварийной автоматики ПС 110/35/6 кВ Шмидта (ПС5) – Мурманская ТЭЦ и устройств передачи аварийных сигналов и команд на ПС 110/35/6 кВ №5 (устройство УПАСК – 2 компл.)	Инвестиционная программа				9,42							9,42
25	Приобретение спецтехники	Собственные средства			27,46	12,71							40,17
	ИТОГО по Мурманской ТЭЦ			89,63	209,48	135,92	515,73	514,93	512,93	0,0	0,0	0,0	1978,63
Восточная котельная													
1	Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 2	Собственные средства			8,27	28,00							36,27
2	Текущий ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 2	Собственные средства		10,00									10,00
3	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 5	Собственные средства		6,32									6,32
4	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 3	Собственные средства			59,00								59,00
5	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 4	Собственные средства			31,49								31,49
6	Приведение производственных помещений к стандарту ТГК-1 (насосная №7)	Собственные средства				5,00	5,00						10,00
7	Модернизация инженерно - технических средств охраны Восточной котельной	Инвестиционная программа		3,21	1,68								4,89
8	Реконструкция сетевой установки (включающая замену внутривосточного сетевого коллектора с увеличением диаметра, замену сетевых подогревателей и монтажа дополнительного сетевого насоса), установка дополнительного парового котла производительностью 20 т/ч (для работы в летнем режиме).	Собственные средства										200,00	200,00
9	Реконструкция схемы передачи тепловой энергии от Завода ТО ТБО на котельную	Собственные средства										24,00	24,00
10	Строительство локальных очистных сооружений хозяйственно-бытовых сточных вод и техническое перевооружение очистных сооружений Восточной котельной	Собственные средства										262,43	262,43
11	Строительство приемной железобетонной емкости для мазута V=250 м3 Восточной котельной	Инвестиционная программа										65,88	65,88
12	Дооборудование эстакад мазутослива Восточной котельной стационарными системами защиты от падения	Инвестиционная программа		8,36									8,36
13	Приобретение спецтехники	Собственные средства		6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	60,00	108,00
14	Монтаж автоматических выключателей ВА 53-43 на КЦ-2	Инвестиционная программа		0,57									0,57
15	Техническое перевооружение вспомогательного оборудования КЦ-2	Инвестиционная программа		1,70									1,70

№	Мероприятие	Источник финансирования	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
	ИТОГО по Восточной котельной			36,17	106,43	39,00	11,00	6,00	6,00	6,00	6,00	612,31	828,91
Южная котельная													
1	Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 1	Собственные средства			8,21								8,21
2	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5	Собственные средства			21,04								21,04
3	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 3	Собственные средства		9,24	6,58								15,82
4	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5	Собственные средства		18,17									18,17
5	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 6	Собственные средства		41,50	10,00								51,50
6	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 7	Собственные средства		27,78									27,78
7	Текущий ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 8	Собственные средства		7,00									7,00
8	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 2	Собственные средства				13,82							13,82
9	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 6	Собственные средства				32,93							32,93
10	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 8	Собственные средства			29,40								29,40
11	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5	Собственные средства			29,60								29,60
12	Реконструкция контура и ввод в эксплуатацию ВК-9,10 КВГМ-100 (с выводом из эксплуатации ВК- 4,5 ПТВМ-100).	Инвестиционная программа						24,50	108,50	108,50	108,50		350,00
13	Установка частотных преобразователей на вентиляторах котлов типа КВГМ-100 Котельного цеха №1	Инвестиционная программа					1,62	5,77	6,05				13,44
14	Монтаж резервного ввода электроснабжения насосной №8	Инвестиционная программа		1,05	0,20								1,25
15	Монтаж вакуумных выключателей 6 кВ	Инвестиционная программа		1,39	1,88	1,97	2,03						7,27
16	Модернизация инженерно - технических средств охраны котельного цеха №1	Инвестиционная программа		20,16									20,16
17	Техническое перевооружение вспомогательного оборудования ЦТЦ КЦ-1	Инвестиционная программа		3,89									3,89
18	Реконструкция кабельной линии (КЛ) 6 кВ от ЗРУ-6кВ ПС-4 ПО «СЭС» до Южной котельной АО «Мурманская ТЭЦ»	Инвестиционная программа				2,18	17,58						19,76
19	Приобретение спецтехники	Инвестиционная программа		0,99	6,00	6,00	6,00						18,99
	ИТОГО по Южной котельная			131,17	112,91	56,90	27,24	30,27	114,55	108,50	108,50	0,00	690,04
Котельная "Северная"													
1	Установка двух паровых котлов ДКВР-10/13	Амортизационные отчисления			24,00								24,00

№	Мероприятие	Источник финансирования	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
2	Капитальный ремонт 2 котлов ПТВМ-30	Собственные средства			50,00								50,00
3	Установка водогрейного котла Eurotherm-58	Амортизационные отчисления			4,00	135,00							139,00
4	Установка двух водогрейных котлов Eurotherm-58	Амортизационные отчисления				8,00	270,00						278,00
5	Установка парового котла ДКВР-10/13	Амортизационные отчисления				3,00	12,00						15,00
6	Мероприятия по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности с целью обеспечения требований, установленных законодательством Российской Федерации, в т.ч. на котельных г.Мурманска и Мурманской области.	Инвестиционная программа			2,00	5,00							7,00
7	Мероприятия по приведению железнодорожных путей на котельной "Северная" в нормативное состояние	Инвестиционная программа			4,34								4,34
8	Оснащение центральной производственной химико-аналитической лаборатории АО "МЭС" оборудованием для обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия населения, соблюдения требований Федеральных законов от 30.03.1999 № 52-ФЗ и от 04.05.1999 № 96-ФЗ	Инвестиционная программа				3,57							3,57
9	Проведение мероприятий по установлению зон с особыми условиями использования территории, в т.ч. на котельных:	Инвестиционная программа			13,62	11,44	16,45						41,52
10	Приобретение сетевых насосных агрегатов на котельную "Северная"	Инвестиционная программа			52,81								52,81
11	Приобретение спецтехники, автотранспорта	Инвестиционная программа			12,82	145,45	179,27						337,54
	ИТОГО по котельной «Северная»		0,00	0,00	163,59	311,46	477,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	952,77
Котельная "Абрам-Мыс"													
1	Техническое перевооружение котельной мкр. Абрам-Мыс г.Мурманска	Инвестиционная программа		176,1									176,1
	ИТОГО по котельной «Абрам-Мыс»		0,0	176,1	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	176,1
Котельная "Роста"													
1	Установка водогрейного котла мощностью 4 МВт	Инвестиционная программа			8,415								47,12
2	Техническое перевооружение котельной, включающее демонтаж парового котла марки «Комбайшен» YUX-23-3 № 2 с последующей установкой и вводом в эксплуатацию нового парового котла производительностью 10 т/ч	Собственные средства			28,5								28,46
3	Проектирование и техническое перевооружение сливноналивного комплекса котельной «Роста» с обустройством заправки мазутовозов	Инвестиционная программа			38,44								38,44
	ИТОГО по котельной «Роста»		0,0	0,0	75,315	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,0	75,315
Котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее дизельная котельная)													

№	Мероприятие	Источник финансирования	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
1	Установка на территории действующей дизельной котельной котельного блока мощностью 0,9 МВт, работающего на щепе (древесной пеллете), и заменяющего 0,9 МВт мощности существующей дизельной котельной	Концессионное соглашение			23,593								23,593
	ИТОГО по дизельной котельной		0,0	0,0	23,593	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	23,593
Угольная котельная													
1	Строительство блочно-модульной котельной, работающей на топливной щепе с автоматической подачей топлива с присоединением к существующей тепловой сети. Мощность БМК 1,8 МВт	Концессионное соглашение			39,834								39,834
	ИТОГО по угольной котельной		0,0	0,0	39,834	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	39,834
Котельная «ТЦ Росляково-1»													
1	Модернизация системы теплоснабжения мкр. Росляково Ленинского АО г. Мурманска	Инвестиционная программа		0,14	0,00	8,12	118,10						126,36
2	ПИР по переводу котельной мкр. Росляково, ул. Заводская на природный газ	Инвестиционная программа			10,84	26,42							37,26
	ИТОГО по котельной «ТЦ Росляково-1»		0,0	0,14	10,84	34,54	118,10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	163,48
Котельная «ТЦ Росляково Южное»													
1	ПИР по переводу котельной мкр. Росляково, ул. Молодежная на природный газ	Инвестиционная программа			2,23	5,44							7,67
	ИТОГО по котельной «ТЦ Росляково Южное»		0,0	0,0	2,23	5,44	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,67
Котельная №22													
1	Замена парового котла КВВА 6/15 на ДЕ 6,5/14	Инвестиционная программа			1,745	16,429							18,17
2	Перевод с Ф5 на М-100. Устройство прикотельного склада жидкого котельного топлива V-500 м.куб. (обеспечение нормативного запаса).	Инвестиционная программа			3,208	30,195							33,40
	ИТОГО по котельной №22		0,0	0,0	4,953	46,625	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	51,58
Новая БМК (в районе ул. Шабалина)													
1	Строительство новой районной газодизельной блочно-модульной котельной	н.о.				500							500
	ИТОГО по новой БМК		0,0	0,0	0,0	500	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	500
Всего по источникам (млн.руб. (без НДС), в том числе			0	433,21	749,18	1129,88	1149,79	551,20	633,48	114,50	114,50	612,31	5487,91
АО "Мурманская ТЭЦ"			0	256,97	428,82	231,82	553,97	551,2	633,48	114,5	114,5	612,31	3497,57
АО "МЭС"			0	176,24	251,98	351,44	595,82	0	0	0	0	0	1375,34
ООО «Тепло людям. Кандалакша»			0	0	63,427	0	0	0	0	0	0	0	63,43
ООО «ИТЭ»			0	0	4,95	46,62	0	0	0	0	0	0	51,58
АО "ММТП"			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Н.О.			0	0	0	500	0	0	0	0	0	0	500

Таблица 139 – Затраты на мероприятия по источникам г. Мурманска (Сценарий 2)

№	Мероприятие	Источник финансирования	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
Мурманская ТЭЦ												
1	Средний ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№ 1	Собственные средства	6,44									6,44
2	Средний ремонт парового энергетического котла ГМ-50 ст.№ 7	Собственные средства		8,87								8,87
3	Капитальный ремонт парового энергетического котла ТП-35 ст.№ 4	Собственные средства	18,50									18,50
4	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 8	Собственные средства	21,10									21,10
5	Текущий ремонт парового энергетического котла ГМ-50 ст №7	Собственные средства	7,00									7,00
6	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст. № 3	Собственные средства		17,84								17,84
7	Капитальный ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№ 5	Собственные средства		15,04								15,04
8	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 9	Собственные средства		32,00								32,00
9	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 10	Собственные средства	19,00	10,00								29,00
10	Текущий ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№ 2	Собственные средства		12,00								12,00
11	Текущий ремонт парового энергетического котла ТП-35 ст.№ 4	Собственные средства		3,90								3,90
12	Приведение непроизводственных помещений к стандарту ТГК-1	Собственные средства	5,00	4,16								9,16
13	Реконструкция РУСН-6кВ – 1 и 2 очередь	Амортизационные отчисления			20,00							20,00
14	Реконструкция РУСН-0,4кВ – 1 и 2 очередь	Амортизационные отчисления			20,00							20,00
15	Монтаж вакуумных выключателей 6 кВ Мурманская ТЭЦ	Инвестиционная программа	0,74	1,78	1,85	0,00	0,00					4,38
16	Модернизация инженерно - технических средств охраны Мурманской ТЭЦ	Инвестиционная программа	3,12									3,12
17	Модернизация системы пожарной сигнализации помещений Мурманской ТЭЦ	Инвестиционная программа	5,40	1,75	5,00							12,15
18	Модернизации электромеханических защит отходящих присоединений от ГРУ-6 кВ Мурманской ТЭЦ	Инвестиционная программа			7,20							7,20
19	Реконструкция Мурманской ТЭЦ с переводом ее на сжигание природного газа	Собственные средства	1,00	32,80	32,80	512,93	512,93	512,93				1605,40
20	Техническое перевооружение вспомогательного оборудования КТЦ	Инвестиционная программа	2,32									2,32
21	Реконструкция питательной установки КТЦ	Инвестиционная программа		41,88								41,88
22	Реконструкция редукционно-охладительной установки КТЦ	Инвестиционная программа			26,33							26,33
23	Технологическое перевооружение узла коммерческого учета тепловой энергии КТЦ	Инвестиционная программа			0,60	2,80	2,00					5,40

№	Мероприятие	Источник финансирования	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
24	Техническое перевооружение каналов связи противоаварийной автоматики ПС 110/35/6 кВ Шмидта (ПС5) – Мурманская ТЭЦ и устройств передачи аварийных сигналов и команд на ПС 110/35/6 кВ №5 (устройство УПАСК – 2 компл.)	Инвестиционная программа			9,42							9,42
25	Приобретение спецтехники	Инвестиционная программа		27,46	12,71							40,17
	ИТОГО по Мурманской ТЭЦ		89,635	209,483	135,915	515,732	514,932	512,932	0,000	0,000	0,000	1978,628
Восточная котельная												
1	Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 2	Собственные средства		8,27	28,00							36,27
2	Текущий ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 2	Собственные средства	10,00									10,00
3	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 5	Собственные средства	6,32									6,32
4	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 3	Собственные средства		18,79								18,79
5	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 4	Собственные средства		59,00								59,00
6	Приведение производственных помещений к стандарту ТГК-1 (насосная №7)	Собственные средства			5,00	5,00						10,00
7	Модернизация инженерно - технических средств охраны Восточной котельной	Инвестиционная программа	3,21	1,68								4,89
8	Реконструкция сетевой установки (включающая замену внутростанционного сетевого коллектора с увеличением диаметра, замену сетевых подогревателей и монтажа дополнительного сетевого насоса), установка дополнительного парового котла производительностью 20 т/ч (для работы в летнем режиме).	Собственные средства									200,00	200,00
9	Реконструкция схемы передачи тепловой энергии от Завода ТО ТБО на котельную	Собственные средства									24,00	24,00
10	Строительство локальных очистных сооружений хозяйственно-бытовых сточных вод и техническое перевооружение очистных сооружений Восточной котельной	Собственные средства									262,43	262,43
11	Строительство приемной железобетонной емкости для мазута V=250 м3 Восточной котельной	Инвестиционная программа									65,88	65,88
12	Дооборудование эстакад мазутослива Восточной котельной стационарными системами защиты от падения	Инвестиционная программа	8,36									8,36
13	Реконструкция Восточной котельной с переводом ее на сжигание природного газа	Собственные средства	1,00	44,91	44,91	585,00	149,59	149,59				975,00
14	Приобретение спецтехники	Собственные средства	0,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	60,00	102,00
15	Монтаж автоматических выключателей ВА 53-43 на КЦ-2	Инвестиционная программа	0,57									0,57
16	Техническое перевооружение вспомогательного оборудования КЦ-2	Инвестиционная программа	1,70									1,70

№	Мероприятие	Источник финансирования	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
	ИТОГО по Восточной котельной		31,17	138,65	83,91	596,00	155,59	155,59	6,00	6,00	612,31	1785,21
Южная котельная												
1	Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 1	Собственные средства		8,21								8,21
2	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5	Собственные средства		21,04								21,04
3	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 3	Собственные средства	9,24	6,58								15,82
4	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5	Собственные средства	18,17									18,17
5	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 6	Собственные средства	41,50	10,00								51,5
6	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 7	Собственные средства	27,78									27,78
7	Текущий ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 8	Собственные средства	7,00									7
8	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 2	Собственные средства			13,82							13,82
9	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 6	Собственные средства			32,93							32,93
10	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 8	Собственные средства		29,40								29,4
11	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5	Собственные средства		29,60								29,6
12	Реконструкция контура и ввод в эксплуатацию ВК-9,10 КВГМ-100 (с выводом из эксплуатации ВК- 4,5 ПТВМ-100).	Инвестиционная программа					24,50	108,50	108,50	108,50		350
13	Установка частотных преобразователей на вентиляторах котлов типа КВГМ-100 Котельного цеха №1	Инвестиционная программа	0,00	0,00	0,00	1,62	5,77	6,05				13,44
14	Монтаж резервного ввода электроснабжения насосной №8	Инвестиционная программа	1,05	0,20								1,25
15	Монтаж вакуумных выключателей 6 кВ	Инвестиционная программа	1,39	1,88	1,97	2,03	0,00					7,27
16	Модернизация инженерно - технических средств охраны котельного цеха №1	Инвестиционная программа	20,16									20,16
17	Реконструкция Южной котельной с переводом ее на сжигание природного газа	Собственные средства	1,00	53,18	53,18	551,81	551,81	551,81				1762,80
18	Техническое перевооружение вспомогательного оборудования ЦТИЦ КЦ-1	Инвестиционная программа	3,89									3,89
19	Реконструкция кабельной линии (КЛ) 6 кВ от ЗРУ-6кВ ПС-4 ПО «СЭС» до Южной котельной АО «Мурманская ТЭЦ»	Инвестиционная программа	0,00	0,00	2,18	17,58	0,00	0,00	0,00	0,00		19,76
20	Приобретение спецтехники	Инвестиционная программа	0,99	6,00	6,00	6,00						18,99
	ИТОГО по Южной котельная		132,17	166,09	110,08	579,05	582,08	666,36	108,50	108,50	0,00	2452,84
Котельная "Северная"												
1	Установка двух паровых котлов ДКВР-10/13	Амортизационные отчисления		24								24

№	Мероприятие	Источник финансирования	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
2	Капитальный ремонт 2 котлов ПТВМ-30	Собственные средства		50								50
3	Установка водогрейного котла Eurotherm-58	Амортизационные отчисления		4	135							139
4	Установка двух водогрейных котлов Eurotherm-58	Амортизационные отчисления			8	270						278
5	Установка парового котла ДКВР-10/13	Амортизационные отчисления			3	12						15
6	Мероприятия по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности с целью обеспечения требований, установленных законодательством Российской Федерации, в т.ч. на котельных г.Мурманска и Мурманской области.	Инвестиционная программа		2	5							7
7	Мероприятия по приведению железнодорожных путей на котельной "Северная" в нормативное состояние	Инвестиционная программа		4,34	0							4,34
8	Оснащение центральной производственной химико-аналитической лаборатории АО "МЭС" оборудованием для обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия населения, соблюдения требований Федеральных законов от 30.03.1999 № 52-ФЗ и от 04.05.1999 № 96-ФЗ	Инвестиционная программа			3,569							3,569
9	Проведение мероприятий по установлению зон с особыми условиями использования территории, в т.ч. на котельных:	Инвестиционная программа		13,624	11,443	16,449						41,516
10	Приобретение сетевых насосных агрегатов на котельную "Северная"	Инвестиционная программа		52,808								52,808
11	Приобретение спецтехники, автотранспорта	Инвестиционная программа		12,818	145,447	179,273						337,538
12	Реконструкции котельной «Северная» с переводом на сжигание природного газа	Инвестиционная программа		137,19	337,51	472,51	472,51					1419,72
	ИТОГО по котельной «Северная»		0	300,78	648,969	950,232	472,51	0	0	0	0	2372,491
Котельная "Абрам-Мыс"												
1	Техническое перевооружение котельной мкр. Абрам-Мыс г.Мурманска	Инвестиционная программа	176,1	0								176,1
2	Реконструкции котельной мкр. Абрам-Мыс с переводом на сжигание природного газа	Инвестиционная программа					91,0					91,0
	ИТОГО по котельной «Абрам-Мыс»		176,1	0	0	0	91,0	0	0	0	0	267,1
Котельная "Роста"												
1	Установка водогрейного котла мощностью 4 МВт	Инвестиционная программа		8,415								8,42
2	Техническое перевооружение котельной, включающее демонтаж парового котла марки «Комбайшен» YUX-23-3 № 2 с последующей установкой и вводом в эксплуатацию нового парового котла производительностью 10 т/ч	Собственные средства		28,5								28,50

№	Мероприятие	Источник финансирования	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
3	Проектирование и техническое перевооружение сливноналивного комплекса котельной «Роста» с обустройством заправки мазутовозов	Инвестиционная программа		38,44								38,44
4	Реконструкция котельной «Роста» с переводом ее на сжигание природного газа	Инвестиционная программа		21,10	105,51	147,71	147,71					422,02
	ИТОГО по котельной «Роста»		0	96,46	105,51	147,71	147,71	0	0	0	0	497,37
Котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее дизельная котельная)												
1	Установка на территории действующей дизельной котельной котельного блока мощностью 0,9 МВт, работающего на щепе (древесной пеллете), и заменяющего 0,9 МВт мощности существующей дизельной котельной	Концессионное соглашение		23,593								23,593
	ИТОГО по дизельной котельной		0	23,593	0	0	0	0	0	0	0	23,593
Угольная котельная												
1	Строительство блочно-модульной котельной, работающей на топливной щепе с автоматической подачей топлива с присоединением к существующей тепловой сети. Мощность БМК 1,8 МВт	Концессионное соглашение		39,834								39,834
	ИТОГО по угольной котельной		0	39,834	0	0	0	0	0	0	0	39,834
Котельная «ТЦ Росляково-1»												
1	Модернизация системы теплоснабжения мкр. Росляково Ленинского АО г. Мурманска	Инвестиционная программа	0,14	0	8,12	118,1						126,36
2	ПИР по переводу котельной мкр. Росляково, ул. Заводская на природный газ	Инвестиционная программа		10,84	26,42							37,26
3	Строительство новой газовой котельной мощностью 40 Гкал/ч	Собственные средства						20,47	184,25	204,72		409,44
	ИТОГО по котельной «ТЦ Росляково-1»		0,14	10,84	34,54	118,1	0	20,47	184,25	204,72	0	573,06
Котельная «ТЦ Росляково Южное»												
1	ПИР по переводу котельной мкр. Росляково, ул. Молодежная на природный газ	Инвестиционная программа		2,23	5,44							7,67
	ИТОГО по котельной «ТЦ Росляково Южное»		0	2,23	5,44	0	0	0	0	0	0	7,67
Котельная "Фестивальная"												
1	Строительством новой газовой блочно-модульной котельной «Фестивальная»	Собственные средства				5,88	52,95	58,83				117,66
	ИТОГО по котельной «ТЦ Росляково Южное»		0	0	0	5,88	52,95	58,83	0	0	0	117,66
Котельная "ММТП"												
1	Строительство новой газовой блочно-модульной котельной ММТП, мощностью 10,0 Гкал/ч	Собственные средства					6,44	122,37				128,81
	ИТОГО по котельной «ТЦ Росляково Южное»		0	0	0	0	6,44	122,37	0	0	0	128,81
Котельная №22												

№	Мероприятие	Источник финансирования	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
1	Модернизация системы теплоснабжения мкр. Росляково Ленинского АО г. Мурманска	Инвестиционная программа		1,75	16,43							18,174
2	ПИР по переводу котельной мкр. Росляково, ул. Заводская на природный газ	Инвестиционная программа		3,21	30,20							33,403
3	Строительство новой газовой блочно-модульной котельной, мощностью 14,0 Гкал/ч	Собственные средства						8,48	161,11			169,59
	ИТОГО по котельной «ТЦ Росляково-1»		0	4,95	46,62	0,00	0,00	8,48	161,11	0	0	221,17
Новая БМК (в районе ул. Шабалина)												
1	Строительство новой районной газодизельной блочно-модульной котельной	н.о.			500							500
	ИТОГО по новой БМК		0	0	500	0	0	0	0	0	0	500
Всего по источникам (млн.руб. (без НДС), в том числе			429,21	992,91	1670,99	2912,70	2023,21	1545,03	459,86	319,22	612,31	10965,44
АО "Мурманская ТЭЦ"			252,97	514,22	329,91	1690,78	1252,60	1334,88	114,50	114,50	612,31	6216,68
АО "МЭС"			176,24	410,31	794,45	1221,92	764,17	79,30	184,25	204,72	0,00	3835,36
ООО «Тепло людям. Кандалакша»			0	63,43	0	0	0	0	0	0	0	63,43
ООО «ИТЭ»			0	4,95	46,62	0	0	8,48	161,11	0	0	221,17
АО "ММТП"			0	0	0	0	6,44	122,37	0	0	0	128,81
Н.О.			0	0	500	0	0	0	0	0	0	500,00

Таблица 140 – Затраты на мероприятия по источникам «ТЦ Росляково-1» и «ТЦ Росляково Южное». Сценарий 3

№	Мероприятие	Источник финансирования	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
Мероприятия по сценарию 3 для котельных «ТЦ Росляково-1» и «ТЦ Росляково Южное»												
Котельная «ТЦ Росляково-1»												
1	Полное техническое перевооружение котельной, в том числе замена котельных агрегатов, подогревателей, насосного оборудования	Собственные средства	0,14	0	8,12	118,1						126,36
2	Строительство новой газовой котельной мощностью 40 Гкал/ч	Собственные средства		10,84	26,42							37,26
3	ПИР по переводу котельной мкр. Росляково, ул. Заводская на природный газ	Инвестиционная программа						20,47	184,25	204,72		409,44
	ИТОГО по котельной «ТЦ Росляково-1»		0,14	10,84	34,54	118,1	0	20,47	184,25	204,72	0	573,06
Котельная «ТЦ Росляково Южное»												
1	Строительством новой котельной в мкр. Южное Росляково мощностью 8,5 МВт (7,31 Гкал/ч) работающей на сжиженном природном газе (СПГ)	Собственные средства		190,50								190,50
	ИТОГО по котельной «ТЦ Росляково Южное»		0,0	190,50	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	190,50
	Всего по источникам (сценарий 3), млн.руб. (без НДС),		429,21	1181,18	1665,55	2912,70	2023,21	1545,03	459,86	319,22	612,31	11148,27
	АО "Мурманская ТЭЦ"		252,97	514,22	329,91	1690,78	1252,60	1334,88	114,50	114,50	612,31	6216,68
	АО "МЭС"		176,24	598,58	789,01	1221,92	764,17	79,30	184,25	204,72	0,00	4018,19
	ООО «Тепло людям. Кадалакша»		0	63,43	0	0	0	0	0	0	0	63,43
	ООО «ИТЭ»		0	4,95	46,62	0	0	8,48	161,11	0	0	221,17
	АО "ММТП"		0	0	0	0	6,44	122,37	0	0	0	128,81
	Н.О.		0	0	500	0	0	0	0	0	0	500,00

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 таблицах 141 – 142.

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

- по Сценарию 1 – **25187,81 млн. руб.** (в ценах соответствующих лет без НДС);
- по Сценарию 2 – **25151,82 млн. руб.** (в ценах соответствующих лет без НДС).

Таблица 141 – Сводные финансовые потребности для реализации мероприятий по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них, млн. руб. (без НДС) (Сценарий 1)

№ п/п	ТСО	Наименование мероприятия	Источник финансирования	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2036	2037-2042	Итого
		Мероприятия по сетям											
1	АО "Мурманская ТЭЦ"	Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)	Инвестиционная составляющая в тарифе		482,86	295,64							778,50
2	АО "Мурманская ТЭЦ"	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения	Плата за подключение		42,37	37,17	9,91	124,67		5,02			219,13
	АО "МЭС"				23,60	16,44							40,04
3	АО "Мурманская ТЭЦ"	Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	Плата за подключение			42,44							42,44
	АО "МЭС"												
4	-	Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения	Инвестиционная составляющая в тарифе										
5	АО "МЭС"	Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счёт перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных	Инвестиционная составляющая в тарифе		494,66	224,25							718,91
6	АО "Мурманская ТЭЦ"	Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	Инвестиционная программа		17,02	103,09	115,20	172,78	135,52				543,61
	АО "МЭС"		Амортизационные отчисления		1568,25	1684,63	1741,45	3957,02	3951,12	928,71	4643,54	1733,35	7305,60
	ООО "ИТЭ"		Инвестиционная программа				1,58	57,31					58,89
7	АО "Мурманская ТЭЦ"	Строительство и реконструкция насосных станций	Плата за подключение		0	0	0	0	0		0	0	0
	АО "МЭС"				0	0	0	0	0		0	0	0
8	АО "МЭС"	Закрытие ГВС	Инвестиционная составляющая в тарифе		44,52	560,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	605,30
Всего по сетям, в том числе:				0	2673,28	2964,43	1868,14	4311,78	4086,64	1193,39	5680,88	2409,27	25187,81
АО "Мурманская ТЭЦ"				0	542,25	478,33	125,11	297,46	135,52	933,72	4643,54	1733,35	8889,28
АО "МЭС"				0	2086,51	1925,31	1741,45	3957,02	3951,12	259,66	1037,35	675,92	15634,34
ООО "ИТЭ"				0	0,00	0,00	1,58	57,31	0,00	0,00	0,00	0,00	58,89
Н.О.				0	44,52	560,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	605,30

Таблица 142 – Сводные финансовые потребности для реализации мероприятий по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них, млн. руб., (Сценарий 2)

№ п/п	ТСО	Наименование мероприятия	Источник финансирования	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2036	2037-2042	Итого
		Мероприятия по сетям											
1	АО "Мурманская ТЭЦ"	Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)	Инвестиционная составляющая в тарифе		482,86	295,64							778,50
2	АО "Мурманская ТЭЦ"	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения	Плата за подключение		42,366	37,170	9,906	88,691		5,017			183,15
	АО "МЭС"				23,60	16,44							40,04
3	АО "Мурманская ТЭЦ"	Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	Плата за подключение			42,44							42,44
	АО "МЭС"												
4	-	Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения	Инвестиционная составляющая в тарифе										
5	АО "МЭС"	Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счёт перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных	Инвестиционная составляющая в тарифе		494,66	224,25							718,91
6	АО "Мурманская ТЭЦ"	Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	Инвестиционная программа		17,02	103,09	115,20	172,78	135,52				543,61
	АО "МЭС"		Амортизационные отчисления							928,71	4643,54	1733,35	7305,60
	ООО "ИТЭ"		Инвестиционная программа		1568,25	1684,63	1741,45	3957,02	3951,12	259,66	1037,35	675,92	14875,39
7	АО "Мурманская ТЭЦ"	Строительство и реконструкция насосных станций	Плата за подключение		0	0	0	0	0		0	0	0
	АО "МЭС"				0	0	0	0	0		0	0	0
8	АО "МЭС"	Закрытие ГВС	Инвестиционная составляющая в тарифе		44,52	560,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	605,30
Всего по сетям, в том числе:				0	2673,28	2964,43	1868,14	4275,80	4086,64	1193,39	5680,88	2409,27	25151,82
АО "Мурманская ТЭЦ"				0	542,25	478,33	125,11	261,48	135,52	933,72	4643,54	1733,35	8853,29
АО "МЭС"				0	2086,51	1925,31	1741,45	3957,02	3951,12	259,66	1037,35	675,92	15634,34
ООО "ИТЭ"				0	0,00	0,00	1,58	57,31	0,00	0,00	0,00	0,00	58,89
Н.О.				0	44,52	560,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	605,30

9.3. Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения

В связи с предложениями о сохранении существующих температурных графиков в СЦТ, инвестиции в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию теплоэнергетических объектов не предусматриваются.

9.4. Предложения по величине необходимых инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения на каждом этапе

Суммарные капиталовложения при переходе на закрытую схему ГВС, оцениваются в 605,3 млн. руб. (сведения о капитальных вложениях представлены в п. 7.1 настоящего документа).

В настоящее время, в связи с сокращением финансирования указанной программы, Минэнерго и Минстрой Мурманской области прорабатывают вопрос корректировки срока ее реализации в части мероприятий по переводу оставшихся МКД на закрытую систему теплоснабжения (горячего водоснабжения) до 2030 года.

9.5. Оценка эффективности инвестиций по отдельным предложениям

Инвестиции в мероприятия по реконструкции источников тепловой энергии и тепловых сетей, расходы на реализацию которых покрываются за счет ежегодных амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления – отчисления части стоимости основных фондов для возмещения их износа.

Расчет амортизационных отчислений произведён по линейному способу амортизационных отчислений с учетом прироста в связи с реализацией мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению систем теплоснабжения в период 2023-2042 гг.

Мероприятия, финансирование которых обеспечивается за счет амортизационных отчислений, являются обязательными и направлены на повышение

надежности работы систем теплоснабжения и обновление основных фондов. Данные затраты необходимы для повышения надежности работы энергосистемы, теплоснабжения потребителей тепловой энергией, так как ухудшение состояния оборудования и теплотрасс, приводит к авариям, а невозможность своевременного и качественного ремонта приводит к их росту. Увеличение аварийных ситуаций приводит к увеличению потерь энергии в сетях при транспортировке, в том числе сверхнормативных, что в свою очередь негативно влияет на качество, безопасность и бесперебойность энергоснабжения населения и других потребителей. Также необходимо отметить тот факт, что дальнейшая эксплуатация некоторых тепловых магистралей, согласно экспертным заключениям комиссий, невозможна.

В результате обновления оборудования источников тепловой энергии и тепловых сетей ожидается снижение потерь тепловой энергии при передаче по тепловым сетям, снижение удельных расходов топлива на производство тепловой энергии, в результате чего обеспечивается эффективность инвестиций.

Инвестиции, обеспечивающие финансирование мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению, направленные на повышение эффективности работы систем теплоснабжения и качества теплоснабжения

Источником инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для реализации мероприятий, направленных на повышение эффективности работы систем теплоснабжения и качества теплоснабжения, является инвестиционная составляющая в тарифе на тепловую энергию.

При расчете инвестиционной составляющей в тарифе учитываются следующие показатели:

- расходы на реализацию мероприятий, направленных на повышение эффективности работы систем теплоснабжения и повышение качества оказываемых услуг;
- экономический эффект от реализации мероприятий.

Эффективность инвестиций обеспечивается достижением следующих результатов:

- обеспечение возможности подключения новых потребителей;
- обеспечение развития инфраструктуры поселения, в том числе социально-значимых объектов;

- повышение качества и надежности теплоснабжения;
- снижение аварийности систем теплоснабжения;
- снижение затрат на устранение аварий в системах теплоснабжения;
- снижение уровня потерь тепловой энергии, в том числе за счет снижения сверхнормативных утечек теплоносителя в период ликвидации аварий;
- снижение удельных расходов топлива при производстве тепловой энергии;
- снижение численности ППР (при объединении котельных, выводе котельных из эксплуатации и переоборудовании котельных в ЦТП).

Объемы и источники финансирования мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению на весь период схемы теплоснабжения более полно рассмотрен в Главе 12 Обосновывающих материалов.

9.6. Величина фактически осуществленных инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию объектов теплоснабжения за базовый период и базовый период актуализации

Сведения о величине фактически осуществленных инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию объектов теплоснабжения за базовый период и базовый период актуализации отсутствуют.

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

10.1. Решение о присвоении статуса единой теплоснабжающей организации (организациям)

Критерии определения единой теплоснабжающей организации утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 года №808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

Согласно п. 4 ПП РФ от 08.08.2012 г. № 808 в проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами системы теплоснабжения.

В случае если на территории городского округа существуют несколько систем теплоснабжения, уполномоченные органы вправе:

- определить единую теплоснабжающую организацию (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах городского округа;
- определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию.

Порядок определения ЕТО

Для присвоения организации статуса единой теплоснабжающей организации на территории поселения, городского округа лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, подают в уполномоченный орган в течение одного месяца с даты опубликования (размещения) в установленном порядке проекта схемы теплоснабжения заявку на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с указанием зоны ее деятельности. К заявке прилагается бухгалтерская отчетность, составленная на последнюю отчетную дату перед подачей заявки, с отметкой налогового органа о ее принятии.

Уполномоченные органы обязаны в течение трех рабочих дней с даты окончания срока для подачи заявок разместить сведения о принятых заявках на сайте поселения, городского округа, на сайте соответствующего субъекта Российской Федерации в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет».

В случае если органы местного самоуправления не имеют возможности размещать соответствующую информацию на своих официальных сайтах, необходимая информация может размещаться на официальном сайте субъекта Российской Федерации, в границах которого находится соответствующее муниципальное образование. Поселения, входящие в муниципальный район, могут размещать необходимую информацию на официальном сайте этого муниципального района.

В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подана одна заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, то статус единой теплоснабжающей организации присваивается указанному лицу. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, уполномоченный орган присваивает статус единой теплоснабжающей организации.

Критерии определения ЕТО

Критериями определения единой теплоснабжающей организации, согласно п. 7 ПП РФ № 808 от 08.08.2012 г., являются:

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
- размер собственного капитала;
- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Для определения указанных критериев уполномоченный орган при актуализации схемы теплоснабжения вправе запрашивать у теплоснабжающих и теплосетевых организаций соответствующие сведения.

В случае если заявка на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации подана организацией, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой

мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается данной организации.

Показатели рабочей мощности источников тепловой энергии и емкости тепловых сетей определяются на основании данных схемы (проекта схемы) теплоснабжения поселения, городского округа.

В случае если заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации поданы от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью, и от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается той организации из указанных, которая имеет наибольший размер собственного капитала. В случае если размеры собственных капиталов этих организаций различаются не более чем на пять процентов, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Размер собственного капитала определяется по данным бухгалтерской отчетности, составленной на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с отметкой налогового органа о ее принятии.

Способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими и температурными режимами системы теплоснабжения и обосновывается в схеме теплоснабжения.

В случае если организациями не подано ни одной заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью.

Обязанности ЕТО

Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности, в соответствии с п. 12 ПП РФ от 08.08.2012 № 808, обязана:

- заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной системе теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;
- заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения;
- заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

Организация может утратить статус единой теплоснабжающей организации в следующих случаях:

- систематическое (три и более раза в течение 12 месяцев) неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств, предусмотренных условиями договоров. Факт неисполнения или ненадлежащего исполнения обязательств должен быть подтвержден вступившими в законную силу решениями федерального антимонопольного органа, и (или) его территориальных органов, и (или) судов;
- принятие в установленном порядке решения о реорганизации (за исключением реорганизации в форме присоединения, когда к организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, присоединяются другие реорганизованные организации, а также реорганизации в форме преобразования) или ликвидации организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации;
- принятие арбитражным судом решения о признании организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, банкротом;
- прекращение права собственности или владения источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации по основаниям, предусмотренным законодательством Российской Федерации;

- несоответствие организации, имеющей статус единой теплоснабжающей организации, критериям, связанным с размером собственного капитала, а также способностью в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения;
- подача организацией заявления о прекращении осуществления функций единой теплоснабжающей организации.

Внесение изменений в зоны деятельности ЕТО

Границы зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, в соответствии с п.19 ПП РФ от 08.08.2012 № 808, могут быть изменены в следующих случаях:

- подключение к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключение от системы теплоснабжения;
- технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.

10.2. Реестр зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)

Реестр зон деятельности ЕТО на территории г. Мурманска представлен в таблице 143 .

Таблица 143 – Реестр зон деятельности ЕТО на территории г. Мурманска

Код зоны деятельности ЕТО	Источник тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО	Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, осуществляющие деятельность в зоне действия ЕТО в базовый период	Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, владеющие объектами на праве собственности или ином законном основании	
			Источник	Тепловые сети
001	Мурманская ТЭЦ; Южная котельная; Восточная котельная	АО «Мурманская ТЭЦ»; АО «МЭС»	АО «Мурманская ТЭЦ»	АО «МЭС»; АО «Мурманская ТЭЦ»
002	Угольная 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»

Код зоны деятельности ЕТО	Источник тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО	Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, осуществляющие деятельность в зоне действия ЕТО в базовый период	Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, владеющие объектами на праве собственности или ином законном основании	
			Источник	Тепловые сети
006	Котельная «Северная»; Котельная «Роста»; Котельная ТЦ «Росляково-1»; Котельная ТЦ «Росляково Южное»	АО «МЭС»	АО «МЭС»	АО «МЭС»
007	Котельная №22	ООО «Инновационная теплоэнергетика»	ООО «Инновационная теплоэнергетика»	ООО «Инновационная теплоэнергетика»
008	Котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее Дизельная котельная)	ООО «Тепло людям. Кандалакша»	ООО «Тепло людям. Кандалакша»	ООО «Тепло людям. Кандалакша»

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 12 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 №2253 от 27.06.2024 г. об утверждении актуализированной на 2025 год схемы теплоснабжения муниципального образования городской округ город-герой Мурманск на период с 2023 по 2042 годы, согласно которому для следующих теплоснабжающих организаций 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 №9 филиала Федерального Государственного Бюджетного Учреждения «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства Обороны Российской Федерации (по военно-морскому флоту).

Настоящей актуализацией схемы теплоснабжения, на территории г. Мурманска предлагается выделить 8 зон деятельности ЕТО, в том числе:

- зона деятельности ЕТО № 001, образованная на базе Мурманской ТЭЦ, Восточной котельной, и Южной котельной;
- зона деятельности ЕТО № 002, образованная на базе системы теплоснабжения от угольной котельной МУП «МУК»;
- зона деятельности ЕТО № 003, образованная на базе котельной «Абрам-Мыс»;
- зона деятельности ЕТО № 004, образованная на базе котельной «Фестивальная»;
- зона деятельности ЕТО № 005, образованная на базе котельной АО «ММТП»;
- зона деятельности ЕТО № 006, образованная на базе котельной «Северная», котельной «Роста», котельной ТЦ «Росляково-1» и котельной ТЦ «Росляково Южное»;
- зона деятельности ЕТО № 007, образованная на базе котельной №22 ООО «Инновационная теплоэнергетика»;
- зона деятельности ЕТО № 008, образованная на базе системы теплоснабжения от котельной № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее дизельная котельная МУП «МУК», переданная в эксплуатацию ООО «Тепло людям. Кандалакша» в рамках концессионного соглашения).

В настоящее время, между Администрацией города и Обществом с ограниченной ответственностью «Тепло людям. Кандалакша» реализуются мероприятия по модернизации системы теплоснабжения района Дровяное г.Мурманска со строительством источника на биотопливе (в рамках заключенного концессионного соглашения) и передачей тепловых сетей в эксплуатацию ООО «Тепло людям. Кандалакша» (с прекращением эксплуатации угольной котельной МУП «МУК»). По завершению данных мероприятий, ЕТО для зоны деятельности № 002 будет пересмотрена (предусматривается наделением статусом ЕТО ООО «Тепло людям. Кандалакша»).

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».

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 144.

Таблица 144 – 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

Распределение ёмкости тепловых сетей в границах зоны деятельности ЕТО № 001 в зависимости от их принадлежности представлено в таблице 145.

Таблица 145 – 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 ³
АО «Мурманская ТЭЦ»	20 308,3
АО «МЭС»	18 731,04

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.

В таблице 146 представлены сводные значения показателей «рабочая тепловая мощность источника тепловой энергии» и «ёмкость тепловых сетей» в границах зоны деятельности ЕТО № 001.

Таблица 146 – 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 ³
АО «Мурманская ТЭЦ»	1137,0	20 308,3
АО «МЭС»	-	18731,04

По результатам анализа таблицы 146 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

Зона деятельности ЕТО № 002 образована на базе системы теплоснабжения от угольной котельной района Дровяное (ул. Юрия Смирнова). Источник тепловой энергии находится на балансе МУП «МУК». Тепловые сети – муниципальные.

Учитывая выше изложенное, считается целесообразным в зоне деятельности ЕТО № 002 присвоить статус ЕТО МУП «МУК» как единственной теплоснабжающей организации, владеющей источником тепловой энергии в рассматриваемой зоне.

По завершению мероприятий со строительством и вводом в эксплуатацию источника на биотопливе (в рамках заключенного концессионного соглашения) и передачей тепловых сетей в эксплуатацию ООО «Тепло людям. Кандалакша», единая теплоснабжающая организация (ЕТО) для зоны деятельности № 002 будет пересмотрена (предусматривается наделением статусом ЕТО ООО «Тепло людям. Кандалакша»).

Зона деятельности ЕТО № 003

Зона деятельности ЕТО № 003 включает в себя систему теплоснабжения, образованную на базе котельной «Абрам-Мыс. АО «МЭС» владеет на праве аренды источником тепловой энергии и частью тепловых сетей.

Согласно представленной информации статус ЕТО в зоне деятельности ЕТО № 003 предлагается присвоить АО «МЭС», как организации владеющей на праве

аренды единственным источником тепловой энергии и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в рассматриваемой зоне.

Зона деятельности ЕТО № 004

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

Ввиду того, что эксплуатация тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО № 004 осуществляется у АО «МЭС», статус ЕТО в указанной зоне рекомендуется присвоить АО «МЭС», как организации владеющей тепловыми сетями с наибольшей емкостью в рассматриваемой зоне.

Зона деятельности ЕТО № 005

Зона деятельности ЕТО № 005 образована на базе системы теплоснабжения от котельной АО «ММТП». АО «ММТП» владеет на праве аренды источником тепловой энергии, а также тепловыми сетями. Часть тепловых сетей принадлежит АО «ММТП» на праве собственности.

Учитывая выше изложенное, считается целесообразным в зоне деятельности ЕТО № 005 присвоить статус ЕТО АО «ММТП» как единственной организации, владеющей источником тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне.

Зона деятельности ЕТО № 006

Зона деятельности ЕТО № 006 включает в себя систему теплоснабжения, образованную на базе котельной «Северная» и котельной «Роста». Также зона деятельности ЕТО включает в себя две системы теплоснабжения, сформированные на базе котельных ТЦ «Росляково-1» и ТЦ «Росляково Южное».

АО «МЭС» владеет на основании права собственности источниками тепловой энергии и тепловыми сетями.

Согласно представленной информации, статус ЕТО в зоне деятельности ЕТО № 006 предлагается присвоить АО «МЭС», как организации владеющей на основании права собственности 4 источниками тепловой энергии и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в рассматриваемой зоне.

Зона деятельности ЕТО № 007

Зона деятельности ЕТО № 007 образована на базе системы теплоснабжения от котельной №22. ООО «ИТЭ» самостоятельно осуществляет теплоснабжение потребителей от источника и по тепловым сетям, переданных в эксплуатацию в соответствии с концессионным соглашением.

Учитывая выше изложенное, наиболее целесообразно в зоне деятельности ЕТО № 007 присвоить статус ЕТО ООО «Инновационная теплоэнергетика» как единственной организации, эксплуатирующей источник тепловой энергии и тепловые сети в рассматриваемой зоне.

Зона деятельности ЕТО № 008

Зона деятельности ЕТО № 008 образована на базе системы теплоснабжения от котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее дизельная котельная МУП «МУК»). ООО «Тепло людям. Кандалакша», в рамках концессионного соглашения, осуществляет эксплуатацию источника и тепловых сетей от нее.

Учитывая выше изложенное, считается целесообразным в зоне деятельности ЕТО № 008 присвоить статус ЕТО ООО «Тепло людям. Кандалакша» как единственной организации, владеющей источником тепловой энергии в рассматриваемой зоне.

Предложения по присвоению статуса ЕТО

Обоснование соответствия организаций, предлагаемых в качестве ЕТО, критериям определения ЕТО, устанавливаемым ПП РФ от 08.08.2012 г. № 808, представлено в таблице 147.

Таблица 147 – 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;	АО «Мурманская ТЭЦ»; АО «МЭС»	АО «Мурманская ТЭЦ»	Владение на основании права собственности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности ЕТО
002	Угольная котельная МУП «МУК»	МУП «МУК»	МУП «МУК»*	Единственная теплоснабжающая организация, осуществляющая деятельность в рассматриваемой зоне. Владение источником тепловой энергии.
003	Котельная «Абрам-Мыс»	АО «МЭС»	АО «МЭС»	Владение на основании права собственности единственным источником тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне
004	Котельная «Фестивальная»	АО «МЭС»	АО «МЭС»	Владение на основании права собственности единственным источником тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне
005	Котельная АО «ММТП»	АО «ММТП»	АО «ММТП»	Владение на праве аренды единственным источником тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне
006	Котельная «Северная»; Котельная «Роста»; Котельная ТЦ «Росляково-1»; Котельная ТЦ «Росляково Южное»	АО «МЭС»	АО «МЭС»	Владение на основании права собственности источниками тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне
007	Котельная №22	ООО «Инновационная теплоэнергетика»	ООО «Инновационная теплоэнергетика»	Владение на праве аренды источником тепловой энергии и тепловыми сетями в рассматриваемой зоне
008	Котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее дизельная котельная)	ООО «Тепло людям. Кандалакша»	ООО «Тепло людям. Кандалакша»	Единственная теплоснабжающая организация, осуществляющая деятельность в рассматриваемой зоне. Владение источником тепловой энергии в соответствии с Концессионным соглашением.

*По завершению мероприятий со строительством и вводом в эксплуатацию источника на биотопливе (в рамках заключенного концессионного соглашения) и передачей тепловых сетей в эксплуатацию ООО «Тепло людям. Кандалакша», единая теплоснабжающая организация (ЕТО) для зоны деятельности № 002 будет пересмотрена (предусматривается наделением статуса ЕТО ООО «Тепло людям. Кандалакша»).

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

На момент разработки проекта схемы теплоснабжения г. Мурманска заявки от теплоснабжающих организаций на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации не поступало.

10.5. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах города Мурманска

Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения на момент проведения актуализации схемы теплоснабжения, расположенных в границах города Мурманска, представлен в таблице 148.

Таблица 148 – 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 «Северная»	Ленинский административный округ г. Мурманска и промышленная зона	АО «МЭС»
Котельная «Роста»	Район Роста Ленинского административного округа г. Мурманска	
Котельная «Абрам-Мыс»	Район Абрам-Мыс Первомайского административного округа г. Мурманска	
Котельная ТЦ «Росляково-1»	Район Росляково Ленинского административного округа г. Мурманска	
Котельная ТЦ «Росляково Южное»	Район Росляково Ленинского административного округа г. Мурманска	
Котельная «Фестивальная»	Ул. Фестивальная, ул. Подгорная, ул. Пригородная	МУП «МУК»
Угольная котельная МУП «МУК»	Район Дровяное Первомайского административного округа г. Мурманска, ул.Юрия Смирнова	
Котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее дизельная котельная)	Район Дровяное Первомайского административного округа г. Мурманска, ул.Прибрежная	ООО «Тепло людям. Кандалакша»
Котельная АО «ММТП»	Промпредприятия в зоне торгового порта, Мурманский морской вокзал	АО «ММТП»
Котельная №22	В/г №6, ж/д №1 и №6 район Росляково Ленинского административного округа г. Мурманска	ООО «ИТЭ»

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 может быть рассмотрено (при целесообразности его реализации) переключение части потребителей тепловой энергии Мурманской ТЭЦ на теплоснабжение от Восточной котельной: переключение нагрузки требует реконструкции тепловых пунктов потребителей для отладки гидравлического режима. Присоединение переключаемой зоны, а также перспективных потребителей, может быть выполнено за счет проведения мероприятий по реконструкции сетевой установки на источнике (увеличение пропускной способности трубопроводов в пределах котельной, замена сетевых подогревателей), увеличения пропускной способности трубопровода Ду 700 от ВК до П8 (проведение реконструкции с увеличением диаметра), а также решения вопроса по переоборудованию ИТП потребителей, которые будут переподключаться на Восточную котельную.

Влияние данных переключений на развитие СЦТ г. Мурманска рассмотрено в Главе 7 «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии» и Главе 8 «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей» Обосновывающих материалов к настоящей схеме теплоснабжения соответственно.

РАЗДЕЛ 12. РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ

В настоящее время (по состоянию на 17.03.2026 г.), на учет в качестве бесхозяйной недвижимой вещи (бесхозяйные тепловые сети) в Управлении Росреестра по Мурманской области поставлены участки тепловой сети, представленные в таблице ниже.

Таблица 149 – Сведения о тепловых сетях, поставленных на учет в качестве бесхозяйных

№ п/п	Описание участка сети теплоснабжения	Протяженность	Кадастровый номер земельного участка	Дата выявления /документа
1	Участок сети теплоснабжения в двухтрубном исполнении, проходящий от наружной стены многоквартирного дома № 6 по улице Героев Рыбачьего и далее транзитом по подвальному помещению дома № 6 по улице Героев Рыбачьего до точки врезки отводов на тепловой пункт указанного дома, протяженностью ~ 25 м.п., диаметром ~ 114 мм	25 м.п.	51:20:0001309:3111	13.09.2024
2	Наружный участок сети теплоснабжения, расположенный в районе многоквартирных домов №№ 22, 24, 26, 28 по проспекту Героев-Североморцев на земельном участке 51:20:0003202:4707	540 м.п.	51:20:0003202:4754	12.09.2024
3	Участок сети теплоснабжения в двухтрубном исполнении, проходящий транзитом в подвальных помещениях домов №№ 17, 17а, 21, 23, 23а по улице Академика Книповича: диаметр 219 мм = 160 п.м., диаметр 133 мм = 50 п.м.	210 м.п. (160+50)	51:20:0002101:1329	09.07.2024
4	Участок сети теплоснабжения, проходящий от точки врезки в транзитные тепловые сети, проходящие по техническому подполью многоквартирного дома № 198 по проспекту Кольскому до наружной стены здания № 2 по улице Героев Рыбачьего, включая внутридомовые тепловые сети здания № 2 по улице Героев Рыбачьего	60 м.п.	51:20:0001309:3107	09.07.2024
5	Участок сети теплоснабжения, в двухтрубном исполнении, проходящий транзитом по подвальному помещению многоквартирного дома № 9 корпус 4 по улице Капитана Пономарева, далее до наружной стены многоквартирного дома № 9 корпус 3 по улице Капитана Пономарева: диаметр 89 мм — 25 п.м., диаметр 108 мм — 30 м.п.	55 м.п. (25+30)	51:20:0001011:3462	09.07.2024
6	Наружный участок сети теплоснабжения, проходящий от тепловой камеры до многоквартирного дома № 3 по улице Полярной Дивизии	21 м.п.	51:20:0002126:1865	12.08.2024
7	Участок сети теплоснабжения в двухтрубном исполнении, проходящий транзитом по подвальному помещению дома № 3 по улице Олега Кошевого, далее до наружной стены дома № 5 по улице Олега Кошевого	118 м.п.	51:20:0001008:5309	09.07.2024

№ п/п	Описание участка сети теплоснабжения	Протяженность	Кадастровый номер земельного участка	Дата выявления /документа
8	Участок системы теплоснабжения, проходящий транзитом по подвалу дома № 9 по переулку Арктическому и до наружной стены дома № 4 по улице Ушакова	47 м.п.	51:20:0003003:1563	25.12.2023
9	Участок сети теплоснабжения в двухтрубном исполнении, проходящий от тепловой камеры ТК-32/3, расположенной в районе дома № 114 корпус 1 по проспекту Кольскому, до тепловой камеры ТК-32/5, расположенной в районе дома № 126 по проспекту Кольскому	50 м.п.	51:20:0001008:5310	10.07.2024

В случае выявления бесхозных участков тепловых сетей, проводится работа по постановке их на учет в качестве бесхозных. После постановки, в соответствии с Федеральным законом №190-ФЗ, определяются теплоснабжающие организации для закрепления за ними данных участков. Решение по выбору организации, уполномоченной на эксплуатацию бесхозных тепловых сетей в случае их выявления, регламентировано статьей 15, пункт 6 Федерального закона «О теплоснабжении» от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ.

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

РАЗДЕЛ 13. СИНХРОНИЗАЦИЯ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ СО СХЕМОЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И ГАЗИФИКАЦИИ МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ, СХЕМОЙ И ПРОГРАММОЙ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ, А ТАКЖЕ СО СХЕМОЙ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ ГОРОДА МУРМАНСКА

13.1. Описание решений (на основе утвержденной региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций) о развитии соответствующей системы газоснабжения в части обеспечения топливом источников тепловой энергии

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

1. Приказ Министерства энергетики РФ от 28.11.2025 г. №1553 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2026-2031 годы»;
2. Распоряжение Губернатора Мурманской области от 29.04.2022 № 117-РГ «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Мурманской области на 2023-2028 гг.»;
4. Соглашение о сотрудничестве между Правительством Мурманской области и ОАО «Газпром» от 10.11.2005 г. в редакции Дополнительного соглашения от 12.07.2010 г. №1 (о бессрочности).

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

9 октября 2025 года на ПМГФ-2025 подписано соглашение между Правительством Мурманской области и ПАО «Газпром» о разработке программы развития газоснабжения и газификации региона на 2026–2030 годы. Детали программы, включая полный перечень мероприятий и финансирование, будут закреплены в отдельном документе, который на текущий момент (апрель 2026 года) не опубликован в открытом доступе. По этой причине, в рамках настоящей актуализации

Схемы теплоснабжения предполагается, что проекты по газификации Мурманской области или отдельно г. Мурманска в краткосрочной перспективе не будут осуществлены.

13.2. Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии

Проблемы организации газоснабжения источников тепловой энергии на территории г. Мурманска отсутствуют.

13.3. Предложения по корректировке (разработке) утвержденной региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций для обеспечения согласованности такой программы с указанными в схеме теплоснабжения решениями о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения

На период действия схемы теплоснабжения предложения по корректировке (разработке) утвержденной региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций отсутствуют.

13.4. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы и программы развития Единой энергетической системы России) о строительстве, реконструкции, техническом перевооружении и (или) модернизации, выводе из эксплуатации источников тепловой энергии и генерирующих объектов, включая входящее в их состав оборудование, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в части перспективных балансов тепловой мощности в схемах теплоснабжения

Планов (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы и программы развития Единой энергетической системы России) по строительству, реконструкции, техническому перевооружению, выводу из эксплуатации источников тепловой энергии и генерирующих объектов на территории г. Мурманска не предусмотрено.

13.5. Предложения по строительству генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, указанных в схеме теплоснабжения, для их учета при разработке схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации, схемы и программы развития Единой энергетической системы России, содержащие в том числе описание участия указанных объектов в перспективных балансах тепловой мощности и энергии

Мероприятий по строительству генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, данной Схемой не предполагается.

13.6. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы водоснабжения Мурманска) о развитии соответствующей системы водоснабжения в части, относящейся к системам теплоснабжения

Существующая система водоснабжения/водоотведения полностью соответствует предъявляемым ей требованиям, не исчерпала свой эксплуатационный срок и осуществляет бесперебойную поставку воды к котельным г. Мурманска, согласно вышеуказанным аспектам, планирование новых решений водоснабжения/водоотведения существующих котельных не требуется.

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

Согласно пункту 13.6. предложения по корректировке утвержденной (разработке) схемы водоснабжения отсутствуют.

РАЗДЕЛ 14. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА МУРМАНСКА

Индикаторы развития систем теплоснабжения муниципального образования город Мурманск приведены в таблицах 150 – 162.

Таблица 150 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ

Наименование показателя	Ед. изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0	0	0	0	
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	180,7	181,3	181,3	181,3	181,3	184,1	188,6	193,2
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	2,508	1,665	1,672	1,672	1,672	1,672	1,672	1,672
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,323	0,341	0,333	0,333	0,333	0,301	0,260	0,230
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	80,2	79,1	78,4	78,1	78,1	78,1	78,1	78,1
Доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общей величине выработанной тепловой энергии в границах поселения, городского округа, города федерального значения)	%	0	0	0	0	0	0	0	
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии	г ут/кВтч	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	
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	30,75	30,05	29,3	28,5	27,65	26,75	25,8	17,3
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	3,04%	3,04%	3,04%	3,04%	3,04%	3,04%	3,04%	3,04%
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	34,6%	18,6%	19,6%	0

Таблица 151 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от Южной котельной

Наименование показателя	Ед. изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	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	169,7	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	2,18	2,15	2,15	2,15	2,14	2,17	2,21	2,21
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,235	0,258	0,254	0,254	0,254	0,258	0,238	0,240
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	96,60	94,50	92,63	92,63	91,77	90,75	89,89	89,89
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	33,47	32,77	32,02	31,22	30,37	29,47	28,52	19,02
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	3,20%	3,20%	3,20%	3,20%	3,18%	3,18%	3,18%	3,18%
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

Таблица 152 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от Восточной котельной

Наименование показателя	Ед. изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	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	171,1	171,6	170,9	170,9	170,9	170,9	170,9	170,9
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	1,93	1,64	1,64	1,64	1,64	1,63	1,63	1,63
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,164	0,177	0,175	0,175	0,175	0,207	0,207	0,207
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	97,94	97,77	96,86	96,86	83,88	84,11	84,11	84,11
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	32,94	32,04	31,09	30,09	29,04	27,94	27,32	21,1
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	1,86%	1,86%	1,85%	1,85%	1,85%	1,85%	1,85%	1,85%
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

Таблица 153 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной «Северная»

Наименование показателя	Ед. изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	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	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	2,305	2,349	2,348	2,348	2,348	2,348	2,348	2,348
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,218	0,225	0,196	0,237	0,277	0,259	0,222	0,243
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	160,5	157,5	156,3	154,7	154,7	154,7	154,7	154,7
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	40,6	39,3	38	36,6	35,2	33,7	32,1	37,2
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	4,58%	4,58%	4,58%	4,58%	4,58%	4,58%	4,58%	4,58%
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	7,6%	7,6%	12,8%	33,8%	0	0	0

Таблица 154 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной «Роста»

Наименование показателя	Ед. изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	-	-	-	-	-	-
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	-	-	-	-	-	-
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	178,3	178,3	178,3	178,3	178,3	178,3	178,3	178,3
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	3,02	3,02	3,02	3,02	3,02	3,02	3,02	3,02
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,204	0,193	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	190,89	190,89	190,89	190,89	190,89	190,89	190,89	190,89
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	27,15	26,55	25,95	25,35	24,75	24,15	23,55	17,6
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	4,95%	4,95%	4,95%	4,95%	4,95%	4,95%	4,95%	4,95%
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 155 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной «Абрам-Мыс»

Наименование показателя	Ед. изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	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	217,9	217,9	217,9	217,9	217,9	217,9	217,9	217,9
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,281	0,261	0,284	0,284	0,284	0,284	0,284	0,284
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	197,20	197,20	197,20	197,20	197,20	197,20	197,20	197,20
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	27,0	26,0	25,0	24,0	23,0	22,0	21,0	15,0
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	4,49%	4,49%	4,49%	4,49%	4,49%	4,49%	4,49%	4,49%
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

Таблица 156 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково-1»

Наименование показателя	Ед. изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	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	179,5	179,5	179,5	179,5	179,5	179,5	179,5	179,5
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	2,42	2,91	2,24	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,190	0,194	0,167	0,169	0,186	0,186	0,186	0,186
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	179,78	179,78	216,20	216,20	216,20	216,20	216,20	216,20
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	38,91	34,64	30,27	25,82	21,27	16,64	16,00	16,5
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	12,35%	12,35%	9,36%	9,36%	9,36%	9,36%	0,00%	0,00%
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 157 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково Южное»

Наименование показателя	Ед. изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	Переключение на котельную ТЦ «Росляково-1»						
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	0	0	0	0							
Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	кг ут/Гкал	414,8	320,0	320,0	320,0							
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	2,51	2,51	2,51	2,51							
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,139	0,139	0,144	0,265							
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	217,06	217,06	217,06	217,06							
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100							
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	27,97	26,32	24,67	23,02							
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	8,98%	8,98%	8,98%	8,98%							
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	0	0	100%							

Таблица 158 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной «Фестивальная»

Наименование показателя	Ед. изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	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	164,1	164,1	164,1	164,1	164,1	164,1	164,1	164,1
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	2,66	2,66	2,66	2,66	2,66	2,66	2,66	2,66
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,146	0,146	0,143	0,143	0,143	0,143	0,143	0,143
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	143,50	143,50	143,50	143,50	143,50	143,50	143,50	143,50
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
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
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

Таблица 159 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от угольной котельной МУП «МУК» (после 2026 года ООО ТЛК»)

Наименование показателя	Ед. изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	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	458,9	181,9	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м ²	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,150	0,334	0,285	0,285	0,285	0,285	0,285	0,285
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м ² *ч/Гкал	214,35	214,35	214,35	214,35	214,35	214,35	214,35	214,35
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	0	0	0
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	15,0	16,0	17,0	18,0	19,0	20,0	21,0	29,0
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0	0	0	0	0	0	0	0
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	100	0	0	0	0	0	0

Таблица 160 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от Котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее дизельная котельная МУП «МУК»)

Наименование показателя	Ед.изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	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	154,7	184,3	184,4	186,3	186,3	186,3	186,3	186,3
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	4,189	0,971	0,726	0,726	0,726	0,726	0,726	0,726
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,134	0,130	0,130	0,097	0,097	0,097	0,097	0,097
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	219,84	219,84	219,84	219,84	219,84	219,84	219,84	219,84
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	0	0	0	0	0	0	0	0
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	21	22	23	24	25	26	27	35
Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	%	0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 161 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной АО «ММТП»

Наименование показателя	Ед. изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	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	181,6	181,6	181,6	181,6	181,6	181,6	181,6	181,6
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	1,257	1,216	1,216	1,216	1,216	1,216	1,216	1,216
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,146	0,147	0,147	0,147	0,147	0,147	0,147	0,147
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	510,23	510,23	510,23	510,23	510,23	510,23	510,23	510,23
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	21	21	21	21	21	21	21	21
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	34,0	35,0	36,0	37,0	38,0	39,0	40,0	51
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	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

Таблица 162 – Индикаторы развития системы теплоснабжения от котельной №22

Наименование показателя	Ед. изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	шт.	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	213,6	242,3	242,6	242,6	242,7	242,7	242,7	242,7
Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м2	4,605	3,919	3,840	3,840	4,136	4,136	4,136	4,136
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091
Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м2*ч/Гкал	50,51	50,51	50,51	50,51	50,51	50,51	50,51	50,51
Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителями по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)	лет	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей	%	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0	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	50	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 2025 года составит:

по котельным АО «Мурманская ТЭЦ»:

- при реализации мероприятий по сценарию 1: 65%;
- при реализации мероприятий по сценарию 2: 37%;
- без реализации мероприятий: 124%;

по котельным АО «МЭС»:

- при реализации мероприятий по сценарию 1: 94%;
- при реализации мероприятий по сценарию 2: 69%;
- без реализации мероприятий: 124%;

по котельным АО «МЭС» (Росляково):

- при реализации мероприятий по сценарию 1: 134%;
- при реализации мероприятий по сценарию 2: 104%;
- без реализации мероприятий: 124%;

по угольной котельной МУП «МУК» (с 2025 года ООО «Тепло Людям. Кандалакша») (сценарий 1 и 2):

- при реализации мероприятий: 196%;

- без реализации мероприятий: 124%;

по котельной № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее дизельная котельная (сценарий 1 и 2):

- при реализации мероприятий: 168%;
- без реализации мероприятий: 124%;

по котельной АО «ММТП»:

- при реализации мероприятий по сценарию 1: 104%
- при реализации мероприятий по сценарию 2: 65%
- без реализации мероприятий: 124%;

по котельной ООО «Инновационная теплоэнергетика»:

- при реализации мероприятий по сценарию 1: 78%
- при реализации мероприятий по сценарию 2: -6%
- без реализации мероприятий: 124%.

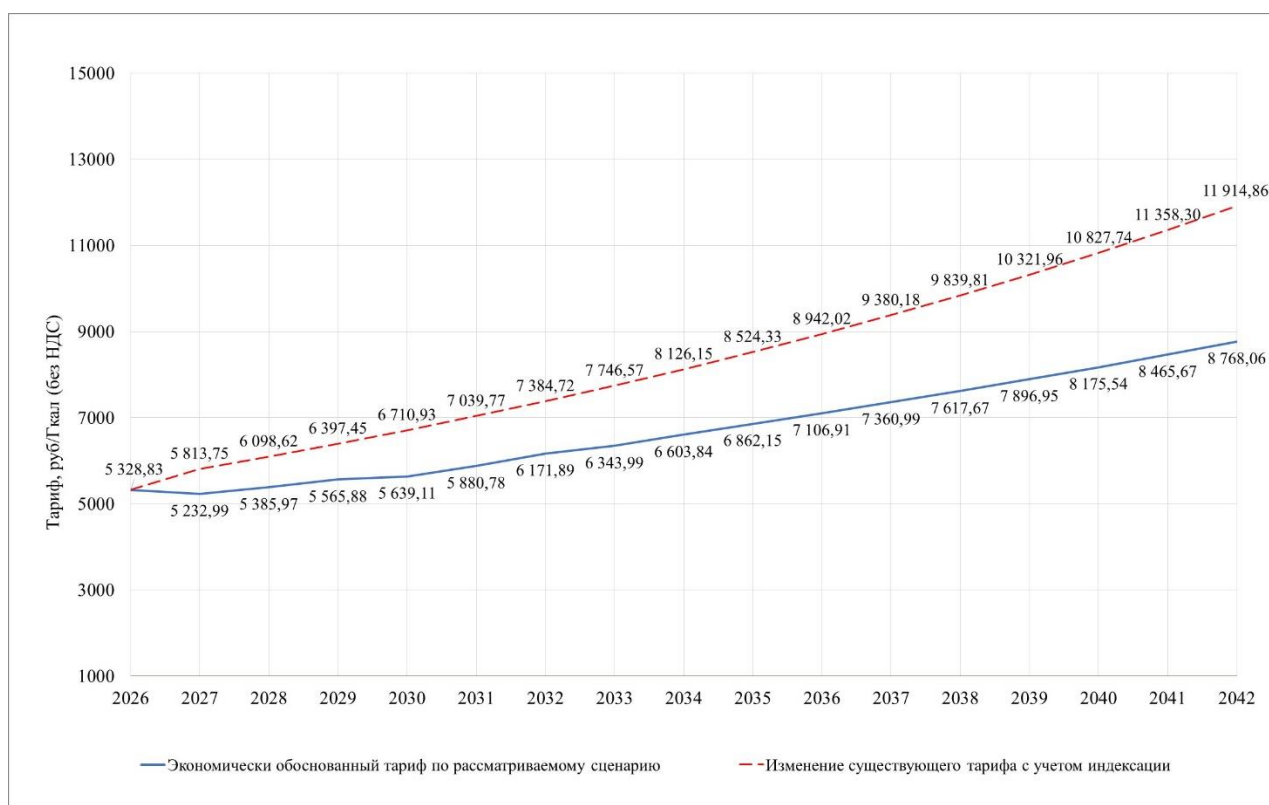


Рисунок 16. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «Мурманская ТЭЦ» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 1 и индексируемого тарифа для населения

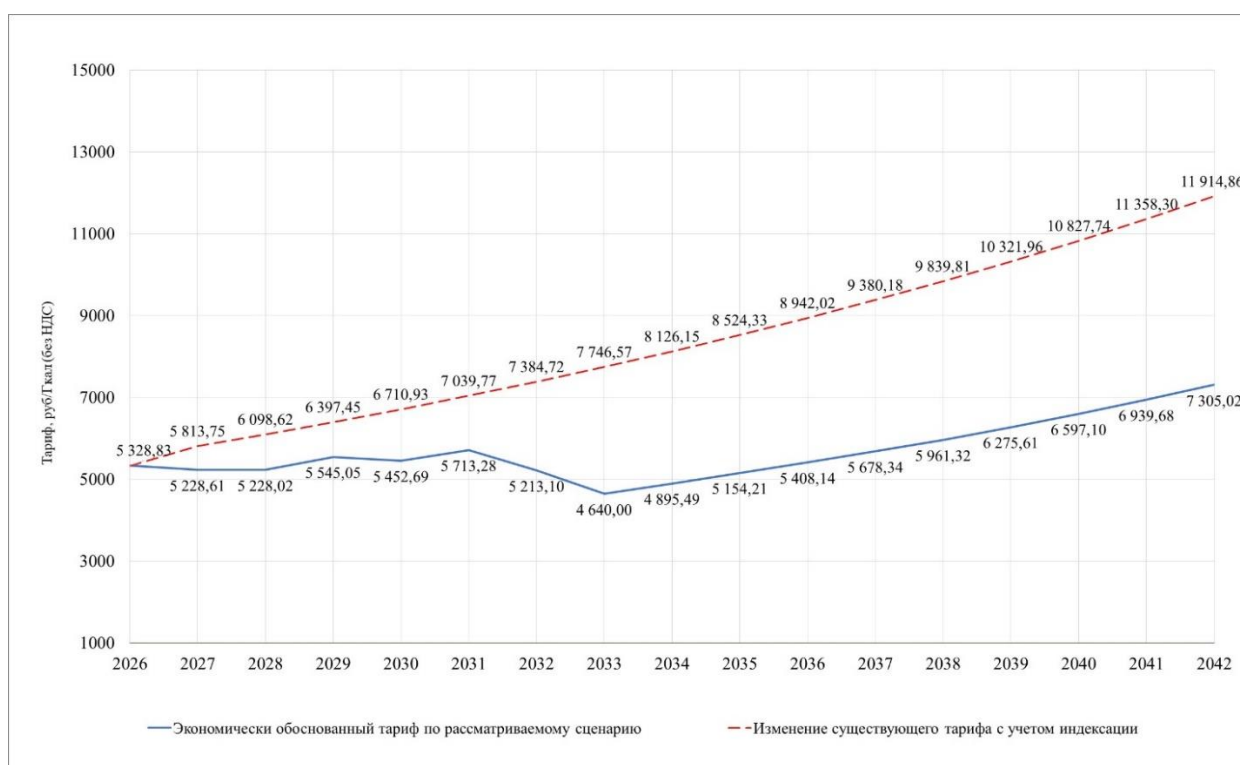


Рисунок 17. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «Мурманская ТЭЦ» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 2 и индексируемого тарифа для населения

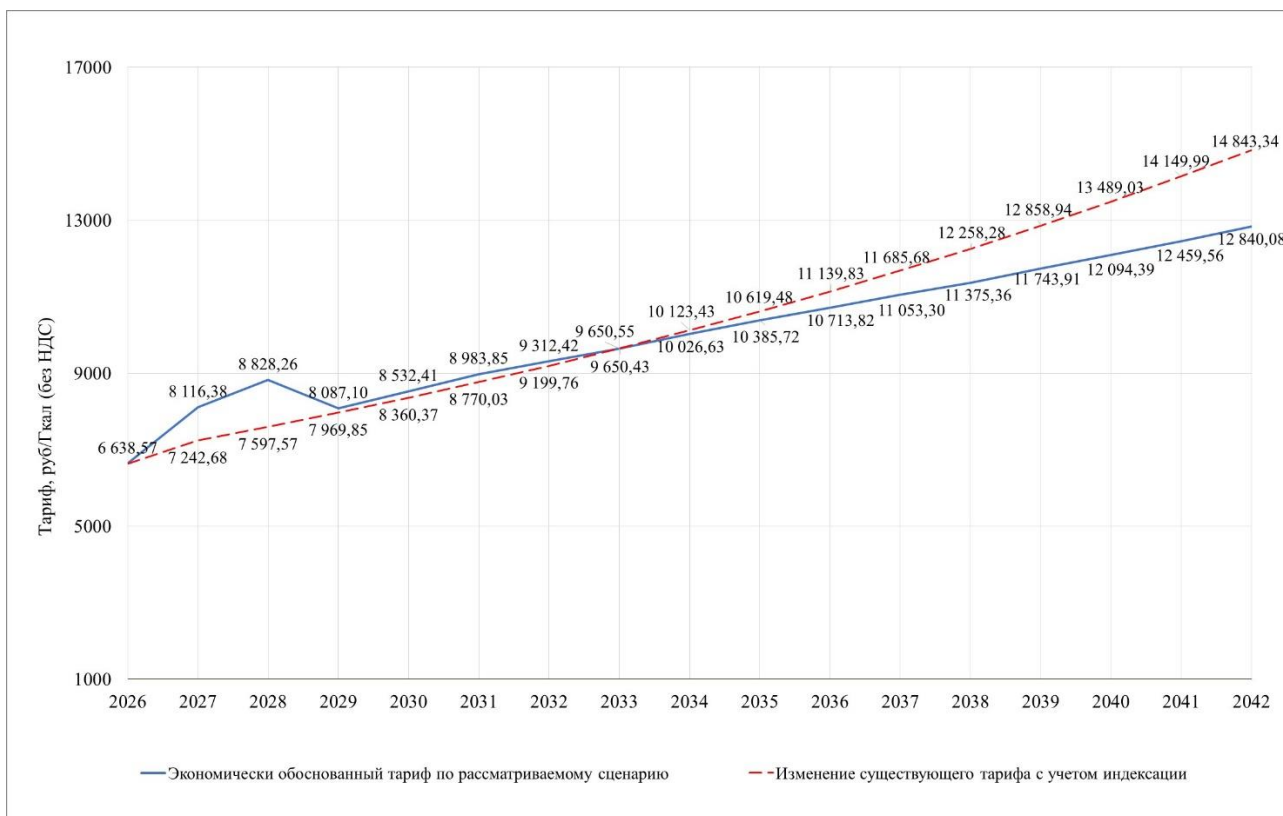


Рисунок 18. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «МЭС» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 1 и без них

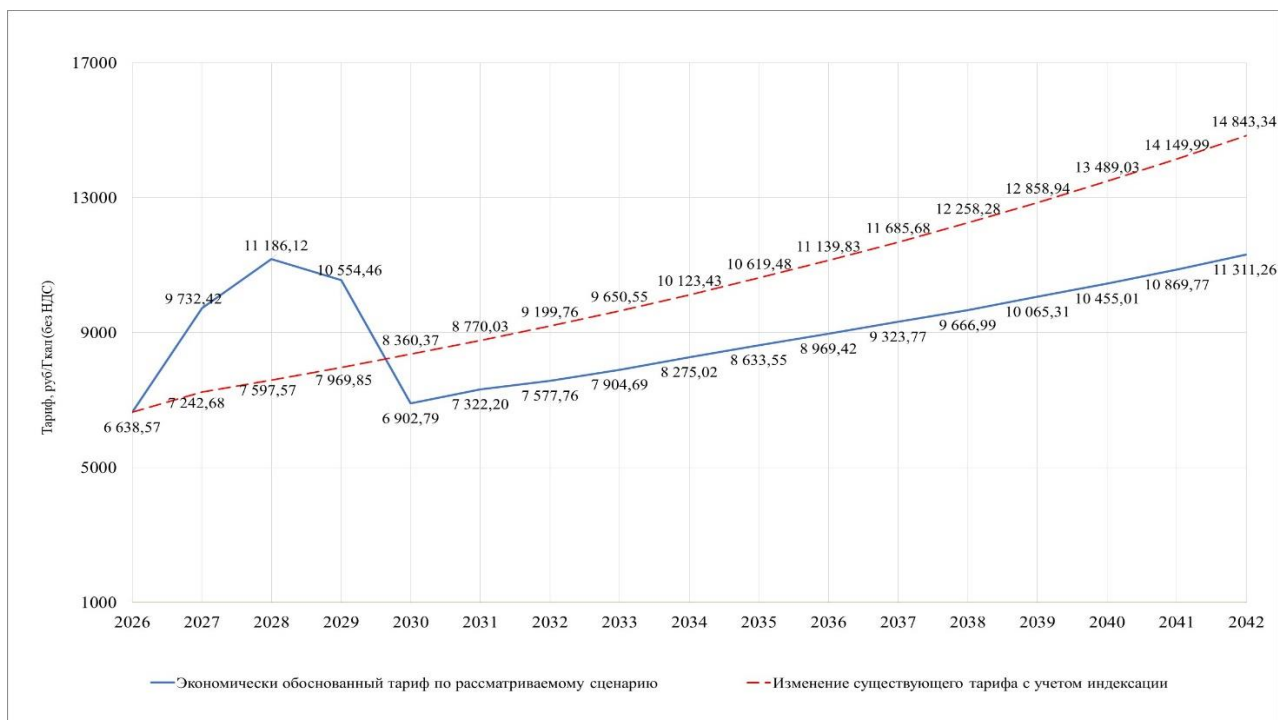


Рисунок 19. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «МЭС» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 2 и без них (с учетом индексации тарифа)

Как видно из рисунка, в 2027-2029 гг. из-за включения финансирования мероприятий в нормативную прибыль, наблюдается значительный рост тарифа, после чего тариф снижается умеренными темпами. В целях недопущения роста тарифа выше установленных индексов роста, необходимо предусмотреть иные источники финансирования мероприятий или их равномерное распределение на более продолжительный срок.

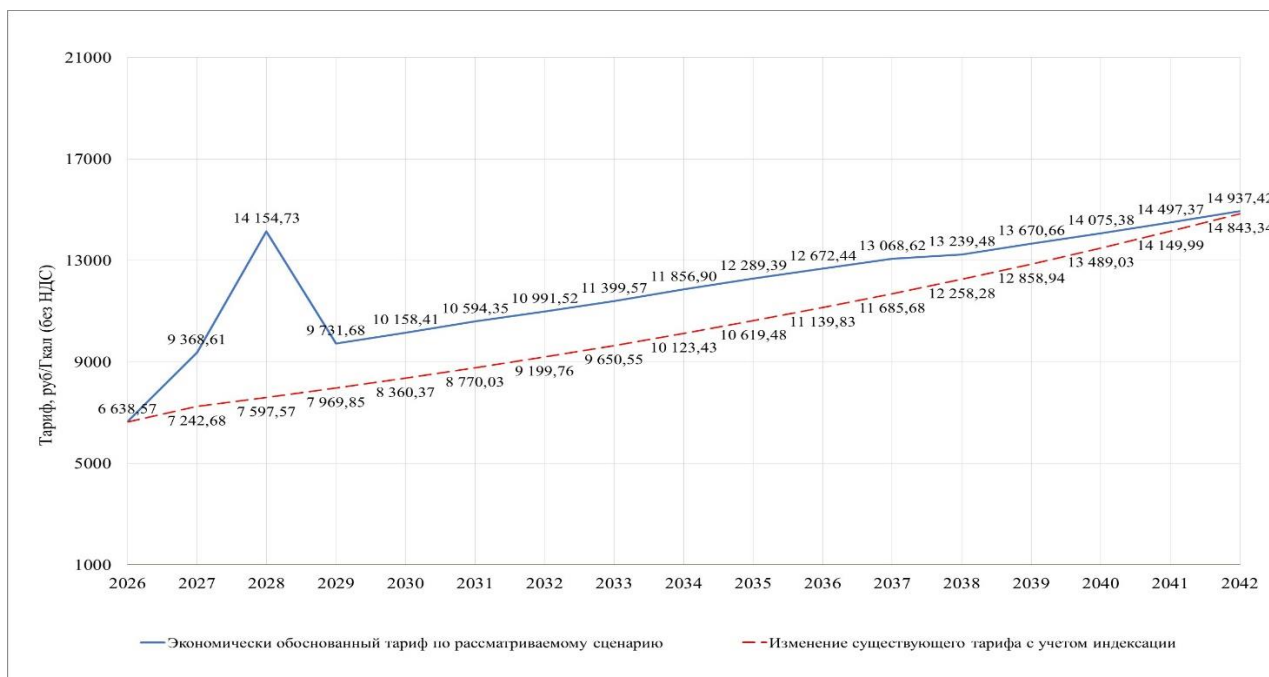


Рисунок 20. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «МЭС» (Росляково) при реализации запланированных мероприятий по сценарию 1 и без них (с учетом индексации тарифа)

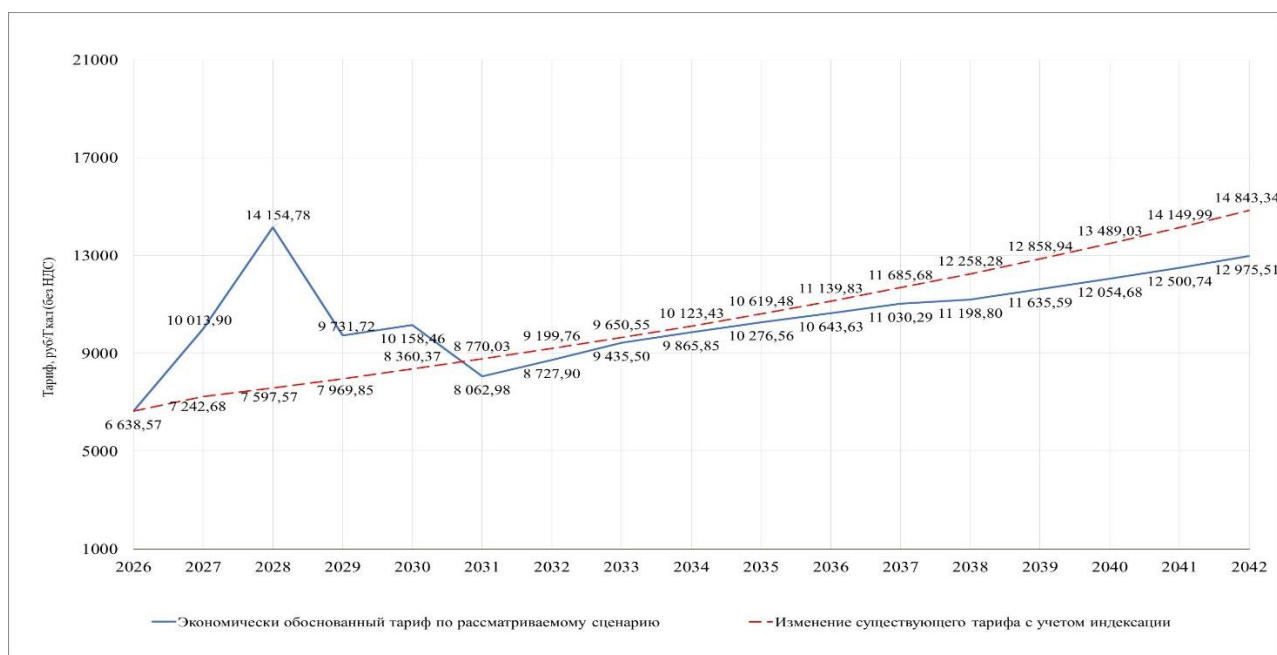


Рисунок 21. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «МЭС» (Росляково) при реализации запланированных мероприятий по сценарию 2 и без них (с учетом индексации тарифа)

Как видно из рисунков выше, в 2027-2029 гг. из-за включения финансирования мероприятий в нормативную прибыль наблюдается значительный рост тарифа. В целях недопущения роста тарифа выше установленных индексов, необходимо предусмотреть иные источники финансирования мероприятий или их равномерное распределение на более продолжительный срок.

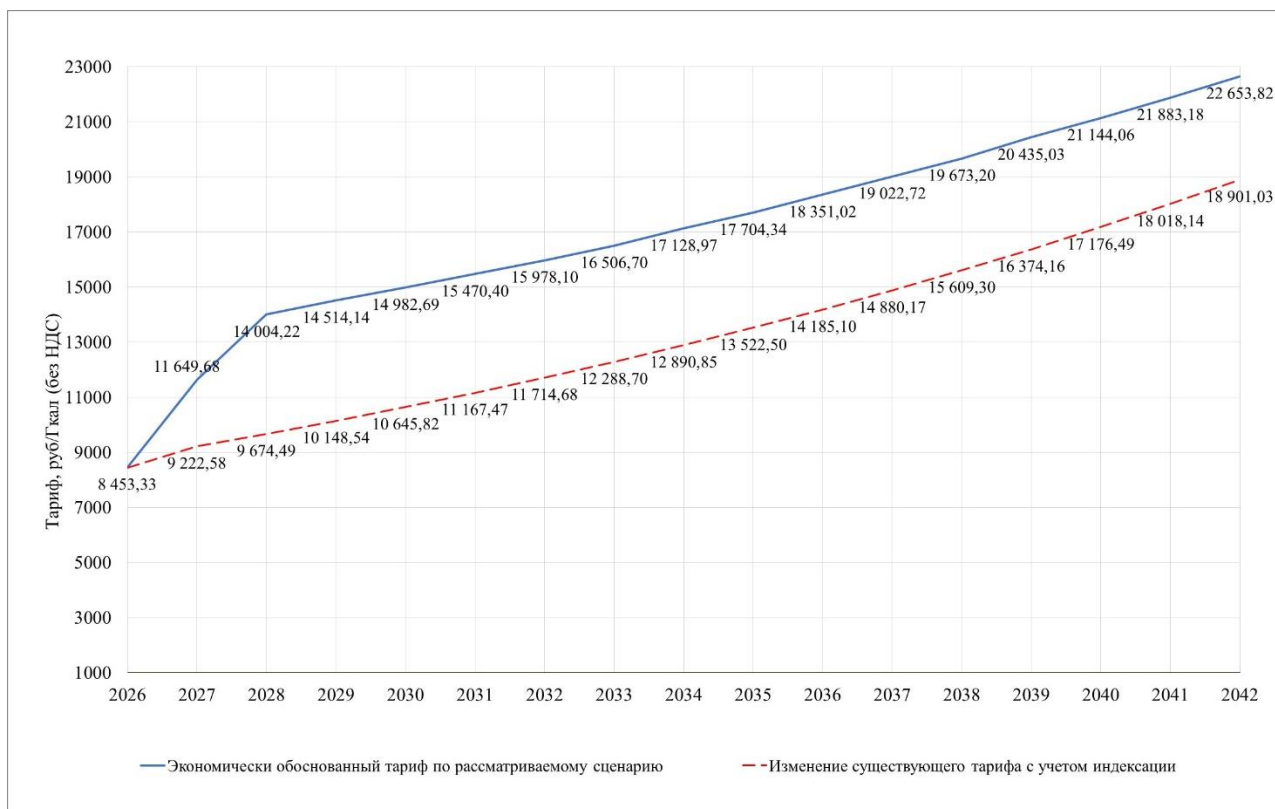


Рисунок 22. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей от котельной № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее дизельная котельная) при реализации запланированных мероприятий по сценариям 1 и 2 и индексируемого тарифа для населения (с НДС)

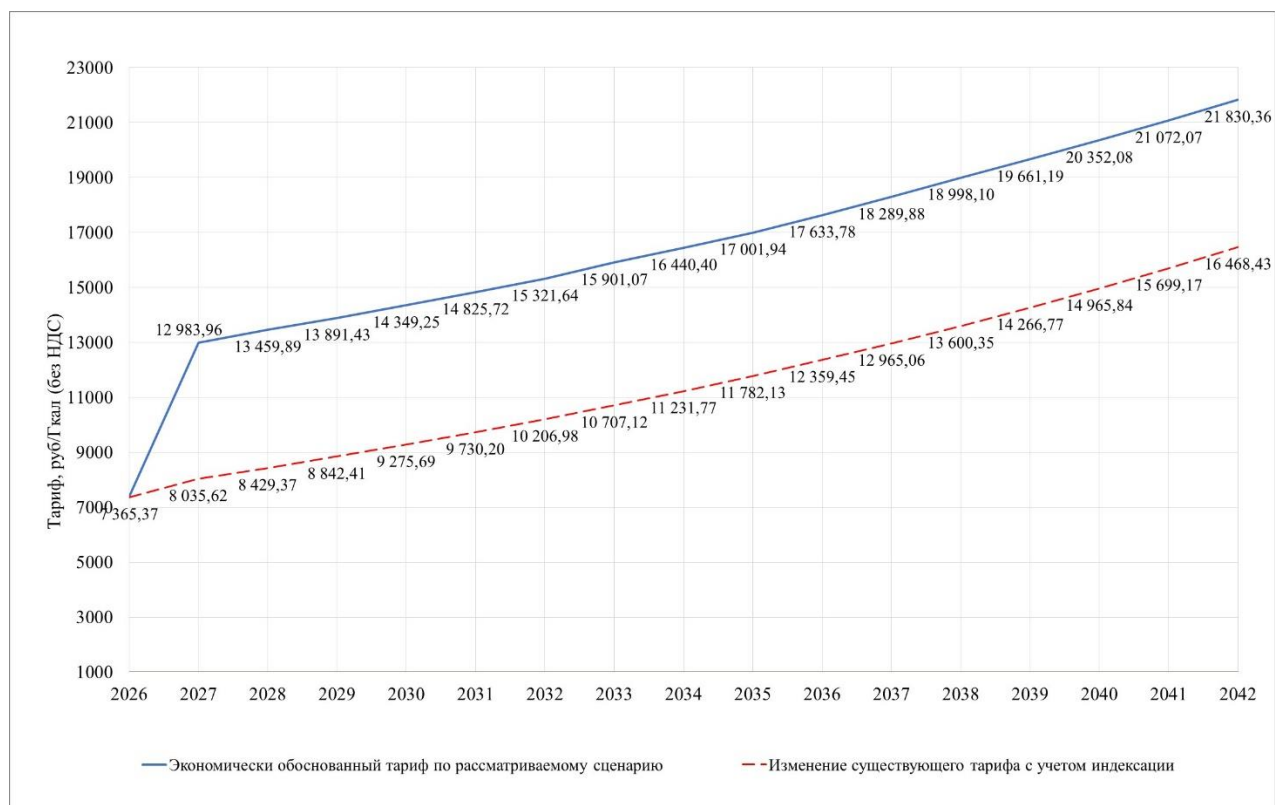


Рисунок 23. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей от угольной котельной ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее котельная МУП «МУК») при реализации запланированных мероприятий по сценариям 1 и 2 и без них (с учетом индексации тарифа)

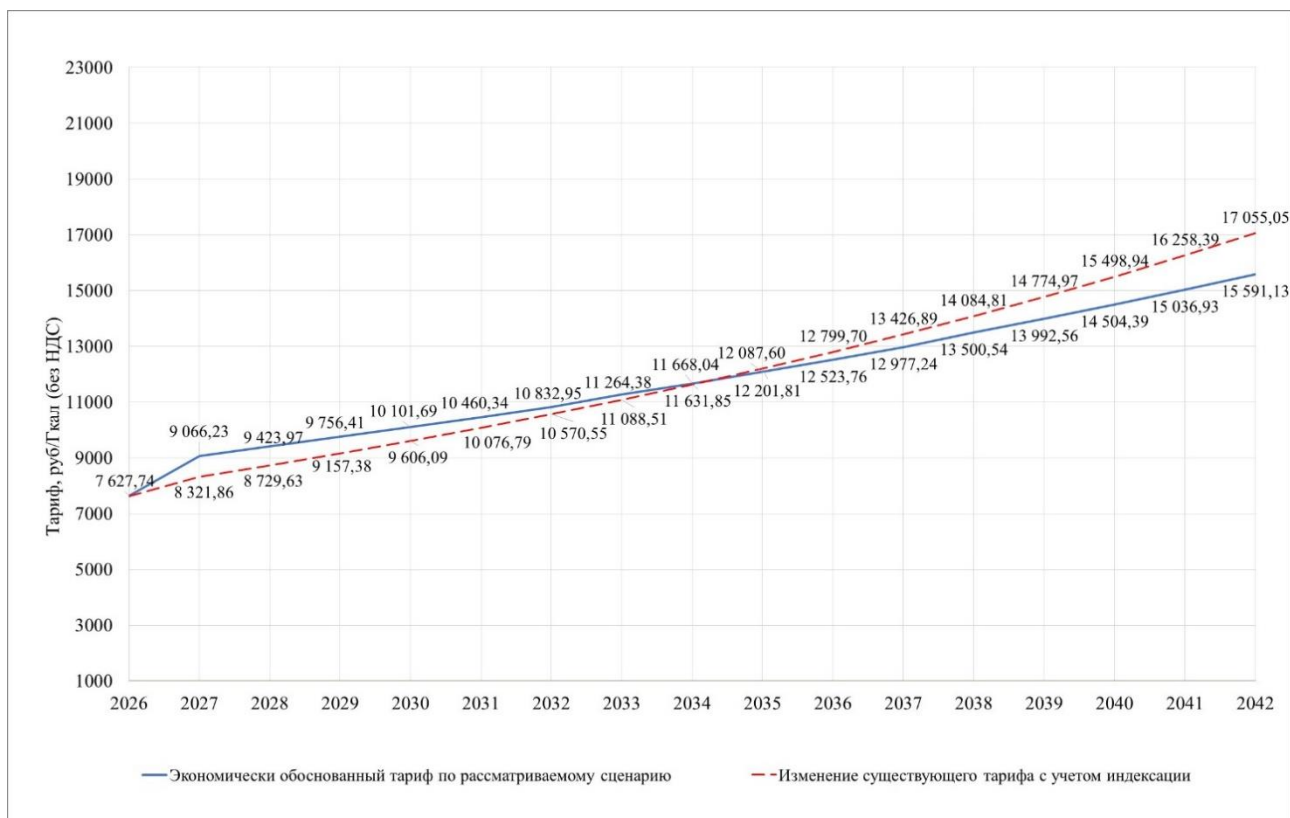


Рисунок 24. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «ММТП» по сценарию 1 (с учетом индексации тарифа)

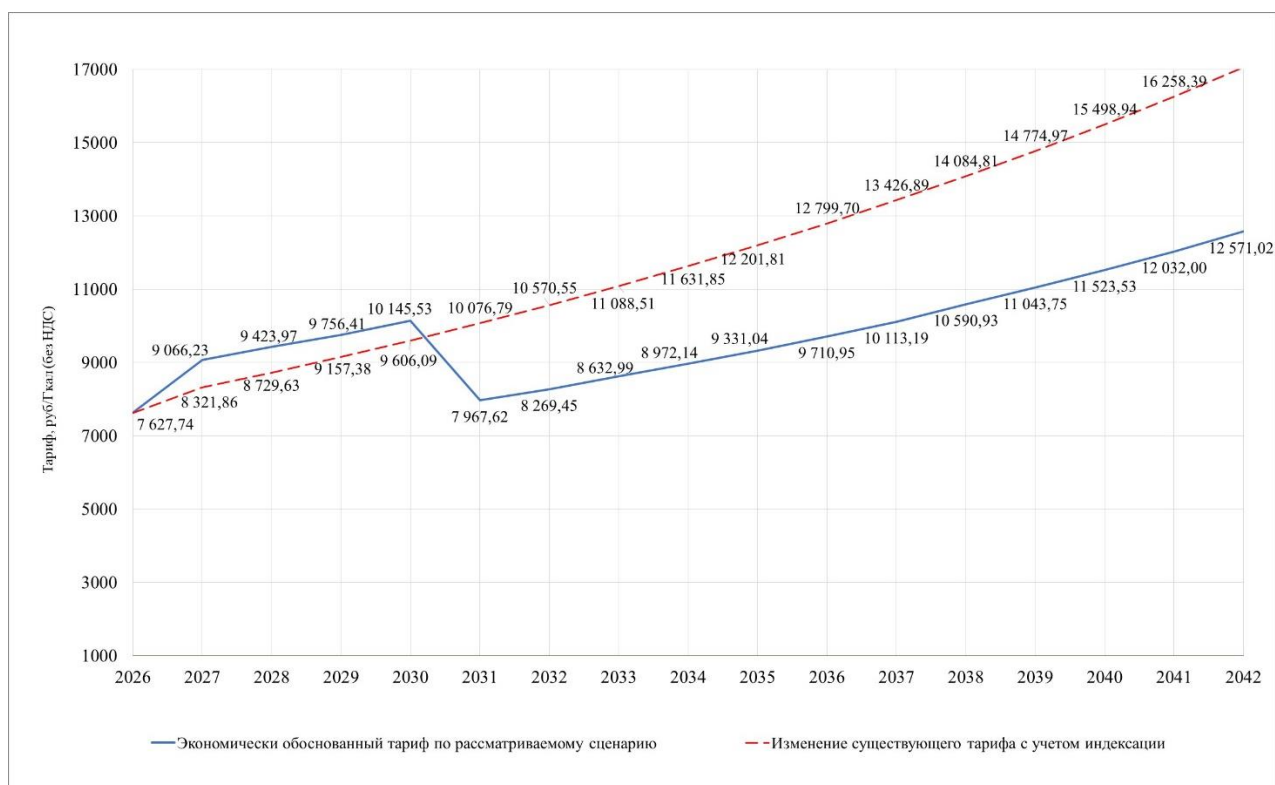


Рисунок 25. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей АО «ММТП» по сценарию 2 (с учетом индексации тарифа)

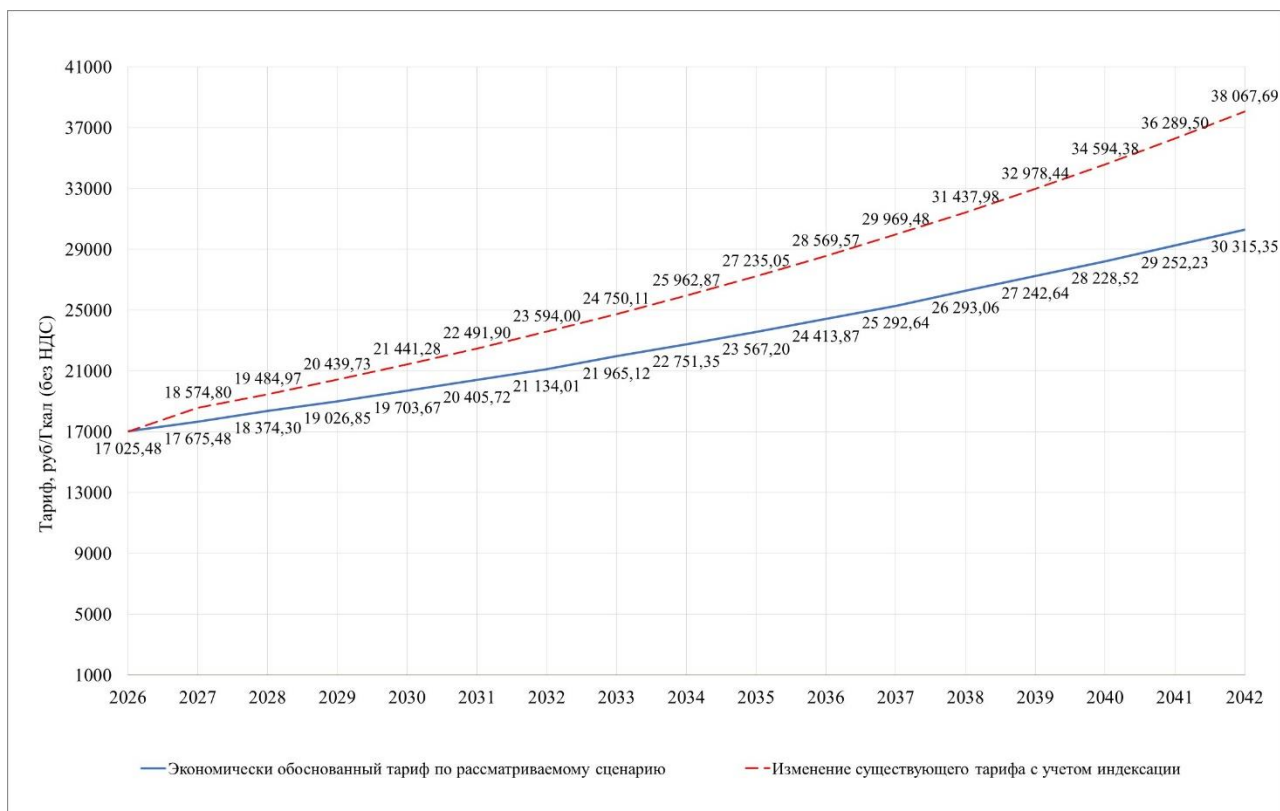


Рисунок 26. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей ООО «Инновационная теплоэнергетика» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 1 и без них (с учетом индексации тарифа)

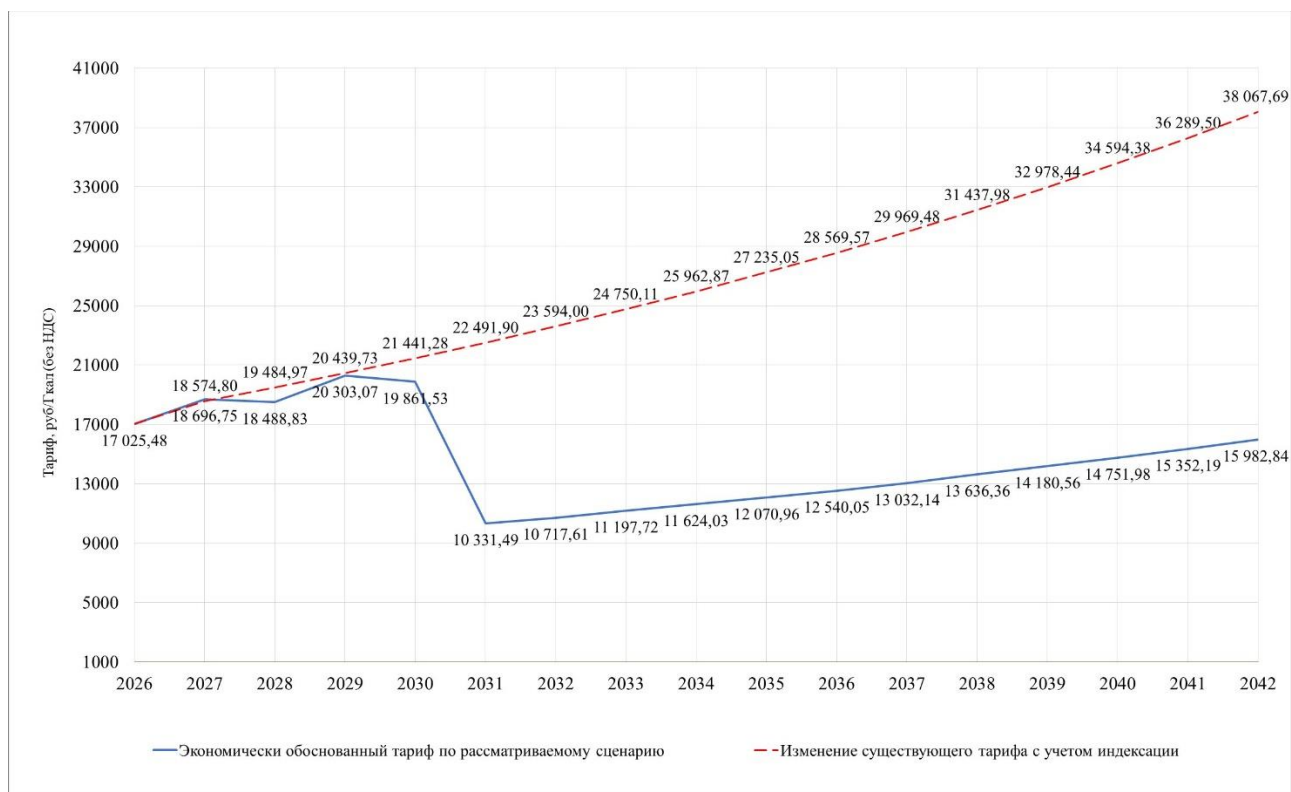


Рисунок 27. Результаты расчета ценовых последствий для потребителей ООО «Инновационная теплоэнергетика» при реализации запланированных мероприятий по сценарию 2 и без них (с учетом индексации тарифа)